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

RÉGISSEURE : Mme ESTHER FALARDEAU, présidente

AUDIENCE DU 26 FÉVRIER 2019

VOLUME 2

CLAUDE MORIN
Sténographe officiel

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	4
PRÉLIMINAIRES	5
PREUVE DE HQT - Panel	
ANDRÉ DAGENAIS	
BENOÎT DELOURME	
LUC MATTEAU	
WAHIBA SALHI	
INTERROGÉS PAR Me YVES FRÉCHETTE	7

LISTE DES PIÈCES

		PAGE
B-0085 :	Présentation du Panel (HQT-5, Document 1)	6
B-0086 :	Soutien à la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements #5 de la Régie (HQT-5, Document 2)	6

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

PRÉLIMINAIRES

LA GREFFIÈRE :
Protocole d'ouverture. Audience du vingt-six (26) 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.

PREUVE DE HQT - Panel
Me YVES FRÉCHETTE :
Oui. Alors, bonjour Madame la Régisseure. J'espère que vous vous portez bien. Mes salutations à toute l'équipe de la Régie bien sûr et ces salutations vous proviennent de l'équipe de TransÉnergie. Alors, on a accompli hier les formalités d'adoption et tout ça, nous en sommes donc au coeur du présent dossier.

Je vous ai fait distribuer, ainsi qu'à tous mes collègues, deux documents. Le premier étant une présentation qui vous sera offerte pour accompagner le témoignage principal ce matin, ainsi qu'un

second document qui servira de support à la réponse à la demande de renseignements, les réponses 2 et 3 qui vous seront offertes également verbalement ce matin. Alors, c'est les documents.

Pour le premier, soit la pièce HQT-5, Document 1, c'est la pièce B-0085 et le document qui est en support à la question 2.1, HQT-5, Document 2 et c'est la pièce B-0086.

B-0085 : Présentation du Panel (HQT-5, Document 1)

B-0086 : Soutien à la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements #5 de la Régie (HQT-5, Document 2)

Alors, à moins que vous ayez quelque chose de particulier, je laisserais la parole au panel pour la présentation.

LA PRÉSIDENTE :

Je vous remercie. On vous écoute.

Me YVES FRÉCHETTE :

C'est bien.

LA PRÉSIDENTE :

Merci.

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 :

INTERROGÉS PAR Me YVES FRÉCHETTE :

Q. **[1]** Alors, la parole est à vous, Messieurs. Messieurs, Madame.

M. BENOÎT DELOURME :

R. Bonjour, Madame la Présidente. Alors, bien, donc Benoît Delourme, je me suis présenté hier, chef - innovation technologique et évolution du réseau. Alors, ça nous fait plaisir d'être ici aujourd'hui pour vous livrer cette présentation et participer à cette audience.

Je tiens à préciser que le dossier qu'on traite aujourd'hui, c'est un dossier particulier. Sur le fond, d'une part, on est en présence de déclencheurs atypiques, voire contre-intuitifs. On

parle de phénomènes dynamiques complexes qui mettent à risque l'intégrité du réseau au complet. On parle aussi pour ramener ce niveau de fiabilité d'un projet structurant, robuste. On parle d'une ligne à sept cent trente-cinq kilovolts (735 kV). Nous, on exprime ça comme étant l'optimum technico-économique pour combler ce problème de fiabilité.

C'est un dossier qui est particulier également sur la quantité et la qualité de l'information qu'on a pu échanger. Selon moi, on n'est jamais allé aussi loin dans les explications entourant les détails de notre métier de planification et ça nous a fait plaisir de l'expliquer. On est vraiment allé loin, on a expliqué nos critères, on a expliqué nos méthodes et on a écrit une preuve, on a écrit également un complément de preuve à votre demande pour clarifier plusieurs éléments. On a répondu à cinq DDR de la Régie. On a répondu à plusieurs rondes de DDR, deux à trois donc de DDR pour les intervenants, ce qui est également atypique.

J'ai eu la chance d'intervenir dans le dossier Bitcoin, on s'en rappelle. Il y avait des interrogations entre le lien d'ajout de Bitcoin et puis le projet qu'on proposait ici. Donc, on a fait

des interventions en huis clos dans le dossier Bitcoin.

Il y a également eu des interventions dans la cause tarifaire du Transporteur au mois de novembre et puis au mois de janvier, sur les pertes qui étaient en lien avec le dossier Micoua-Saguenay. Donc, le forum qu'on a défini pour 4052 était déjà très très rempli, mais il y avait des dossiers connexes et puis des forums connexes qui ont nécessité des interventions en lien avec notre projet.

Donc, moi, je considère qu'on l'a regardé sous toutes les coutures ce projet, puis à chaque fois il ressort que c'est le meilleur projet et donc on est confiant de notre démarche.

Alors, aujourd'hui, c'est quoi l'objectif de notre présence aujourd'hui ici? Bien, c'est la présentation qu'on va vous faire aujourd'hui, c'est revenir sur l'essentiel. Hein! C'est revenir sur la structure de notre raisonnement. C'est de mettre en lumière les quelques concepts-clés là qui sont sous-jacents à notre démarche et puis on reviendra également sur une déclaration des intervenants et puis on y fera quelques remarques.

Alors, assez simplement, le plan

d'aujourd'hui, je commencerais par une introduction. C'est pas une introduction, il y en a une autre juste après. Alors, il y a une petite introduction qui rappellera les grands objectifs du projet et qui placera le Transporteur, la planification du Transporteur dans son écosystème de fiabilité avec la planification, l'exploitation, l'approvisionnement, on essaiera d'un peu clarifier ces grands domaines là et à quel endroit, nous, on travaille.

(9 h 06)

Par la suite, eh bien, on décrira comment est-ce qu'on procède à la planification du réseau de transport, les critères, et donc ce sera mon collègue Luc qui présentera ça. Et puis on ira ensuite sur la description et les solutions et notamment, évidemment, l'analyse économique qui est sous-jacente et ce sera André qui s'occupera de ce morceau-là.

Alors, je tiens à rappeler que Luc, d'un autre côté, est la personne qui a mené toutes les études dynamiques qui ont identifié la problématique et identifié la solution. Et André, de son côté, était témoin au BAPE récemment, là, pour expliquer le projet dans ce forum-là.

Alors, si je reviens rapidement sur le projet. Donc, les déclencheurs de ce projet-là, donc, à savoir la baisse de la prévision de charge sur la Côte-Nord et la fermeture des centrales dans le sud, sont des déclencheurs incontournables. On n'a pas de perspectives tangibles d'amélioration de la situation.

En regard à cela, le niveau de fiabilité attendu de notre réseau n'est pas atteint et on ne sera pas en mesure de livrer les services demandés et requis au regard de la perspective qu'on contemple.

Selon nous, le projet il est requis maintenant pour maintenir la fiabilité du réseau. Pourquoi je dis maintenant? Mais l'exploitant est déjà serré dans son exploitation à cause des phénomènes qu'on vient de décrire. La ligne Micoua-Saguenay est la solution technico-économique optimale qui va permettre de maintenir la fiabilité de notre réseau.

Alors, ces éléments-là, ça va être un peu le fil rouge de notre discussion, de notre présentation, donc on y reviendra sous différents angles et on illustrera chacun de ces points de manière substantielle.

Alors, on a décidé de dessiner un petit peu notre écosystème de fiabilité. Alors, là, je me suis mis au milieu de l'écosystème, mais certains pourront avoir un point de vue différent.

Donc, la planification du réseau comment ça fonctionne? Bien, on a différents intrants qui viennent influencer notre planification. Donc, par exemple, les diagnostics d'équipements qui vont donner le vieillissement ou l'état de nos transformateurs et qui vont nous permettre de porter des actions en pérennité. Donc ça, c'est des déclencheurs internes.

On a également des déclencheurs externes comme, par exemple, les fermetures de centrales – HQP qui a fermé différentes centrales : La Citière, Tracy, Gentilly-2, qui vont venir influencer également notre planification.

On a bien sûr les prévisions des besoins du Distributeur qui sont un intrant majeur à notre analyse et puis toutes les demandes OASIS. Donc, les demandes d'OASIS, c'est les nouveaux raccordements de production, les nouveaux services pour un point donc qui sont, en fait, de la croissance.

Alors, au regard de ces différents

intrants, le planificateur va être en mesure de faire son travail et donc, son objectif à lui ça va être quoi? Bien, ça va être de livrer. À qui? Bien, à celui qui conduit le réseau, CMÉ, le pilote du réseau, un réseau qui va être fiable et exploitable en tout temps.

Et donc, l'exercice qu'on mène nous, c'est de dimensionner ce réseau pour que CMÉ puisse piloter ce réseau. Et lui, CMÉ, qu'est-ce qu'il va faire? Bien, il va garantir la fiabilité du système et maximiser la disponibilité du réseau, mais avec les éléments dont il dispose, les éléments existants. Donc, notre objectif, nous, planification, je le répète, c'est de livrer un réseau qui va être fiable et exploitable en tout temps et on procède à un exercice de dimensionnement du réseau.

Le besoin du Distributeur à quoi il sert également? Bien il va servir à établir le plan d'approvisionnement. Le Distributeur va s'assurer qu'il dispose des moyens suffisants pour approvisionner la charge qu'il prévoit. Donc, la charge qu'il prévoit, c'est la charge résidentielle, la charge industrielle et les moyens qu'il va mettre en regard, bien, ça va être le bloc

patrimonial, des parcs éoliens, et cetera, et caetera.

Alors, lui, son objectif avec son plan d'approvisionnement c'est quoi? Bien, c'est de livrer au Distributeur « temps réel » entre guillemets, de lui garantir la suffisance des ressources pour qu'il puisse approvisionner et livrer de l'énergie et de la puissance à ses clients.

Si jamais il était en déficit, eh bien, il peut lancer des appels d'offres. Et s'il lance un appel d'offres, eh bien ça, ça va faire l'objet d'une demande d'OASIS, par exemple, les différents appels d'offres éoliens ont constitué des demandes OASIS que le Transporteur a analysées.

Alors, le Distributeur en temps réel, lui, il va optimiser l'usage de ses ressources pour offrir à CMÉ, le pilote du réseau, ce qu'il faut pour alimenter la charge locale.

(9 h 11)

Alors, là, il y a une composante qu'on fait apparaître, évidemment, c'est tout ce qui est service point à point qui sont également des besoins que le Transporteur doit pouvoir assurer. Donc, le Transporteur, lui, il a des clients, de la

charge locale, évidemment, mais aussi tous les services point à point qui ont été réservés à long terme et qui doivent transiger sur son réseau. Donc il ne faut pas oublier cette composante. Le Transporteur sert à la fois la charge locale et les services point à point.

Alors, à gauche, en fait, on est dans le monde, dans la fonction planifiée, dans le monde de la planification, c'est-à-dire qu'on s'assure que le réseau est suffisamment dimensionné, les approvisionnements sont suffisamment dimensionnés. Et puis, si jamais ce n'est pas le cas, et bien, on va renforcer le réseau ou HQD approuve à faire appel à des nouvelles ressources.

Par contre, quand on passe de l'autre côté de la frontière, on est dans le monde exploité, là, l'objectif est tout différent. L'objectif est d'optimiser ce qu'on a, d'optimiser le réseau existant et d'optimiser les ressources dont on dispose. Donc, on n'a pas la possibilité ou la capacité d'ajouter des choses, vu qu'on est en temps réel.

Alors, je vais donner un petit exemple. Imaginons que HQD, ici, décide de lancer un appel d'offres en éolien. Bon, bien, quand il va lancer

son appel d'offres en éolien, dans son bilan, il ne peut pas considérer que s'il intègre deux mille mégawatts (2 000 MW) d'éolien, il va disposer de deux mille mégawatts (2 000 MW) d'éolien dans son bilan. Pourquoi? Bien parce qu'il ne vente pas tout le temps. Donc, comme il ne vente pas tout le temps, il n'est pas garanti d'avoir cent pour cent (100 %) de sa puissance éolienne disponible pour équilibrer ses bilans. Donc, ce qu'il fait, c'est qu'il va considérer quarante pour cent (40 %) de sa puissance installée et il va intégrer quarante pour cent (40 %) de cette puissance installée à son bilan. Alors, ça, ce quarante pour cent (40 %), comment on l'établit? Bien, on l'établit en fonction de différentes règles sur la disponibilité. Est-ce qu'on a des services complémentaires pour l'asseoir, admettons, avec HQP? Et ça, ça va lui permettre de se dire : « Oui. Je suis en mesure de considérer que mon éolien contribue à quarante pour cent (40 %) de mon bilan d'approvisionnement. » Ce qui ne veut pas dire qu'il ne va pas en avoir plus ou moins. En temps réel, il va peut-être en avoir un peu plus ou un peu moins.

Mais d'un point de vue du Transporteur, cet

éolien, ce même parc éolien, bien nous, on va l'intégrer à cent pour cent (100 %) de sa capacité. Pourquoi cent pour cent (100 %)? Bien, pour que justement on puisse le sortir en tout temps et que le jour où il va venter, on va être capable de l'emmener jusqu'à la charge locale. Et si on n'avait pas fait cet exercice-là, bien on aurait limité l'accès à cette ressource, et en limitant cet accès à cette ressource, le quarante pour cent (40 %) que le Distributeur aurait mis dans son bilan serait erroné, il serait plus petit. Donc, là, on voit bien que, par exemple, pour l'éolien là, c'est dépendamment du point de vue qu'on regarde la ressource, mais c'est légitime de prendre quarante pour cent (40 %) pour de l'approvisionnement, mais c'est légitime aussi de prendre cent pour cent (100 %) quand on fait de l'intégration dans un réseau de transport. Donc, là, c'est un petit exemple qui permet de montrer que pour la même ressource, bien, les hypothèses sont différentes. Si je suis dans la ligne bleu pâle ici, bleu ciel, pardon, et puis si je suis en bleu nuit, bien là je me mets à cent pour cent (100 %). Donc, en fait, assez simplement là, bleu très clair c'est externe, on va dire, la

régulation. Ici, on est chez le Transporteur puis ici on est chez le Distributeur.

Un autre exemple, les limites de réseaux. Les limites de réseaux, elles appartiennent complètement à CMÉ. Ce sont des outils qui lui permettent de s'assurer qu'en temps réel, le réseau va être fiable. Ça n'appartient en aucun cas au domaine de planification. En planification, on utilise les critères de conception qui nous permettent de nous assurer que le réseau répond correctement en termes de performance. Mais on n'utilise pas de limites de réseaux pour dimensionner le réseau. Les limites de réseaux, elles appartiennent à CMÉ. Ça lui permet, lui, de maximiser sa disponibilité.

Alors, quand je parle d'améliorer la flexibilité d'exploitation, bien c'est que j'offre de la flexibilité à CMÉ pour mieux faire son travail. Donc, j'aurai l'occasion de revenir sur ce dessin-là parce qu'il y a beaucoup de concepts là qu'on manipule dans ce dossier-là, puis j'essayerais de les placer à chaque fois, au besoin là : Est-ce qu'on est chez le Transporteur? Est-ce qu'on est chez le Distributeur? Est-ce qu'on est chez des clients externes? Puis est-ce qu'on est en

« planif » ou est-ce qu'on est en « exploit »? Ça va être bien important de distinguer les mondes. Alors, sur ce, je vais passer la parole à Luc qui va vous entretenir de la suite.

M. LUC MATTEAU :

R. Donc, bonjour Madame la Présidente.

LA PRÉSIDENTE :

Bonjour Monsieur Matteau.

R. Donc, je vais revenir sur comment on fait notre planification de réseaux. Donc, la planification de réseaux, c'est basé d'abord et avant tout sur nos critères de conception de réseaux. Donc, nos critères de conception, c'est ce qui définit le niveau de fiabilité adéquat du réseau. Donc, dans un contexte de planification, un niveau adéquat c'est aussi le niveau minimal de fiabilité qu'on doit respecter.

(9 h 16)

Nos critères de conception sont arrimés avec les critères de la NERC et du NPCC et ils sont adaptés aux besoins du Québec. Donc, ces critères-là représentent le plan de défense du réseau face à des événements, et ce plan de défense-là est organisé à un niveau successif. Donc, t'as des événements qu'on considère des événements de base,

des événements qu'on considère complémentaires, des événements qu'on considère exceptionnels. Et, pour chacun de ces niveaux-là, la performance qu'on s'attend du réseau et les moyens correctifs qu'on se permet ne sont pas les mêmes. Notamment, donc pour nous, pour les événements de base, par exemple, on ne se permet pas l'utilisation d'automatisme. On va la permettre de façon limitée pour les événements complémentaires et on va la permettre de façon complète pour les événements exceptionnels.

Nos critères sont appliqués depuis plus de trente (30) ans, mais ils sont actualisés en continu. On rappelle que le Transporteur participe activement aux travaux de la NERC et du NPCC pour faire évoluer les pratiques de l'industrie et cette évolution se reflète aussi dans nos critères.

On a des critères qui sont spécifiques au Transporteur. Ceci est nécessaire dû particularités de notre réseau. Donc, on a un réseau qui est très étendu, qui est peu maillé et dont la production est très éloignée de la demande. On a peu de lignes, il y a uniquement onze (11) lignes à sept cent trente-cinq (735 kV), qui raccordent cette production-là éloignée vers les centres de

consommation. Il y a une forte dépendance de notre clientèle à l'alimentation électrique, notamment dû au chauffage en hiver. Et donc, la fiabilité du réseau, de ce fait, devient un enjeu de sécurité publique. Donc, nos critères particuliers nous permettent d'obtenir un niveau de fiabilité qui est équivalent à celui de nos voisins et à l'ensemble de l'industrie.

Donc, comme je le disais tout à l'heure, là, par exemple, bien que nos voisins permettent l'usage d'automatisme pour les événements de base, ils ont un réseau qui est différent du nôtre. D'ailleurs, eux, leur plan de défense est à deux niveaux, il n'est pas à trois niveaux. Donc, le niveau d'événement complémentaire est particulier au Transporteur. Donc, c'est les particularités de notre réseau qui font en sorte que pour avoir un niveau de fiabilité équivalent, on se doit de se doter de ces critères supplémentaires-là.

Donc, l'objectif de la planification du réseau c'est, comme l'a dit Benoît tout à l'heure, c'est de dimensionner le réseau. Donc, on cherche à concevoir un réseau qui dispose de suffisamment d'équipements pour répondre aux besoins des clients du Transporteur. Pour pouvoir faire ça, il faut

faire une planification du réseau qui est sans congestion.

Et c'est l'application des critères de conception qui permet de dimensionner le réseau. Donc, comme Benoît aussi l'a dit tout à l'heure, les notions de limite de transit ne sont pas utilisées pour faire cet exercice de planification-là. Notre objectif aussi ce n'est pas de créer de la capacité et de créer du transit additionnel, mais c'est d'atteindre un réseau planifié qui respecte nos critères de conception.

Donc, chaque solution qu'on élabore dans ces conditions-là contient le minimum d'équipement nécessaire pour atteindre le respect des critères de conception. Et le choix qu'on fait entre nos solutions, on fait le choix de la solution qui est la plus optimale d'un point de vue technico-économique. Règle générale, ça veut dire qu'on prend celle qui a le coût actualisé le plus faible. Mais à coût équivalent, on va choisir la solution qui est la plus performante d'un point de vue technique.

M. BENOÎT DELOURME :

R. Donc, si on regarde un petit peu en détail, là, les conditions de réseau qu'on va utiliser en

planification. Donc, comme on l'expliquait tout à l'heure, on cherche à avoir un réseau qui sera exploitable en tout temps. Donc, il faut réussir à trouver le moyen de le concevoir pour qu'il soit exploitable en tout temps. Donc, comme Luc l'expliquait, on va se mettre avec une condition où toute la production va être en service.

Donc, le réseau qu'on va utiliser déjà, c'est un réseau projeté, un réseau futur. On est aujourd'hui en deux mille dix-neuf (2019), mais le réseau qu'on utilise c'est une vision deux mille vingt/vingt et un (2020-2021), vingt et un/vingt-deux (2021-2022). C'est-à-dire qu'on va se donner un réseau futur avec des conditions futures. Donc, par exemple, on va prendre la pointe prévue par HQD, c'est-à-dire la prévision qu'on obtient dans le plan d'approvisionnement du Distributeur, c'est ça qu'on va insérer dans notre réseau. Et cette demande, là, c'est une demande normalisée cinquante-cinquante (50-50), donc cinquante pour cent (50 %) de chance que ce soit au-dessus, cinquante pour cent (50 %) de chance que ce soit au-dessous. Et au regard de ça, on va mettre toute la capacité de production qui est prévue pour l'horizon de planification qu'on se donne. Donc, si

on en deux mille vingt et un/vingt-deux (22), bien là, le complexe Romaine, par exemple, est entièrement intégré, évidemment, et puis on va mettre en regard la charge prévue par le Distributeur pour le même horizon.

(9 h 21)

Alors là, la subtilité c'est que quand on fait cet équilibre-là, on s'aperçoit que la production raccordée sur le réseau du Transporteur et la charge qu'on doit livrer au Distributeur ne nous permettent pas d'alimenter l'ensemble des besoins fermes, les réservations fermes de transport. Donc, ce qu'on va faire, c'est qu'on va ajuster les exports, les réservations fermes de transport, les exports fermes, pour aller accoter la production disponible. Donc, on met la production, on fixe la production, on met la charge prévue par le Distributeur et le reliquat, production moins charge, là, on va le mettre sur les exports fermes puis comme on l'avait déjà expliqué les différentes DDR, on va choisir un dispatch, là, d'exports qui est le plus contraignant pour le réseau. Donc, l'objectif étant bien sûr de le dimensionner ce réseau, donc, on veut être certain qu'on va attraper les bobos.

Alors, également, le truc qu'on fait c'est qu'on va mettre tous les équipements du réseau de transport en services. Donc, toutes les lignes sont en service, tous les transformateurs sont en service, tout est en service, et ça va dans les critères qu'on va dégrader le réseau. C'est-à-dire que quand on est sur un réseau de deux bases, bien là, on va simuler des pertes de lignes puis quand, mettons, on va se mettre en réseau N-1-1500, bien là, la situation initiale, ça va être qu'on va enlever une ligne, on va faire un rajustement, et de cet état-là, on va reperdre une nouvelle ligne. Donc, c'est dans les critères qu'on va dégrader le réseau, mais à l'origine, le réseau, on l'appelle noble, donc, noble, il y a tous, tous, tous les équipements en service.

Alors, ça, là, ça nous permet d'avoir en fait un réseau qui va être représentatif de la pointe hivernale qu'on s'attend pour cet hiver-là. Donc, par exemple, quand on va regarder qu'est-ce qui se passe sur la Côte-Nord, bien, on va avoir la prévision de charge de la Côte-Nord, deux mille deux cents mégawatts (2 200 MW), on va avoir l'ensemble de la production sur la Côte-Nord, donc, toutes les Manic, toutes les Outardes, tout

Churchill, toutes les Romaines, et là, bien, on va évaluer comment ce réseau-là se comporte puis, bien, c'est quand on fait cette évaluation-là qu'on s'aperçoit que l'interface Manic-Québec, donc, toutes les lignes qui sortent de Micoua, Manic, eh bien, à cet endroit-là, le réseau a des mauvaises performances, des performances telles là qu'il va falloir agir. Donc, voilà, c'est ça. Je repasserais la parole à Luc.

M. LUC MATTEAU :

Donc, dans le cadre du dossier là, il y a eu plusieurs questions qui ont été posées concernant le déclencheur de ce projet-là. Donc, pour remettre en contexte les différents moments dans lesquels le Transporteur prend ses décisions de projets, on considère qu'il est important de revenir sur notre processus de réalisation de projets, processus qui, je dois vous le rappeler, est encadré par nos tarifs et conditions.

Donc, tout commence par l'identification d'un besoin. Donc, c'est un besoin qui peut provenir de plusieurs sources possibles, donc, qui peut provenir de demandes de raccordement dans Oasis, ça peut provenir de l'identification par le Transporteur que plusieurs besoins peuvent être

regroupés ensemble pour en faire une optimisation comme on l'a fait notamment dans le projet Chamouchouane-Bout-de-l'Ile. Ça peut aussi venir de l'identification d'une problématique de fiabilité par une revue de conformité, revues de conformité qui peuvent être faites dans le cadre de ce qui est prévu par les normes du NERC ou du NPCC ou initiées par le Transporteur lui-même pour vérifier que son réseau respecte les normes. Donc, une revue de fiabilité, c'est une évaluation que le réseau planifié respecte les critères de conception du réseau.

Une fois qu'on a un besoin qui est identifié, on va démarrer l'étude de planification. L'étude de planification, elle sert à déterminer les solutions de renforcement possible pour répondre au besoin qui a été identifié. C'est à la fin de cette étude-là qu'on réalise l'analyse économique et qu'on effectue le choix de la solution. La solution est choisie à l'étape de l'étude de planification notamment en raison du fait que c'est coûteux et c'est coûteux en argent et en temps de réaliser des études d'avant-projets. Donc, les études avant-projets vont être réalisées uniquement sur la solution qui est retenue.

D'ailleurs, c'est aussi à ce moment-là, une fois qu'on a identifié la solution de raccordement, que la solution est associée à son besoin en vertu du principe de déclencheur-payeur dans lequel on planifie le réseau.

(9 h 26)

Donc, à la suite de l'étude de planification, on réalise l'étude d'avant-projet. Les études d'avant-projet permettent de déterminer le faisabilité et le coût de la solution retenue. Et, c'est suite à ces avant-projets-là qu'on vient faire une demande d'autorisation devant vous pour faire autoriser le projet. C'est aussi à la suite des avant-projets que, dans le cas de demandes qui proviennent d'OASIS, des demandes de services point à point, que la convention de services ou l'entente de raccordement est signée, ce qui fixe les conditions de raccordement pour le client qui a fait la demande. Donc, évidemment, la réalisation du projet démarre seulement suite aux autorisations du projet, et le projet se termine avec la mise en service.

Quand on parle d'optimisations qui peuvent être faites de plusieurs besoins, comme dans le cas de Chamouchouane-Bout-de-l'île, on peut faire ces

optimisations-là pour des besoins qui sont, au plus tard, qui n'ont pas encore... Dont la phase de réalisation n'a pas encore commencée. Donc ça, c'est le plus loin qu'on peut aller. Et aussi, qui n'ont pas démarré la phase avant-projet. Parce que si on regroupe des besoins qui n'ont pas encore démarré l'avant-projet, on n'a pas encore de confirmation de notre client que le besoin va être allé de l'avant. Donc, on ne peut pas faire d'optimisation avec ces projets-là. Donc, autrement dit, ça revient à dire qu'on peut regrouper des besoins qui, généralement, sont dans la phase avant-projet. Et je rappellerais aussi que les besoins sont étudiés en séquences, et que chaque... Et que les coûts de renforcement sont associés en besoins, comme le veut le principe de déclencheur-payeur en vertu duquel on développe nos projets. Je vais repasser la parole à Benoît.

M. BENOÎT DELOURME :

Merci. Alors, donc, le concept que Luc vient d'expliquer, qui est fondamental dans la manière, chez nous, de travailler, de bien faire des empilements et des séquencements, je vais l'illustrer un petit peu sur la période deux mille trois/deux mille vingt-trois (2003-2023), qui est

finalement quand même de vingt (20) ans, mais qui nous préoccupe. Parce qu'il y a eu quelques projets majeurs dans cette période-là, et puis c'est ces projets-là qui sont discutés par plusieurs intervenants quant à la causalité des coûts, et puis à leur impact sur le projet d'aujourd'hui. Donc, aujourd'hui, pour moi, cette diapo-là, elle est fondamentale. Parce que c'est elle qui décrit comment la causalité des coûts est appliquée, et comment on travaille aujourd'hui pour identifier les déclencheurs. Alors, je vais prendre le temps de la faire, celle-là, pour que ce soit bien clair, puis si jamais vous avez des questions, n'hésitez pas, parce que celle-là, elle est complexe.

Alors, on se rappelle qu'on a eu une demande OASIS, la Romaine, la 75-R, qui est rentrée en deux mille trois (2003), dans le « cueing », et donc, pendant les années deux mille trois (2003), deux mille quatre (2004), on a fait les analyses pour savoir comment raccorder ce complexe de quinze cent cinquante mégawatts (1550 MW) à notre réseau. À la fin de ces études, donc en deux mille quatre (2004), on a établi la solution de raccordement du projet Romaine. Donc c'est là où on a décidé qu'on allait construire des lignes à courant alternatif,

et qu'on allait faire des renforcements courant alternatif sur le réseau de transport principal afin de raccorder le projet Romaine. Quand on a pris cette décision-là, le choix, il était fait en deux mille quatre (2004), on a lancé les avant-projets pour procéder à la construction. Donc, on a lancé les avant-projets pour faire la ligne Arnaud/Romaine-2, on a lancé les avant-projets pour faire Montagnais/Romaine-3, et caetera, et caetera. Et donc, c'est là où on a commencé à dépenser de l'argent basé sur le choix qu'on a fait en deux mille quatre (2004).

Alors, à la fin de l'avant-projet, en deux mille dix (2010), bien, on était prêt à pouvoir se présenter un dossier complet à la Régie avec une connaissance des coûts de raccordement précise, des échéanciers. L'avant-projet avait permis de dérisquer le mode de raccordement du complexe la Romaine. Et donc, dans le dépôt Régie en deux mille onze (2011), bien, on exprimait les différentes solutions qu'on avait envisagées, mais vu de deux mille quatre (2004), et on exprimait également le choix qu'on faisait, et on demandait les montants associés à ce raccordement.

Ce qu'on faisait dans ce dossier Régie

aussi, c'est qu'on disait à la Régie : « Écoutez, concernant le renforcement réseau principal, on a en tête une optimisation, et peut-être que la compensation série que j'avais en tête, je vais peut-être faire mon renforcement autrement. » Donc ça, ça a été déjà dans le dossier Régie de deux mille onze (2011). On avertissait la Régie que, potentiellement, le renforcement réseau principal pourrait être différent.

(9 h 31)

En revanche, le renforcement local, au nord, était très clair. Le renforcement au niveau de l'interface Manic-Québec parce que oui, Romaine a nécessité un renforcement sur Manic-Québec avec la construction du poste Outardes. Ça, c'était figé et ça a resté tel que tel. Donc, la seule chose qui était, on va dire, à optimiser, c'était le sud du réseau et donc on indiquait cela à la Régie.

On avait un deuxième gros projet, une deuxième grosse demande, c'était la demande OASIS 91-R. Donc, l'appel d'offres 2005-03 donc c'était deux mille mégawatts (2000 MW) de production éolienne à raccorder au réseau. Cette demande elle est rentrée, bien, en deux mille cinq (2005), évidemment, à peu près en même temps que le

lancement de l'appel d'offres. Et pendant trois années, on a fait les études pour savoir comment on allait raccorder ces deux mille mégawatts (2000 MW) de parc éolien. Alors, là, à chaque fois, on a la question du réseau local, comment chacun des parcs sera raccordé à notre réseau. Et comme deux mille mégawatts (2000 MW) c'est énormément de nouvelle production, il y avait un impact également sur le renforcement du réseau principal, sur le réseau principal. Donc, on avait identifié que le réseau principal devait également être renforcé.

À la fin des études, on s'aperçoit, et c'est pour ça qu'il y a le trait rouge optimisation, là, on s'aperçoit qu'en fait l'appel d'offres appuie à un endroit qui nous fait tout le temps mal. Romaine appuie à un endroit qui nous fait tout le temps mal, c'est le fameux biais structurel qu'on avait décrit dans le dossier Chamouchouane-Montréal.

Donc là, on fait le choix en tant que Transporteur de développer une solution qui va corriger durablement ce billet structurel en s'appuyant sur l'opportunité d'avoir deux payeurs en croissance, Romaine et l'appel d'offres.

Donc, à cet endroit-là, à la fin des études

du deux mille mégawatts (2000 MW), on lance une étude d'optimisation du réseau principal. Donc là, on va avoir une ligne optimisation Chamouchouane-Montréal, que c'est un choix du Transporteur d'optimiser son réseau.

Donc, tout à l'heure, Luc disait, bien, on pouvait faire des études sur des demandes OASIS puis on peut faire aussi des études par notre propre chef parce qu'on considère que le réseau, pour l'optimiser, eh bien, on a besoin de faire différemment.

Donc là, en deux mille huit (2008), on lance une étude pour essayer de voir comment on peut corriger le biais structurel et profiter de l'opportunité que Romaine et l'appel d'offres sont également sur la table, et ils sont sur la table de manière sérieuse : ils sont en avant-projet, ils se sont engagés. Ce sont des clients qui deviennent sérieux, ils vont de l'avant.

Comme tout à l'heure disait Luc, on peut optimiser si je suis sûr que ça va de l'avant et là, à ce moment-là, Romaine va de l'avant et le deux mille mégawatts (2000 MW) va de l'avant. Donc, on optimise. Alors, on passe deux années à faire une analyse et à trouver que, effectivement, le

projet de ligne Chamouchouane-Montréal vaut la peine et c'est quelque chose qu'on doit développer.

Donc là, en deux mille dix (2010), on lance l'avant-projet pour la ligne Chamouchouane-Montréal. Cet avant-projet dure quatre ans et, en deux mille quatorze (2014), on dépose à la Régie le dossier Chamouchouane-Montréal. Alors, ce dossier, évidemment, il est en écho aux deux dossiers Régie précédents parce que dans le dossier Régie de Romaine, on avait indiqué qu'on était en réflexion sur une optimisation. Dans le dossier Régie de deux mille mégawatts (2000 MW) aussi, on indiquait, j'ai oublié de vous le dire, mais on indiquait aussi qu'on était en optimisation. Et donc, on arrive en deux mille quatorze (2014) avec le dossier Chamouchouane-Montréal qui propose l'optimisation et qui va venir modifier, finalement, j'ai pas les technicalités exactes, mais au moment de ce dépôt Régie, là, on avertit la Régie qu'on change le contenu des deux dossiers précédents et, donc, les décisions, enfin pas les décisions, mais les contenus de chacun des projets se retrouvent affectés par le fait qu'on a une optimisation à la place.

Alors, voilà la situation telle qu'elle

est. C'est-à-dire que Romaine arrive le premier, on fait une analyse, on lui trouve sa solution. L'appel d'offres arrive après, lui aussi il avait des renforcements au réseau principal qui lui étaient propres, mais avec cette optimisation qu'on voit là, on va substituer le renforcement au réseau principal de Romaine et le renforcement au réseau principal du deux mille mégawatts (2000 MW) par la ligne et on va proposer une ligne qui va être, alors certes en 03, mais avec de la contribution, pardon, en maintien et amélioration de la fiabilité et avec une contribution en croissance des deux projets.

(9 h 36)

Alors, je reviendrai pas sur ce débat-là, on l'a déjà eu en deux mille quatorze (2014), mais c'était ce qu'on avait ici. Alors, qu'est-ce qui se passe, là? Donc, on voit qu'en fait, quand je suis en deux mille douze/deux mille treize (2012-2013), le dossier Romaine il est, pour moi, et comme on l'a dit, les ententes sont signées avec le client, le dossier Régie est figé. L'appel d'offres du deux mille mégawatts (2000 MW) pareil, c'est signé, c'est figé à la Régie. Et là, on s'aperçoit qu'en deux mille douze (2012), on va avoir des fermetures

de centrales : Tracy, La Citière, Gentilly, qui ferment, bon, O.K. Et en deux mille treize (2013), la baisse de la prévision de la demande de HQD qui nous arrive, en deux mille treize (2013).

En deux mille douze (2012) et deux mille treize (2013) là, les dossiers Régie, les dossiers Romaine et deux mille mégawatts (2 000 MW), ils sont derrière nous là. Ce sont des déclencheurs là qui sont complètement externes à Romaine. L'étude Romaine date de deux mille quatre (2004). En deux mille quatre (2004), on avait mis exactement tout ce qu'il fallait pour raccorder Romaine et respecter les critères de conception. Romaine, on avait identifié les bons éléments pour atteindre le niveau de fiabilité requis dans Romaine. Le travail avait été fini et fait, et bien fait. Le fait que la baisse de prévision arrive en deux mille treize (2013) est complètement externe à l'analyse qui avait été faite par Romaine, ça arrive dix (10) ans plus tard. Alors, on regarde ça là, c'est vraiment important de comprendre que le séquencement, la date d'arrivée des demandes, c'est ça qui compte. Faire un suivi au jour le jour de comment mon réseau va évoluer parce que je vais avoir une mise en service de Romaine ici, une autre mise en

service de Romaine ici, ça n'a aucun sens, ça nie complètement le fait que nous, on fait des empilements et des séquencements, ça regarde le problème complètement à l'envers. Et ça, c'est complètement contraire à nos tarifs et conditions et à la politique d'ajout telle qu'on la connaît.

Alors, si je poursuis. Donc, quand nous on a ces déclencheurs-là, fermetures de centrales, baisses de la prévision de charges, bien là, on s'aperçoit que nous, on a un problème. Donc, le Transporteur lance une analyse pour savoir qu'est-ce qu'on va faire avec ces éléments-là? On fait une analyse, on s'aperçoit qu'on a un énorme problème parce que le réseau est très, très, dégradé. Et donc, à la fin de deux mille quinze (2015) là, on recommande le projet de ligne Micoua-Saguenay. C'est-à-dire qu'avec ces déclencheurs-là, ces deux déclencheurs ici, on fait une analyse, à la fin de l'analyse, on recommande de lancer le projet de ligne Micoua-Saguenay. Donc, deux mille seize (2016) et deux mille dix-sept (2017), on réalise l'avant-projet, un peu de deux mille dix-huit (2018) aussi. Et en deux mille dix-huit (2018) là, on dépose à la Régie, c'est l'été dernier, la demande pour obtenir le financement pour le projet

de Micoua-Saguenay.

Donc, encore une fois, le choix de la solution, il se fait en deux mille quinze (2015), basé sur des déclencheurs en deux mille douze/deux mille treize (2012-2013) et donc aujourd'hui, on est ici aujourd'hui à la Régie pour discuter de ce financement. Alors, l'avant-projet est somme toute terminé, puis quand on aura obtenu les autorisations telles qu'il se doit, bien, on sera en mesure de poursuivre le projet, la construction, et on espère la mise en service pour l'horizon deux mille vingt-deux (2022).

Qu'en est-il de SM-3, quand est-il de SM-3? Le SM-3 là, Sainte-Marguerite 3, c'est la demande Oasis 215-R. Cette demande a été rentrée dans notre système, en octobre deux mille dix-sept (2017). Octobre deux mille dix-sept (2017), donc c'est complètement « décorellé » de tout ce qu'on voit ici et l'étude est toujours paralysée, l'étude, je ne l'ai pas fini. « Je », je dis « je », mais l'équipe. L'équipe ne l'a toujours pas terminée, on espère la faire cette année. À la fin de l'étude, on identifiera le contenu nécessaire à SM-3 pour pouvoir effectuer les renforcements et les raccordements. Alors, on parle beaucoup de

l'influence de Micoua-Saguenay sur SM-3 là, mais pour moi là, le raccordement de SM-3, ça va prendre beaucoup d'éléments de plus. Il va y avoir des modifications à Arnaud, et caetera, et caetera. Là, il y a plein de choses à regarder dans notre étude de raccordement, mais il y a, effectivement, une influence sur l'interface Manic-Québec qui sera prise en compte. Donc, on l'a déjà expliqué, si la ligne est là, SM-3, ça va requérir de compenser ces lignes à la future ligne Micoua-Saguenay, mais il y a aussi plein d'autres éléments là qu'on n'a pas discutés, qui sont liés, qui sont requis pour raccorder SM-3.

Quand on va remettre notre étude à notre client, là en deux mille dix-neuf (2019), bien là, lui il va décider s'il va de l'avant ou pas. Là, aujourd'hui, je ne le sais pas s'il va de l'avant ou pas. Donc, moi, si je ne sais pas s'il va de l'avant ou pas, je vais avoir du mal à financer un projet ne sachant pas s'il va de l'avant ou pas. Donc, aujourd'hui, pour moi, SM-3, il est aussi externe à ma problématique, il n'est pas dans mon « scope », il a les pieds d'argile, je ne sais pas s'il va être là ou s'il ne va pas être là.

Et de toute façon, de toute façon, j'ai un

problème, indépendamment de SM-3. Ces deux éléments-là, la fermeture des centrales et la baisse de la prévision provoquent un problème tel sur ma fiabilité, que de toute façon, j'ai besoin d'agir. De toute façon j'ai besoin d'agir, et puis quand je regarde les différentes solutions dont je dispose, la ligne est la solution la plus économique. Donc, dans tous les cas, et indépendamment de SM-3, j'ai besoin d'agir et la meilleure solution c'est la ligne. Donc, on va de l'avant avec la ligne.

(9 h 41)

Évidemment, alors si je me ramasse un petit peu, là, c'est vraiment important de regarder la séquentialité des demandes et l'empilement des demandes. C'est comme ça qu'il faut réfléchir parce que c'est ça qui donne la causalité des coûts. Romaine déclenche quelque chose et on lui associe les éléments qui vont avec. Voilà. Ça s'est fait quand? C'est fait en deux mille quatre (2004). Après ça, on va peut-être optimiser des choses, on va peut-être faire mieux, mais on l'identifie puis on fait un mix avec un appel d'offres deux mille mégawatts (2000 MW).

Les éléments deux mille douze/deux mille

treize (2012-2013) sont complètement externes aux demandes. C'est quelque chose qui nous tombe dessus et ça nous tombe dessus puis il faut agir. Quand j'agis, là, je trouve que la meilleure solution c'est la ligne. SM-3, qui arrive plus tard, qui n'est toujours pas ferme est pour moi externe à ma demande. Alors, voilà. Je pense que j'ai... je regarde mes notes. Est-ce que j'ai tout dit? Je pense que oui.

M. LUC MATTEAU :

R. Donc, comme Benoît vient de vous le dire, donc les études de planification pour le projet ont été réalisées à partir de deux mille treize (2013). Donc, quand on a réalisé ces études-là, on a effectué l'assimilation de nombreux événements sur le réseau dans diverses conditions de réseau. Les événements qu'on simule et les conditions de réseau qu'on considère sont définis par nos critères de conception de réseau. Et ce qu'on vérifie quand on fait ça, c'est qu'on vérifie que le comportement dynamique, suite aux événements qu'on simule, demeure à l'intérieur de limites qui sont permises par nos critères.

Donc, les événements sont locaux, donc, par exemple, on simule des événements dans le corridor

Manic-Québec, mais les conséquences peuvent être globales. Donc, c'est tout le réseau qui va réagir suite à ces événements-là. Donc, quand on a des problèmes de fiabilité, c'est tout le réseau qui est en problème et non pas simplement une partie de celui-ci.

Donc, nos études ont montré que les critères de conception sont plus respectés dès deux mille dix-huit (2018), donc étant donné qu'on en est arrivé à la conclusion que le choix optimal était de faire une nouvelle ligne, dû aux délais de réalisation, on ne pouvait pas avoir une mise en service avant deux mille vingt-deux (2022). Donc, c'est pourquoi on permet l'utilisation d'un automatisme temporaire de deux mille dix-huit (2018) jusqu'à deux mille vingt-deux (2022). Donc, l'automatisme temporaire, qui a été requis en exploitation, a effectivement depuis deux mille dix-huit (2018).

Donc, c'est le comportement du réseau suite aux événements dans le corridor Manic-Québec qui fait en sorte que le réseau ne respecte plus les critères de conception. Nos études ont identifié deux événements principaux qui sont en problème. Donc, le premier, c'est la perte d'une ligne dans

une condition de réseau dégradé en N-1-1500. Donc, une condition de réseau dégradé en N-1-1500, qu'est-ce que ça veut dire? C'est que je suis parti de mon réseau noble qui a tous mes équipements réseau, j'ai retiré une ligne, j'ai fait une réduction de mille cinq cents mégawatts (1500 MW) de production en amont de la ligne que j'ai retirée, puis j'ai compensé par le démarrage de ressources équivalentes en quantité en aval de ma ligne au retrait pour soulager le corridor ou le transit dans le corridor duquel j'avais retiré une ligne. De cette condition-là de réseau, je simule la perte d'une autre ligne.

Donc, ce que mes études ont montré, c'est que c'est cet événement-là qui est l'événement dimensionnant de mon réseau. Autrement dit, quand je vais définir des scénarios de renforcement pour ramener, suite à cet événement-là, le comportement du réseau à l'intérieur de mes limites acceptables, les équipements que je vais ajouter vont aussi combler le comportement pour mon autre événement qui est en problème, dont je vais vous parler tout à l'heure. Donc, c'est un critère de base, donc un critère qui est commun au NERC, au NPCC et au Transporteur.

Les conséquences de ces événements-là que je vois dans mes études, c'est une perte de synchronisme des centrales de la Côte-Nord, donc une instabilité de réseau, une perte complète du réseau, ce qui voudrait dire, si ça arrivait, une panne générale au Québec.

(9 h 46)

Le deuxième événement que je vois qui est en problème, c'est une perte de deux lignes simultanée dans une condition de réseau noble, ce qui fait partie de mes critères complémentaires particuliers au Transporteur, donc les conséquences de cet événement-là ce sont des oscillations de tension et de puissance qui excèdent mes limites permises, ça causerait un risque de pannes majeures au Québec ça aussi. Mais comme je l'ai dit tantôt c'est l'événement de base, donc, l'événement de perte de lignes en condition N-1-1500 qui est l'événement dimensionnel.

Ces conséquences-là donc notamment de perte de réseaux, c'est un signal fort que les renforcements qui vont être requis pour atteindre le respect des critères de conception vont être des renforcements majeurs. Donc, des solutions moindres que celles qui sont présentées par le Transporteur

dans ce dossier-ci vont être insuffisantes pour atteindre le respect de mes critères de conception.

C'est aussi un signal que le service de transport qui est attendu par les clients du Transporteur ne pourra pas être fourni en exploitation. Nos études ont montré que le renforcement est requis dès maintenant pour rétablir la fiabilité du réseau, donc, le projet est nécessaire pour respecter les critères de conception du réseau et rétablir la fiabilité du réseau de transport.

Donc, je vais maintenant passer la parole à mon collègue André qui va vous décrire les solutions qu'on a établies et faire la comparaison de celles-ci.

M. ANDRÉ DAGENAIS :

Bonjour, Madame la Présidente.

LA PRÉSIDENTE :

Bonjour, Monsieur Dagenais.

M. ANDRÉ DAGENAIS :

Donc, on a trois solutions, comme mon collègue Luc l'a expliqué, qui peuvent régler la problématique de fiabilité du réseau. La première solution consiste à construire une ligne à sept cent trente-cinq kilovolts (735 kV) de cent soixante-

deux kilomètres (162 km) entre les postes Micoua, donc, Micoua c'est sur la Côte-Nord et du Saguenay.

La solution 2, c'est une autre ligne, une autre ligne à sept cent trente-cinq kilovolts (735 kV), mais de quatre cent vingt-quatre kilomètres (425 km), donc, plus longue, entre les postes aux Outardes et des Laurentides qui, elle, doit être compensée série.

Et la solution 3, pas de nouvelle ligne mais six nouvelles plates-formes de compensation série, donc, dans le corridor Manic-Québec, et aussi apporter des modifications aux plates-formes existantes du corridor Manic-Québec.

Donc, on tient aussi à préciser, il y a plusieurs interventions de prévues à la solution 3 versus une seule dans les solutions ligne. Donc, il n'y a pas de modulation possible pour la solution de compensation série. Donc, pour respecter les critères, pour régler la problématique identifiée par Luc, bien, il faut les six nouvelles plates-formes et il faut les modifications existantes, les modifications aux plates-formes existantes pour répondre aux critères. Donc, on présente deux solutions de nouvelles lignes et une solution de compensation série. Donc, chaque

solution vient faire en sorte qu'on respecte les critères de conception.

Si on s'en va maintenant vers l'analyse économique, donc, voici l'analyse économique qui a été déposée en preuve. Le rôle d'une analyse économique, bien, c'est globalement de considérer l'ensemble des investissements et des charges reliées aux équipements installés dans chacune des solutions. Donc, elles permettent de déterminer le coût global actualisé de chacune de ces solutions et elle est effectuée avant l'avant-projet pour la situer dans la ligne du temps que Benoît a décrite. Donc, elle est effectuée avant l'avant-projet et nous aide à prendre une décision pour choisir la meilleure solution.

Dans le dossier présent, la durée d'analyses est de quarante (40) ans puisqu'il s'agit de la durée de vie des éléments les plus importants du scénario de compensation série. Donc, on calque, la durée d'analyses vient calquer la durée de vie des éléments les plus importants du scénario, donc, les éléments qui ont la durée de vie la moins grande dans tous les scénarios.

Donc, la première rangée du tableau, bien, c'est les investissements qui représentent les

coûts actualisés des divers équipements installés dans chacun des scénarios. Pour actualiser, on se sert d'un taux d'actualisation. Ce taux d'actualisation, donc, ça représente le coût moyen pondéré du capital prospectif. Dans une décision D-2018-021, donc, le taux d'actualisation vient d'une décision Régie, donc de cinq virgule deux trois trois pour cent (5,233 %). Donc, puisque l'analyse est faite sur quarante (40) ans et que les lignes prévues aux solutions 1 et 2 ont une durée de vie plus longue que la compensation série de l'ordre de quatre-vingts (80) ans, les valeurs résiduelles des solutions ligne donc sont plus élevées que celle de la compensation série.

(9 h 51)

La valeur résiduelle, c'est le paramètre qui vient faire en sorte que la durée d'analyse choisie n'influence pas la prise de décision, donc. Mais dans cette analyse, on indique également les niveaux de pertes électriques différentielles entre les solutions. Donc, du point de vue des pertes, la solution qui réduit le plus la résistance du réseau, c'est la solution 2. Donc, elle devient note référence. C'est pour ça que son coût de pertes est à zéro. L'autre solution ligne, Micoua-

Saguenay, elle présente un niveau de pertes plus élevé, donc les pertes sont valorisées à l'aide des coûts des pertes évitées qui nous sont fournis par le distributeur, puis qui font l'objet d'une décision Régie qui est la D-2017-022. Donc, c'est très important de considérer les pertes dans un dossier comme celui-là, parce que la compensation série, non seulement elle ne réduit pas les pertes, mais elle les augmente. Donc, elle vient changer l'impédance équivalente du réseau, donc modifier l'écoulement de puissance naturel dans le réseau, mais les résistances des lignes sont toujours les mêmes. Quand on construit une nouvelle ligne, on vient diminuer la résistance du réseau, mais quand on construit la compensation série, la résistance reste la même. Donc, on augmente le niveau de pertes électriques. C'est pour cette raison-là que la valeur des pertes électriques reliées à la solution 3 est de loin la plus élevée.

Et c'est là que la durée d'analyse de quarante (40) ans est très importante. Parce que sur cet aspect, les pertes électriques, va changer quelque chose aux résultats. Les pertes sont représentées par un flux annuel qui prend fin, donc à la fin de la durée de l'analyse. Il n'y a pas

d'équivalent au concept de valeur résiduelle pour les pertes électriques. Donc, pourtant, le gain en termes de pertes électriques évitées vient des nouvelles lignes. On devrait donc pouvoir les calculer sur la durée de vie des lignes, qui est plus longue que la durée d'analyse de quarante (40) ans. Donc, nous ne l'avons pas fait dans l'analyse qu'on a présentée en preuve, ce qui vient rendre notre valorisation des pertes électriques très prudente. Donc, nous allons revenir sur ce concept plus loin dans notre présentation.

Le coût global actualisé, bien, ça représente la somme des éléments précédents. Donc, on a également ajouté au tableau habituel le ratio par rapport à la solution un, parce que c'est une donnée dont on s'est servi dans l'analyse de sensibilité. Donc, on constate donc que selon l'analyse économique, la solution 1, donc la ligne Micoua-Saguenay, elle présente le coût global actualisé le moins élevé, donc c'est la solution la plus économique. Donc, quelque chose qu'on a poussé plus loin que ce qu'on avait jamais fait. Bien, dans ce dossier-là, on a effectué une analyse de sensibilité qui démontre bien la robustesse du choix de la solution Micoua-Saguenay. Donc, voici

un graphique qui nous montre la portion investissement versus la portion des pertes électriques pour chacune des solutions. Cette valeur des pertes électriques a fait l'objet de plusieurs questions. Donc, je vais ici clarifier quelques concepts reliés à la valeur de ces pertes.

Ce qu'on a pu constater, c'est que l'analyse de sensibilité a démontré que le jugement d'ingénieur qu'on a effectué sur la valorisation des pertes dans l'analyse économique de la preuve, bien, il est prudent, donc le jugement est conservateur. Cette analyse démontre bien que la solution 1 est la plus économique. Donc, si on poursuit, le premier élément d'analyse de sensibilité, qui est à mes yeux le plus important, considère la sécurisation de l'axe Micoua-Saguenay. Donc, on n'a pas inséré de composante de sécurisation dans l'analyse économique de base.

Depuis le verglas de quatre-vingt-dix-huit (1998), le transporteur cherche à sécuriser des axes renforcés pour doter le réseau d'une colonne vertébrale conçue avec les critères de charge climatique élevée qui date d'après quatre-vingt-dix-huit (1998). Donc, il y a quelques projets urgents qui ont été effectués très rapidement, à la

suite de la tempête de verglas. Mais depuis, le transporteur vise à profiter des opportunités pour concevoir des axes sécurisés cruciaux, donc, pour le réseau.

(9 h 56)

La ligne Micoua-Saguenay existante a été ciblée pour sécuriser l'accès aux ressources de production de la Côte-Nord et du Labrador, donc vers les grands centres de conservation. Donc, on voit la problématique identifiée par Luc, donc comme une opportunité de sécuriser l'axe Micoua-Saguenay, puisque si on construit une nouvelle ligne, elle va être construite selon les plus récents critères de charge climatique. Donc, sans opportunité, c'est-à-dire s'il n'y avait pas le projet de ligne Micoua-Saguenay dans nos cartons, bien on devrait trouver un moyen, agir pour se doter d'une nouvelle stratégie de sécurisation de l'axe Micoua-Saguenay.

Donc, on vient montrer ici, dans cette analyse de sensibilité que si on inclut des coûts de sécurisation de la ligne Micoua-Saguenay existante, donc c'est le prochain meilleur projet là qui viendrait sécuriser la ligne Micoua-Saguenay, donc on viendrait simplement renforcer la

ligne existante. Si on inclut ces coûts-là aux coûts de la solution 3, bien on voit qu'elle devient beaucoup moins économique, là, que les deux autres.

Donc, on a aussi parlé de l'effet couronne. Donc, l'effet couronne, c'est un phénomène de décharge électrique qui se produit lorsque l'air est ionisé, surtout lorsque l'air est humide, donc autour des conducteurs d'une ligne à très haute tension, comme nos lignes à sept cent trente-cinq (735) kV. Donc, ces décharges-là sont porteuses de pertes électriques en énergie. Contrairement aux pertes par effet joule, là, les pertes qu'on considère traditionnellement qui dépendent de la formule RI2, elles se produisent indépendamment du courant qui circule sur les lignes. Donc, elles induisent donc des pertes seulement en énergie et non en puissance parce qu'à la pointe, lorsqu'il fait très froid, bien les conditions pour que l'effet couronne agisse, pertes de l'énergie, ne sont pas réunies.

On ne considère généralement pas l'effet couronne dans les analyses économiques parce qu'il est rarement un facteur économique significatif. Bien, dans le cadre du présent dossier, on l'a

évalué à la DDR-4 de la Régie, bien la valeur des pertes par effet couronne, c'est représenté sur ce graphique-là par la portion en rouge. Donc, la ligne la plus longue, Outardes-Laurentides, va nécessairement présenter les pertes par effet couronne les plus importantes parce que c'est la ligne la plus longue; Micoua-Saguenay un peu moins grande, on a une nouvelle ligne; et pour la Compensation série, il n'y en a pas du tout, donc on vient enlever le rouge le plus grand.

Donc, on est toujours par pertes différentielles par rapport à la solution 2, Outardes-Laurentides, c'est pour ça que le rouge est sur les deux autres solutions. Donc, c'est sûr que ça vient favoriser la solution 3, mais on voit que l'effet ne change pas le résultat de l'analyse économique.

Donc, parce que le volume des pertes électriques a été longuement questionné, on a établi un minorant concernant le volume de ces pertes-là, un minorant qui depuis la DDR-4 de la Régie, inclut les pertes par effet couronne. Donc, un minorant dans ce cas-ci, ça signifie une valeur qu'on sait qu'on peut prédire qu'elle est plus petite que le minimum atteignable de manière

réaliste. Donc, voici comment on a établi ce minorant sur le volume des pertes électriques.

Donc, nous avons combiné le cas de sensibilité qui considère une très faible utilisation du corridor Manic-Québec donc qui physiquement pourrait représenter une sécheresse sur la Côte-Nord. Donc, un facteur de charge point six (0,6). Donc, avec celui qui prévoit une ligne plus longue que le tracé, donc une autre analyse de sensibilité, une ligne plus longue que ce qui est montré à la pièce HQT-1, Document 1, donc on vient donc majorer les pertes électriques de Micoua-Saguenay.

Donc, c'est un minorant qui est selon nous inatteignable pour deux raisons. Donc, premièrement, bien on n'a aucune indication comme quoi le taux d'utilisation du corridor Manic-Québec va diminuer. Et deuxièmement, bien pour ce qui est du tracé plus long, bien l'avant-projet est maintenant terminé, puis on est très très confiant de pouvoir construire la ligne selon le tracé prévu tel que présenté dans la preuve.

Et on voit que même en considérant les minorants dans une analyse sur quarante (40) ans, bien les solutions 1 et 3 sont à coûts semblables,

donc ça vient confirmer notre choix de solutions. On va expliquer plus tard pourquoi aussi.

Donc, une autre sensibilité qu'on a voulu inclure, bien comme j'ai dit plus tôt, la durée d'analyse de quarante (40) ans, ça vient tronquer la valeur des pertes électriques. Donc, la durée de vie prévue de la ligne Micoua-Saguenay, c'est bien plus long que quarante (40) ans. Et on a réalisé, à l'exercice de sensibilité qui consiste à modifier la durée d'analyse de soixante-dix (70) ans, donc ce qui nous apparaît plus cohérent avec la durée de vie d'une ligne.

(10 h 01)

On peut voir dans cette analyse que la valeur supplémentaire des pertes électriques sur les trente (30) dernières années des trois solutions en fait, bien vient renforcer la position de la ligne Micoua-Saguenay comme étant la solution la plus économique pour régler la problématique de fiabilité du réseau.

Donc, on ne l'a pas fait dans l'analyse initiale par mesure de prudence. Donc, en voyant que la solution 1 était déjà économique, bien on n'a pas poussé l'exercice plus loin lorsqu'on a remis la preuve initiale. Mais, dans le fond, on

lui a inséré un biais défavorable pour la solution 1 dans l'analyse économique de la preuve. Puis on voit dans la preuve que la solution 1 est encore la plus économique, donc ça vient rendre notre analyse très prudente.

Je vais passer la parole à Benoît qui va vous expliquer l'analyse de sensibilité un peu plus en détail.

M. BENOÎT DELOURME :

R. Alors, on a fait un petit exercice là d'essayer de synthétiser toutes les différentes analyses économiques qu'on a faites puis on a essayé de les dessiner. Alors, essayez de suivre là-bas parce que j'ai animé ça puis ça ne rend vraiment pas sur le papier.

Alors, effectivement, on avait notre analyse économique de référence, hein, celle qu'on vous a produite en tête de preuve, donc qui donnait cent dix pour cent (110 %) , c'est le ratio de la solution 3 par rapport à la solution 1, et donc qui faisait en sorte que, nous, on allait de l'avant avec la ligne là.

Alors, après on avait fait différentes analyses de sensibilité. Donc, dans le complément de preuve, on avait produit une analyse économique

basée sur le réseau deux mille dix-sept (2017) ajusté. Donc, c'était le fameux réseau pour lequel on avait calculé l'écart de pertes en puissance sur un réseau deux mille dix-sept (2017) ajusté, et surtout, on avait calculé les pertes en énergie en sommant l'écart sur huit mille sept cent soixante (8760) heures. Donc, c'était la méthode qu'on avait décrite, donc Yannick qui n'a pas le droit de parler là, mais Yannick qui avait fait ça dans le dossier Régie de la cause tarifaire où donc on intégrait huit mille sept cent soixante-trois (8 763) et donc, on avait mesuré l'écart en énergie, non pas en utilisant le polynôme, mais en utilisant un écart entre deux séries temporelles huit mille sept cent soixante (8 760) points.
(10 h 03)

Donc, ça, ça permettait, en fait, pour nous, d'asseoir le fait que notre référence, elle était bonne et que le calcul fait avec le polynôme là, il avait du sens puis on a eu l'occasion de vous l'expliquer en DDR-4 en montrant que ça permettait d'arrimer les résultats.

Alors, la suite, et bien c'était la sensibilité par rapport à un tracé plus long, donc un tracé plus long, comme l'expliquait André, ça va

faire augmenter les pertes. Et puis, bien, symétriquement, on avait le tracé plus court qui, lui, évidemment favorise.

Alors, ensuite de ça, on avait fait une sensibilité sur les coûts de pertes en puissance. Donc, le « min » des pertes des cinq dernières années en puissance puis le « min » des pertes en énergie, ça c'est des coûts évités, les coûts évités du Distributeur, donc des coûts faibles du Distributeur en puissance et en énergie. Puis on avait montré comment ça venait influencer l'analyse économique.

Alors, symétriquement, vous nous aviez demandé de calcul avec : « Bien. Ça donnerait quoi si on prenait les coûts de pertes en puissance et en énergie maximaux des dernières années au niveau des coûts évités? » Donc, évidemment, bien, ça nous emmène de l'autre côté à cent dix-neuf pour cent (119 %). Et puis, on avait l'analyse d'une sensibilité par rapport à un facteur de charge de point six (0,6). Pour nous, c'est bien important de comprendre que ce point six (0,6)-là, il est applicable à la référence. Ça, c'est évident parce que point sept (0,7), c'est notre référence. Puis point six (0,6), bien, comme on le disait, ça

revient à dire que j'utilise moins ma Côte-Nord et donc, en fait je vais transiger moins et avoir moins de pertes.

Alors, symétriquement, par rapport au point six (0,6), on a fait un point huit (0,8) là. Lui, il n'apparaît pas dans les preuves là, mais on voulait juste avoir... On aime bien que ça soit symétrique là. Donc, on avait rajouté le point huit (0,8). Et puis, on avait le minorant là, donc avec point six (0,6) et cinq pour cent (5 %) donc, qui venait à quatre-vingt-dix-neuf pour cent (99 %) dans la preuve complémentaire. Donc, comme vient d'expliquer André, on l'a fait évoluer. Alors... Et de l'autre côté, on avait la sécurisation donc, qui effectivement, en ajoutant énormément une capex dans la solution 3 puisqu'il fallait renforcer la ligne existante, et bien, vient favoriser complètement ou défavoriser complètement le scénario de compensation série.

Alors, on le rappelle, c'est un analyse de sensibilité. Pour nous, c'était pour vous montrer le service qui était offert par la Solution 1 qu'on n'avait pas valorisé et que là, on vous montrait, bien, le poids de cette valorisation-là. Je tiens juste à rappeler là, parce qu'il y a eu quelques...

Je le dis tout de suite là, mais dans Chamouchouane-Montréal, on avait accrût de la sécurisation dans les scénarios de compensations série.

Là, ici, on ne l'a pas fait parce qu'en fait, en était déjà favorable et puis on considérait que de toute façon, ça n'allait que dans le bon sens. Donc, étant déjà favorable avec notre référence là, on n'a pas senti le besoin d'exagérer et puis d'aller jusqu'à cet endroit-là. Donc, pour nous là, c'était suffisant comme démonstration.

Mais quand même, gardons ça en tête, il y a un service associé à la ligne Micoua-Saguenay sur la sécurisation qui est vraiment important. Alors, ça, ça nous donne un peu ce qu'on vous a produit. Donc, après les différentes discussions en cause tarifaire sur l'effet couronne, et bien on a produit, en fait, une sensibilité de toutes ces analyses économiques en considérant l'effet couronne. Bien. Évidemment, comme on vient de l'expliquer, l'effet couronne, il va défavoriser les projets de lignes puisque les lignes vont être porteuses d'un forfait de pertes par effet couronne là, en énergie. Et donc, évidemment, bien, la

référence va bouger vers la gauche, à cent huit pour cent (108 %). Le scénario qui était déjà à quatre-vingt-dix-neuf pour cent (99 %) va s'établir à quatre-vingt-seize (96 %), puis, bien, c'est là où on dit qu'on établit un minorant non atteignable là, comme André vient de l'expliquer.

Le scénario à point six (0,6) puis un coût de pertes minimum, évidemment, lui, il va décaler, il va passer à quatre-vingt-dix-neuf (99 %). Puis un peu de manière similaire, tous les projets, toutes les analyses économiques vont légèrement décalées vers la gauche. Alors, là, ça c'est... On est là. O.K. Mais là, j'aimerais vraiment porter votre attention sur le fait qu'en faisant notre analyse à quarante (40) ans, on a arrêté d'intégrer les pertes à quarante (40) ans. Et donc, les lignes, elles, ont des durées de vie bien supérieures. Donc, si on déploie la ligne, nécessairement l'effet sur les pertes va continuer à se faire ressentir. Donc, on va continuer physiquement à intégrer des pertes par la suite. Donc, là on a forcé... Alors, on a le minorant, je l'ai déjà dit là.

Donc, si on met notre analyse économique sur une durée de soixante-dix (70) ans et que,

donc, on va continuer à intégrer les pertes, bien, évidemment on va avoir un effet vers la droite. Alors là, qu'est-ce qui va se passer? Bien. Notre référence qui était à cent huit (108 %), va passer à cent dix-huit (118 %) puisque j'ai intégré plus de pertes. Mon minorant qui était à quatre-vingt-seize pour cent (96 %), lui, bien il va venir s'établir à cent sept pour cent (107 %). Et puis, bien, ce qui était « flush » là, à quatre-vingt-dix-neuf (99 %) va passer à cent huit (108 %) et évidemment, tout le reste va décaler vers la droite. Alors, mon minorant finalement, il est ici, cent sept pour cent (107 %).

Ma barre des cent pour cent (100 %), virtuelle, elle est ici. Et puis, bien quand je dis que ma référence, elle est prudente et robuste, là, c'est parce que quand on vous a annoncé qu'à cent dix pour cent (110 %), nous, on faisait le bon choix, là, mais c'est qu'en fait quand on prend tout en compte, là, que ce soit l'effet couronne ou même la durée d'analyse complète, bien on ne fait que se déplacer vers la droite. Donc, notre choix qui se fait ici, là, il est robuste parce qu'il y a plein de paramètres, là, qui finalement vont tout pousser dans le bon sens. Donc, c'est robuste et

c'est prudent. Je te passe la parole.

(10 h 08)

M. ANDRÉ DAGENAIS :

R. Donc, il n'y a pas que... il n'y a pas que l'argent dans la vie. C'est un gros morceau, mais quand même!

Donc, il y a aussi d'autres... d'autres éléments techniques qu'on voulait comparer. On voulait comparer les trois solutions sur ces autres plans-là. Donc, le tableau ici sert à comparer les solutions sur plusieurs aspects, trois.

Premièrement, la flexibilité d'exploitation. Donc, les solutions ligne, bien nécessairement permettent de simplifier la gestion du réseau, parce qu'avec une ligne de plus bien le transit par ligne vient diminuer et ça aide l'exploitant à retirer des lignes pour entretenir le réseau.

Donc, la solution de compensation série, bien à l'inverse, va détériorer la flexibilité d'exploitation parce qu'elle permet l'augmentation du transit sur les liens existants. Donc... puis considérant que le réseau et vieillissant et qu'on va devoir lancer plusieurs projets en pérennité dans les prochaines années, bien nécessairement ces

projets-là vont avoir besoin de retrait de ligne, vont avoir besoin de retirer des lignes. Bien la solution de compensation série, pour nous est préoccupante au niveau de la flexibilité d'exploitation.

Deuxièmement, la faisabilité de chacune des solutions. La faisabilité de la ligne Micoua-Saguenay, bien on l'a démontrée, parce qu'on vient construire une ligne en parallèle des installations existantes et on a démontré que c'était faisable avec l'avant-projet qui vient de se terminer. Et cet avant-projet, bien il est concluant, donc c'est possible de construire la ligne Micoua-Saguenay. Et la ligne est généralement bien reçue, là, dans les milieux où elle va s'insérer.

En résumé, le tracé retenu par Hydro-Québec est accueilli favorablement, là, par la majorité des publics, qui s'est montré satisfaite de l'avancement du projet et des modifications apportées au tracé. Donc, le travail qu'on a fait en collaboration avec le milieu, l'écoute, ainsi que la rapidité des communications et des consultations ont été soulignées par les publics rencontrés. Donc, tout comme aussi la valeur des consultations qui ont été réalisées. Ça, ce que je

viens de dire, c'est la conclusion donc de l'annexe 4, HQT-1, Document 1, qui vient faire la liste de toutes ces consultations-là.

Du côté de la solution 2. Bien il n'y a aucun avant-projet qui a été réalisé et vu que la ligne entre Outarde et Laurentides, le poste Laurentides est dans la région de Québec, dans la région de la ville de Québec. Donc, si on devait faire un avant-projet, là, qui venait lancer ce projet-là, bien nécessairement on s'attendrait à ce que le segment de la ligne à construire dans la région de Québec, donc représenterait un certain défi au niveau de l'acceptabilité sociale, parce qu'il serait en milieu densément peuplé. Donc, la faisabilité de cette solution, bien c'est nécessairement plus... plus incertaine, là, que la solution 1.

Du côté de la solution 3, bien l'ajout de massifs de compensation, ça requiert des retraits des lignes du corridor Manic-Québec sur des lignes qui sont déjà très chargées. Donc, ça représenterait, celle-là, pas un défi au niveau de l'acceptabilité social, mais un défi au niveau de la réalisation. Donc, si on devait lancer un tel projet avec de nombreux équipements, bien on ne

s'attendrait pas du tout à prévoir une mise en service en deux mille vingt-deux (2022), comme pour la ligne Micoua-Saguenay. Donc, ce serait beaucoup plus difficile techniquement à réaliser.

Et troisièmement finalement, donc trois... d'un point de vue d'une planification structurante, utiliser de la compensation série pour régler ce type de problème-là, ça relèverait d'une mauvaise planification puis ça placerait le réseau dans une situation d'impasse. Parce que si on devait avoir à faire augmenter, à composer avec une nouvelle augmentation du transit sur le corridor Micoua-Saguenay, bien ça prendrait une nouvelle ligne. Ça fait qu'on reviendrait sur la solution de ligne. Donc, on a un risque de surinvestissement, là, qu'on voulait mentionner à la Régie, si on devait aller de l'avant avec la solution 3.

(10 h 13)

Puis la solution deux, bien, vu qu'elle est plus chère, bien, elle présente aussi un risque de surinvestissement parce que c'est une solution qui est plus coûteuse que la solution un, et la problématique qu'on rencontre, bien, elle peut être réglée avec la ligne Micoua-Saguenay. Donc, la solution deux serait nécessairement... on aurait un

bon risque de surinvestissement aussi.

Donc, la ligne Micoua-Saguenay c'est vraiment la solution la plus adaptée à la problématique qu'on rencontre maintenant parce qu'elle permet des interventions futures pour augmenter le transit, donc, la ligne elle-même à sa mise en service ne sera pas compensée série, donc, il y a cette intervention-là, et aussi, elle représente une évolution optimale par étape.

Donc, je m'explique. La solution deux c'est une ligne plus longue qui nous donne un réseau équivalent, donc moins... moins impédant, plus performant que la solution un. Cependant, si les besoins allaient... si on avait besoin du réseau que la ligne... la ligne de la solution deux nous donne, eh bien, on pourrait simplement venir compléter la ligne Micoua-Saguenay et venir construire un nouveau segment de lignes entre la région de Saguenay et la région de Québec.

Donc, ça prévoit... la ligne Micoua-Saguenay, on vient faire finalement la première partie d'Outardes/Laurentides, on vient segmenter la ligne qu'on construirait dans la solution deux. Donc, on considère que c'est une planification optimale parce que si on en a besoin,

bien, on va finir par construire le deuxième segment de la ligne et on vient... on ne vient pas envoyer le réseau dans une impasse avec de la compensation série, si on devait réaliser ça, bien, on risquerait de se retrouver avec la ligne Micoua-Saguenay dans quelques années. Donc, on ne pense pas que c'est optimal. Puis en plus, ça rendrait la compensation série inutile parce qu'elle ne serait plus nécessaire une fois Micoua-Saguenay construite dans quelques années.

Donc, on va... après... après la présentation, on va avoir l'occasion d'y revenir là-dessus avec nos réponses à la DDR-5.

Donc, bien, le projet Micoua-Saguenay, on a démontré qu'il est le plus économique, la plus économique des solutions qu'on a présentées, on a démontré aussi que l'analyse économique est prudente parce qu'on a considéré une durée d'analyses de quarante (40) ans. On a fait le choix de choisir... de prendre une durée d'analyses de quarante (40) ans, de ne pas... de ne pas considérer la sécurisation dans l'analyse de base et on n'a pas chiffré non plus les autres éléments techniques qui favorisent Micoua-Saguenay, ça aurait été très complexe et un exercice périlleux,

mais ça fait en sorte que l'analyse est très prudente.

Donc, l'analyse économique donc elle est aussi robuste parce qu'on a fait une analyse de sensibilité et Micoua-Saguenay est la meilleure solution dans tous les cas même en considérant des volumes et des coûts de perte plus faibles.

Et aussi, la solution Micoua-Saguenay, bien, c'est la solution technique optimale, donc, elle vient corriger la problématique de fiabilité mais elle positionne aussi le réseau de manière optimale. Donc, c'est une solution qui est structurante sans surinvestir par contre et qui est positive pour l'avenir du réseau. On n'envoie pas un signal comme quoi l'évolution du réseau va se terminer. Ça, ça serait le signal qu'enverrait la compensation série.

Donc, elle est le résultat d'une planification robuste qui va minimiser les investissements à long terme. Et en plus, il ne faut pas oublier que la compensation série, bien, serait rendue inutile si on devait construire une ligne par-dessus si les besoins futurs le demandaient.

Donc, Micoua-Saguenay, ça offre une

flexibilité d'exploitation aussi que la compensation série ne peut pas offrir. Disons que le projet est techniquement largement supérieur à la compensation série. C'est pour ça qu'on vient dire que le projet est aussi la solution optimale technico-économique pour assurer la fiabilité du réseau.

Donc, en guise de conclusion de la comparaison des solutions, je voulais indiquer qu'on doit rapidement agir pour maintenir la fiabilité d'alimentation de l'ensemble de la province parce que c'est un enjeu de sécurité publique et que pour ce faire, bien, la ligne Micoua-Saguenay c'est la meilleure solution techniquement, la plus économique, la seule dont la fiabilité... dont la faisabilité, pardon, est démontrée grâce à l'avant-projet qui a été effectué. Et je vais maintenant passer la parole à Benoît pour conclure notre présentation.

(10 h 18)

M. BENOÎT DELOURME :

R. Donc, si je reprends un peu les idées en écho, en fait à quasiment ma première... première diapositive, donc, les déclencheurs sont incontournables, c'est structurel, et c'est là pour

rester, on l'a déjà dit. Je tiens juste à souligner, on l'a donné, le chiffre, là. C'est 1000 mégawatts, pour corriger le problème. 1000 mégawatts, c'est notre plus grosse charge sur le réseau. C'est un clone d'Alouette. Donc, si on veut résoudre le problème, il faut un clone d'Alouette sur la Côte-Nord.

Donc, aujourd'hui, on n'a pas cette perspective-là. On ne voit pas à quel moment ça va arriver, dans un avenir proche.

Dans notre exercice de dimensionnement du réseau, on a détecté que les critères de conception ne sont pas respectés, et ce de manière flagrante et non-équivoque. Luc a pu l'illustrer correctement. Le projet que nous mettons à l'avant, il est requis dès maintenant, pour assurer la fiabilité du réseau, du système. Et l'exploitant, on l'a déjà dit, il est déjà serré. Il est déjà en train de gratter les fonds de tiroirs et de faire usage de moyens exceptionnels qu'on lui autorise temporairement.

La ligne Micoua-Saguenay, c'est le projet optimal. C'est une solution qui est structurante. Il n'y a pas de surinvestissements, on positionne le réseau, c'est économique, ça nous donne de la

perspective d'évolution. C'est une solution qui est robuste, car si jamais le transit devait augmenter sur Micoua-Saguenay, ça marche encore, ce qui n'est pas le cas de la compensation série. Ça va nous permettre de maintenir la fiabilité du système électrique provincial, parce qu'on rappelle qu'ici là, on a peut-être un événement local, mais il y a des conséquences provinciales. Et de garantir la qualité d'alimentation attendue pour l'ensemble de la clientèle. C'est vraiment important, là. La charge locale, le point à point, l'ensemble de notre clientèle. Ça conclurait ma première partie, Maître.

MAÎTRE YVES FRÉCHETTE :

Bien, ça conclut, Madame la Présidente. Avant de se rendre à la pause, si vous permettez, je crois qu'on pourrait certainement prendre les... Vous livrer les réponses orales à la demande de renseignements, ce qui nous amènerait à la demie de l'heure. Puis, par la suite, je vous proposerais la pause. Ce qui va nous laisser, par la suite, nos réponses aux mémoires, comme je vous l'avais annoncé. Alors de donner le positionnement du transporteur à l'égard des recommandations des intervenants, et de revenir sur ce qu'on a discuté

hier, c'est à dire les aspects de confidentialité liés à des limites de transit. Alors, peut-être que là, on pourra envisager d'administrer un huis-clos. Et ce qui pourra compléter, donc, en écho à la décision que vous avez rendue hier et aux questions que vous nous avez interpellées sur le sujet. Donc, on aura complété cet aspect-là également, dans la preuve en chef. Alors, si vous me permettez, on pourrait y aller avec les réponses aux demandes de renseignements.

LA PRÉSIDENTE :

Oui, allez-y.

MAÎTRE YVES FRÉCHETTE :

Oui, c'est bien. Si vous préférez... Si vous permettez, rapidement, alors, la demande 2.1, qui a été transmise le dix-neuf (19) février deux mille dix-neuf (2019) par la Régie. Alors, c'était la demande le renseignements cinq. La première était d'expliquer que les... La première, j'en fais la lecture là, votre demande : « Veuillez expliquer que les équipements relatifs à la solution trois ne seraient plus nécessaires si l'évolution du réseau se poursuivait. » Référence i, vous faites une référence, dans le corps de la question.

La question 2.2, et il est demandé

d'élaborer sur les perspectives du transporteur quant à l'évolution du réseau, encore une fois en référence, là, vous faites la référence i dans le corps de la question. Y incluant la demande d'électricité, alors cette fois-ci, c'est une référence, 2i, et en précisant l'impact sur la nécessité d'une nouvelle ligne au lieu de la solution trois.

Alors, peut-être y aller en séquences, Messieurs, puis je reviendrai avec la question trois, ou vous voulez que je vous... Je peux vous la fixer immédiatement. Qu'est-ce que vous préférez? Aviez-vous un seul continuum, ou c'était séquencé?

MONSIEUR BENOÎT DELOURME :

Séquencé.

MAÎTRE YVES FRÉCHETTE :

C'est bien. Alors, allons-y avec la réponse 2.1, 2.2, Madame la présidente. Et, par la suite, je reviendrai avec... On reviendra avec les deux autres questions qui seront subsidiaires. Et, je vous rappelle que le premier quart de réponse, les 1.1, 1.2 vous seront offerts par écrit. Si ce n'est fait maintenant, ça serait tout bientôt. C'est parfait.

LA PRÉSIDENTE :

Merci.

MAÎTRE YVES FRÉCHETTE :

Merci.

MONSIEUR LUC MATTEAU :

Donc, re-bonjour, Madame la présidente.

LA PRÉSIDENTE :

Re-bonjour.

MONSIEUR LUC MATTEAU :

R. Donc, comme on peut le voir à l'écran, les deux schémas qu'il y a ici présentent quelle serait l'évolution du réseau si on considère comme évolution les demandes 197-R et 215-R. Donc, Parc éolien Lévesque et le troisième groupe de SM-3.

Donc, si on commençait par la solution trois, donc, on aurait besoin de mettre un compensateur statique au minimum pour la demande 197-R, et d'ajouter la ligne Micoua-Saguenay accompagnée de deux plate-formes de compensation série pour la demande 215-R.

(10 h 23)

Donc, alors que, quand on commence par la solution un, on a uniquement besoin d'ajouter une plate-forme de compensation série avec la demande 215-R. Autrement dit, donc, dans la solution trois,

ici, il y a sept plate-formes de compensation série, et un compensateur statique, qui sont ajoutés, et qui ne sont pas requis si c'était la solution un qui avait été mise en place en premier.

Donc, c'est pour ça qu'on dit que ces plateformes de compensation série-là ne seraient plus requises. Autrement dit, j'ai besoin... si je commence avec la solution 3 pour me rendre à la fin avec un transit supplémentaire correspondant à ces deux demandes-là, j'ai besoin de tous ces équipements-là alors que quand je commence avec la ligne, bien, j'ai beaucoup moins d'équipements. Donc, j'ai un réseau beaucoup plus optimal en commençant avec la solution 1.

M. BENOÎT DELOURME :

R. Encore une fois, on rappelle, hein, SM3 et puis la 197R et la 215R, ce sont des demandes qui ont les pieds d'argile. Et je n'ai pas d'engagement, là, de ces personnes-là pour aller de l'avant. Donc, encore une fois, on est dans un exercice théorique qui essaie d'imaginer les choses. L'intervenant NEMC a fait une proposition de partage de coûts dans une de ses interventions. Mais, moi, malheureusement, là, ce n'est pas des demandes qui sont fermes. Donc, il faut y prêter attention.

M. LUC MATTEAU :

R. Pour la question 2.2 donc, les perspectives d'évolution. Donc, effectivement, il y a quand même les perspectives d'évolution de ces deux demandes-là qui sont dans le système OASIS. Donc, bien qu'on ne sache... ou qu'on n'ait pas d'engagement des clients pour ces deux demandes-là, elles représentent quand même une perspective d'évolution. On rappelle aussi qu'une nouvelle diminution de la charge sur la Côte-Nord, par exemple la fermeture d'un client industriel aurait un impact similaire à l'intégration de nouvelles ressources.

Aussi, pour faire référence... en réponse à ce qui est affirmé à la référence 2, selon laquelle la ligne ne serait plus requise si la demande d'électricité se mettait à régresser, c'est faux. Si on regarde ça du point de vue de la Côte-Nord une diminution de la demande d'électricité, ça ferait l'effet inverse, ça ferait augmenter le transit sur l'interface Manic-Québec et ça renforcerait le besoin de l'ajout de la ligne. Et ça le déclencherait si on mettait la solution 3 de l'avant.

Puis si on regarde ça d'un point de vue

global au Québec, une diminution de la demande d'électricité provinciale n'a pas d'impact sur le transit Manic-Québec ou peu d'impact sur le transit Manic-Québec. Donc, ça n'a pas d'impact sur le besoin de la ligne étant donné qu'on doit s'assurer de planifier sans congestion, donc d'acheminer toute la production qui est au nord vers les centres de consommation.

Me YVES FRÉCHETTE :

Q. **[2]** Merci, Monsieur Matteau. Maintenant, les deux questions de l'ensemble des questions 3, Madame la Présidente, la question 3.1 de la DDR 5, alors qui est de :

> Veuillez préciser...

Je fais la lecture, 3.1.

> Veuillez préciser si la résistance des lignes, qui dépend de la longueur de celles-ci, est le seul facteur considéré pour la réduction de cinq pour cent (5 %) appliqué par le Transporteur sur les pertes en puissance à la pointe.

Et la question 3.2 :

> Veuillez préciser à quel pourcentage de variation de longueur de ligne

correspond la réduction de cinq pour cent (5 %) appliquée sur les pertes en puissance à la pointe.

M. ANDRÉ DAGENAIS :

R. Oui. Donc, c'est... En effet, la résistance des lignes qui reflète la longueur de la ligne, c'est le seul facteur qui est considéré dans ce bout d'analyse de sensibilité. Et c'est ce qu'on avait en tête lorsqu'on l'a fait. Et, par la suite, à savoir quelle variation de longueur de ligne, bien, une réduction de cinq pour cent (5 %) des pertes en puissance à la pointe, ça correspond approximativement à une augmentation de cinq pour cent (5 %) de la longueur de la ligne. Ce qui est environ treize (13) kilomètres dans le cas de la ligne Micoua-Saguenay.

Q. **[3]** C'est bien. Alors ça complète. Nous en sommes à presque la demie de l'heure. Je me permets de vous proposer une pause d'une dizaine de minutes et puis de revenir par la suite pour la complétion.

Alors, encore une fois, c'est deux étapes qui nous resteront à franchir, soit celle de répondre de façon séquencée aux recommandations qui vous sont faites, de vous donner le point de vue du Transporteur et, par la suite, d'administrer le

huis clos pour que les aspects liés aux limites de transit, s'il y a des questions qui sont à recevoir sur ce sujet-là, bien, j'inviterai la Régie et puis mes collègues à les poser. Et, par la suite, bien, on pourra peut-être fermer ce huis clos-là pour permettre les contre-interrogatoires sur ce qu'on a entendu ce matin.

(10 h 28)

LA PRÉSIDENTE :

Merci, Maître Fréchette. Oui, j'adhère à votre proposition d'agenda pour la suite, ce matin en tous les cas. Quand je suis arrivée ce matin, là, nous avons procédé tout de suite à écouter vos témoins.

Comme vous le savez, je ne vous ai pas parlé là donc ce matin en arrivant du déroulement de la suite. Il y a une certaine incertitude, comme vous le savez. Mais, en ce qui concerne le temps qui nous est disponible, vous avez entendu les gens hier à l'effet que jeudi pouvait être une journée... ça pouvait être problématique pour eux d'être ici jeudi. On a parlé de la possibilité de présenter des plaidoiries par écrit. Donc, on sait que le temps, ça va être un enjeu pour nous dans les deux prochaines journées.

Si c'était possible de commencer demain à huit heures trente (8 h 30) plutôt que neuf heures (9 h 00), si ça vous était possible, ça pourrait être une solution, ça n'est que trente (30) minutes. Et aujourd'hui, ça ne sera possible de se rendre jusqu'à quatre heures (16 h 00) seulement. Donc, on va essayer de faire le mieux qu'on peut avec ces données-là.

Donc, prenons une pause maintenant et on va être de retour donc dans dix (10) minutes. Alors, on se revoit à moins vingt (10 h 40). Alors, je vous remercie.

SUSPENSION

LA PRÉSIDENTE :

Procédez. Oui.

Me YVES FRÉCHETTE :

Alors, rebonjour à tous. Yves Fréchette pour Hydro-Québec TransÉnergie. Alors, on va passer maintenant mémoire par mémoire. Si vous me permettez on va projeter à l'écran, pour des fins de référence au fur et à mesure, chacun des mémoires des intervenants et je vais interroger directement les témoins sur les recommandations qui vous sont faites à ce moment-ci.

Q. **[4]** Alors, si on débute avec le mémoire de l'AHQ-

ARQ, Messieurs, les conclusions se retrouvent aux pages 37 et suivante, 37 et 38 au niveau du mémoire de l'intervenant. La première recommandation, je vous en fais la lecture. Alors, la première recommandation est que :

> [...] le Transporteur n'a pas rencontré son fardeau de preuve en ne fournissant pas une démonstration du niveau de la demande d'électricité sur la Côte-Nord déclenchant le besoin pour le Projet [...]

Est-ce que vous avez un commentaire à cet égard?

M. BENOÎT DELOURME :

R. Oui, tout à fait. Donc, Benoît Delourme pour le Transporteur. En fait, ce constat de l'AHQ-ARQ est également repris, en tout ou en partie, par SÉ-AQLPA qui affirme que le Transporteur n'a pas quantifié son besoin de transit additionnel et puis que l'AQCIE également s'interroge sur la validité de la prévision sur la Côte-Nord. Donc, je vais revenir rapidement sur ça ici là.

Donc, la prévision de la demande sur laquelle on se base pour identifier le besoin provient du Distributeur. Elle est réglée par des prévisionnistes et elle est approuvée par la Régie.

Et le Transporteur ne va pas remettre en cause le travail qui a été fait par ces experts-là et on prend ça comme étant une analyse pertinente de la conjoncture économique et c'est le meilleur signal dont on dispose.

Comme on l'a expliqué dans la DDR-3 de HQT, R4.1, il nous faut mille mégawatts (1000 MW) de plus par rapport à la prévision du Distributeur de deux mille dix-huit (2018) pour respecter nos critères de conception. Mille mégawatts (1000 MW), je l'ai dit tout à l'heure, c'est l'équivalent de la charge, la plus grosse charge du Québec aujourd'hui, c'est à un clone d'Alouette.

Donc, il faudrait que le Distributeur se soit trompé de cinquante pour cent (50 %) sur sa prévision parce qu'aujourd'hui on a deux mille deux cents mégawatts (2200 MW) sur la Côte-Nord, il faudrait qu'il se soit trompé de cinquante pour cent (50 %) pour qu'on puisse considérer que le projet n'est plus requis en regard de la prévision.

Par ailleurs, je tiens à indiquer qu'on a fait une analyse de robustesse par rapport à toutes les discussions qu'il y a eu dans le dossier Bitcoin et, à la demande de la Régie, on a évalué à cent mégawatts (100 MW), à trois cents mégawatts

(300 MW) et à cinq cents mégawatts (500 MW) de plus sur la Côte-Nord et on a montré que le projet était toujours requis.

C'est-à-dire que cinq cents mégawatts (500 MW), le projet, à cinq cents mégawatts (500 MW) de charge sur la Côte-Nord, quand je fais mes événements, comme Luc l'a expliqué tout à l'heure, les performances dictées par les critères de conception ne sont pas rencontrées. On a besoin d'investir. On va mettre de la compensation série pour... au même niveau que ce qu'on a décrit. Et la ligne va arriver comme étant une solution alternative. Et encore une fois, la ligne elle va être économiquement rentable. Donc, c'est toujours le projet qui ressort en tête de l'analyse.

Alors, donc c'est ça. Donc, non seulement on a pris la demande du Distributeur, qui est une demande qui est travaillée, fondée, forgée, qui incorpore toutes les conjonctures économiques. Mais, en plus de ça, on est allé au-delà de ce que le Distributeur nous offre et on a fait une analyse de sensibilité. Donc, je considère que le Transporteur a largement rencontré son fardeau de preuve quant aux besoins.

(10 h 41)

Q. **[5]** C'est bien, je vous remercie. Maintenant, à la recommandation 2 qui vous est faite par l'intervenant AHQ-ARQ, toujours à la même page, je vous fais lecture :

[...] l'AHQ-ARQ [...] recommande... Oups! Puisque le... Bien. C'est plutôt mon interprétation là, je ne vous en ferai pas la lecture verbatim là, mais l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Transporteur de modifier sa preuve afin... et de planifier le réseau deux mille vingt, deux mille vingt et un (2020-2021) avec un niveau de production de quarante-deux mille cinq cent soixante-sept mégawatts (42 567 MW) de charge locale de trente-neuf mille deux cent soixante-trois mégawatts (39 263 MW), et d'exportation de point à point à trois mille trois cent quatre mégawatts (3 304 MW). Est-ce que vous avez des commentaires à cet égard?

M. LUC MATTEAU :

R. Oui. Luc Matteau pour le Transporteur. Donc, l'intervenant, pour faire cette recommandation-là s'appuie sur les données de son tableau qui est à la page 17. Pour établir son niveau de production. Puis ces données-là proviennent de différentes sources, notamment d'exercice de « rehability

assessment » présenté au NPCC et de différents autres dossiers déposés au NPCC ou à la Régie, datant de deux mille dix (2010).

Ce sont des données qui relèvent de l'exploitation et de l'approvisionnement des ressources. Si vous vous rappelez le schéma qu'on vous a présenté dans notre présentation tout à l'heure. Par exemple, l'intervenant fait la soustraction d'un valeur pour la non simultanéité de la production éolienne. Il fait aussi la soustraction de valeurs pour considérer des indisponibilités forcées de la production.

Ces soustractions-là, qui peuvent avoir sens quand on fait de l'approvisionnement des ressources, ne sont pas appropriées pour faire la planification du réseau. Donc, comme on l'a expliqué dans notre preuve complémentaire, également en réponse à la question 6.1 de la demande de renseignement numéro 4 de la Régie et aussi dans notre présentation, le Transporteur considère cent pour cent (100 %) de la capacité de production. Il inclut les projets prévus à l'horizon d'études. C'est nécessaire pour pouvoir dimensionner le réseau, ce n'est pas de la surestimation.

Si on prenait ce genre d'hypothèses-là, ça créerait de la congestion supplémentaire sur le réseau et ça ne nous permettrait pas de rencontrer les besoins de nos clients.

Donc, dans sa recommandation, comme il fait baisser le niveau de production, l'intervenant en arrive avec moins de demandes de transport point à point que ce que le Transporteur a utilisées dans ses hypothèses. Donc, ça résulte en un réseau qui est moins chargé et qui ne permet pas un dimensionnement adéquat. Donc, on indique que, dans le fond, la méthode qu'utilise l'intervenant est erronée, c'est les hypothèses qui sont utilisées par le Transporteur, qui sont adéquates pour effectuer la planification du réseau.

Q. **[6]** Je vous remercie. Maintenant, à la recommandation 3, l'intervenant AHQ-ARQ... c'est ma lecture, je ne ferai pas le verbatim là, je vais faire la proposition directement encore, considère que le réseau planifié deux mille vingt, deux mille vingt et un (2020-2021) ne génère pas de congestion en réseau noble, mais plutôt une marge de transit significative et que les critères en condition de réseaux N-1-1500 peut être respecté sans le projet à la pointe deux mille vingt, deux mille vingt et

un (2020-2021). Est-ce que vous avez un commentaire à cet égard?

R. Euh... Oui. Donc, encore une fois là, l'intervenant se base sur le tableau qui est à la page 23 de son mémoire pour faire sa recommandation. Donc, la méthodologie qu'il utilise, c'est de faire un bilan de production et de charge, et de comparer celui-ci avec une limite de transit. Cette méthodologie-là ne tient pas la route. Ça... Premièrement...

Me YVES FRÉCHETTE :

Bon. C'est correct. Est-ce que vous avez retracé la page, Madame...

LA PRÉSIDENTE :

Oui. Oui.

Me YVES FRÉCHETTE :

C'est bien. Si non, on l'a projette au même moment, si vous voulez la simultanéité là. Je vous voyais chercher, c'est pour ça que j'ai dit à monsieur Matteau...

LA PRÉSIDENTE :

Je vous remercie.

Me YVES FRÉCHETTE :

C'est bien.

Q. **[7]** Très bien. Monsieur Matteau, vous pouvez reprendre.

R. Donc, premièrement, l'évaluation des critères de conception du réseau ne peut pas être faite par de simples bilans. Donc, on ne peut pas comparer un transit estimé avec une limite pour apprécier le comportement du réseau. Donc, pour faire ça, ça prend nécessairement la réalisation d'écoulement de puissance et d'étude de comportement dynamique du réseau pour apprécier le respect des critères de conception. Deuxièmement, les bilans qu'effectue l'intervenant sont basés sur des valeurs, entre autres, qui relèvent de l'exploitation et non de la planification, et qui, aussi son désuets, notamment qui datent, le dossier du Producteur datant de deux mille quatre (2004).

Il y a plusieurs valeurs de puissance disponibles à la pointe, qu'il utilise, qui sont erronées. Donc, par exemple, la puissance disponible à la pointe de la Centrale Outardes-4, qu'on utilise sept cent vingt mégawatts (720 MW) et non six cent quatre-vingt-quatorze (694 MW).

(10 h 46)

Par exemple, la puissance disponible de la Centrale Jean-Lesage, sa valeur qu'on utilise est mille cent trente (1130 MW) et non mille trente-quatre mégawatts (1034 MW).

Aussi, l'intervenant considère quatre mille sept cent soixante-cinq mégawatts (4764 MW) de contribution de la part de la centrale Churchill Falls. Il prend cette valeur-là d'un bilan du Distributeur. Le Transporteur doit également tenir compte des services de transport fermes réservés, dans ce cas-ci notamment ceux de NEMC.

Donc, le Transporteur doit considérer une contribution de cinq mille deux cents mégawatts (5200 MW) pour la centrale de Churchill pour effectuer une planification qui va faire en sorte que cette limite-là ne se dégrade pas.

L'intervenant considère aussi cinq cents mégawatts (500 MW) de réserve. Le Transporteur, sur mille mégawatts (1000 MW) de réserve qu'il utilise, il le répartit au prorata de la capacité des centrales qui participent à la réserve.

Dans le cas des centrales qui sont listées dans le tableau, ça donnerait seulement trois cent vingt-cinq mégawatts (325 MW) de réserve.

Encore une fois, il considère des valeurs pour l'indisponibilité forcée de la production hydraulique, ce qui n'est pas applicable dans un contexte de planification. Donc, les transits que le Transporteur prévoit pour deux mille vingt-vingt

et un (2020-2021) sont ceux qui sont présentés dans l'écoulement de puissance qu'on a déposé en preuve et ce qu'on voit, c'est que ces transits-là sont supérieurs à la valeur de douze mille cinq cents mégawatts (12 500 MW) affichée dans le tableau de l'intervenant.

Finalement, la limite en réseau avec une ligne au retrait. L'intervenant présume que le réseau respecterait les critères avec un transit de onze mille mégawatts (11 000 MW), soit mille cinq cents mégawatts (1500 MW) de moins que douze mille cinq cents (12 500 MW). Toutefois, c'est pas le cas. La limite, qui est, encore fois une fois je vous le rappelle, une notion d'exploitation, en réseau dégradé est de beaucoup inférieure à cette valeur-là de onze mille mégawatts (11 000 MW), tel qu'on l'a mentionné au dossier bitcoin.

Donc... et je rappelle que cette limite-là ne permet pas de faire une juste appréciation du respect des critères de conception du réseau. Donc, les études qu'on a effectuées montrent que les critères de conception ne sont pas respectés pour le réseau tel que planifié, comme on l'a expliqué dans notre présentation. Donc, la planification du réseau de transport et le respect des critères de

fiabilité ne peuvent pas être validés par un simple bilan de production et de charge. Ça prend des études détaillées de comportement du réseau pour le faire.

Q. **[8]** C'est bien. Je vous remercie, Monsieur Matteau. Maintenant, les quatre recomman... les recommandations 4 à 7 sont prises ensemble, Madame la Présidente, alors... et c'est celles que l'on retrouve à la page 38.

Rapidement, la proposi... la recommandation 4, qui est de demander au Transporteur de retenir comme perte différentielle en puissance par rapport à la solution 2 les valeurs de trente-sept mégawatts (37 MW) pour la solution 1 et de soixante-treize mégawatts (73 MW) pour la solution 3.

La proposition suivante, la rubrique 5, soit de demander au Transporteur d'utiliser un facteur de perte de zéro virgule quarante (0,40).

La proposition qui suit, numéro 6, soit de demander au Transporteur de réaliser des analyses de sensibilité à partir des valeurs ci-haut citées, là, par AHQ-ARQ, qui est d'avis que les analyses effectuées par le Transporteur ne seraient pas centrées.

Et la rubrique 7 des recommandations, qui mentionne qu'il y a une surestimation des pertes de cinquante pour cent (50 %) dans Chamouchouane, c'est le constat alors qu'il fait, et que l'AHQ considère que la réduction de cinq pour cent (5 %) des pertes différentielles en puissance est insuffisante, celle qui a été réalisé par le Transporteur.

Est-ce que vous avez des commentaires à cet égard?

M. ANDRÉ DAGENAIS :

R. Oui, donc André Dagenais pour le Transporteur. Donc, si on va à la page 32, donc...

Q. **[9]** Du mémoire.

R. 32 du mémoire, oui. Donc, je veux aussi noter, là, que l'ACQIE propose également d'utiliser comme référence le réseau deux mille dix-sept (2017) ajusté. Donc, ça va valoir aussi pour... comme réponse à l'AQCIE. Si on... donc là, on voit ici, là, l'écart de perte de chacune des solutions par rapport au réseau de transport deux mille dix-sept (2017) ajusté.

Donc, si on va à la page 33, qui est juste un petit peu plus loin, dans le milieu de la page. Donc, « en appliquant la formule polynomiale aux

valeurs de puissance de trente-sept (37 MW) et soixante-treize mégawatts (73 MW) ». Donc, je viens de citer, là. Donc là, on fait un calcul d'énergie, de perte en énergie avec la formule du polynôme, en utilisant les mégawatts de perte du réseau de deux mille dix-sept (2017) ajusté. Donc ça, c'est une erreur méthodologique parce qu'on ne peut pas effectuer des calculs de perte en énergie à partir des valeurs en puissance du deux mille dix-sept (2017) ajusté.

(10 h 51)

Donc, cette méthode-là, le deux mille dix-sept (2017) ajusté, ça vient calculer les pertes en énergie et en puissance sur huit mille sept cent soixante (8760) réseaux horaire. Donc, ça forme un tout indissociable. On ne peut pas calculer des pertes avec la méthode du polynôme avec ces mégawatts-là, donc, cette méthode-là, bien, cette méthode-là est fausse.

Aussi, la raison pour laquelle on a fait ça, le deux mille dix-sept (2017) ajusté, ça sert à valider les hypothèses du Transporteur. Donc, on est allé expliquer aussi la DDR-4 de la Régie à la réponse 5.1 pourquoi on a fait ça et ça démontre que l'analyse économique en preuve, bien, elle est

prudente parce que... et nécessairement parce qu'on est arrivé avec des chiffres semblables à ce qu'on avait en preuve.

Et nécessairement l'analyse du deux mille dix-sept (2017) ajusté, bien, c'est pas centré parce qu'on se fie à un écoulement de puissance qui considère la charge québécoise de deux mille dix-sept (2017). Donc, la ligne Micoua-Saguenay, elle n'est pas là en deux mille dix-sept (2017), elle va arriver en deux mille vingt-deux (2022). Donc, c'est une évaluation qui est nécessairement conservatrice parce que l'écoulement de puissance prévu à la mise en service est plus élevé et c'est exactement ça qu'on a obtenu comme résultat, on est arrivé juste en-dessous de ce qu'on avait en preuve. Donc, on est très satisfait de cette analyse-là.

Les valeurs de perte en puissance à utiliser, si on veut calculer des gigawatts-heure, donc, de l'énergie à l'aide de mégawatts, donc... puis si on veut appliquer les formules du polynômes qu'on a longuement expliqué, donc, il faut utiliser celles du complément de preuve révisé. Donc, au tableau 10, on a les valeurs de mégawatts et ça, on peut calculer l'énergie avec la formule du

polynôme.

Maintenant, si on va à la page... on reste en fait à la page 33, ça correspond à la proposition 5 dans ses conclusions. Donc, c'est... donc, vu qu'il est inapproprié de recalculer avec la formule polynomiale les différentiels de pertes obtenues avec le deux mille dix-sept (2017) ajustée, bien, nécessairement, la façon dont on calcule le point quatre (.4) ici c'est erroné parce que ça va ensemble. Et même en considérant le facteur de pertes qu'on a ici qu'il nous suggère d'utiliser, donc, qui est le point quatre (.4), si on l'insère dans... on le fait à l'inverse là, si on l'insère dans la formule polynomiale, bien, ça donne un facteur de charge de point soixante et un (.61), et on a considéré jusqu'à point six (.6) dans l'analyse de sensibilité.

Donc, même cette analyse-là, elle est faite, elle est dans l'analyse de sensibilité, elle est présentée, puis on a dit que physiquement, ça représente une utilisation très faible du corridor Manic-Québec qui pourrait être réaliste en cas de sécheresse sur la Côte-Nord.

Puis je tiens à répéter aussi, en aucun cas, l'analyse deux mille dix-sept (2017) du réseau

deux mille dix-sept (2017) ajusté c'est centré. Le facteur de charge centré c'est point sept (.7) puis on a confirmé que le volume de pertes estimées est bon avec l'analyse du réseau deux mille dix-sept (2017) ajusté qui va nécessairement être conservateur par rapport à l'analyse en preuve et c'est ce qui était entendu et c'est ce qui est arrivé.

Donc, si on va maintenant au dernier paragraphe de la page 33, ce qui correspond à la proposition six de l'intervenant. Il y a le cinq pour cent (5 %) de pertes en puissance de l'analyse de sensibilité, bien, ça correspond à cinq pour cent (5 %) de longueur du tracé. L'intervenant vient dire qu'on... vient proposer qu'on considère plus que cinq pour cent (5 %), bien, nous, on croit que le cinq pour cent (5 %) est suffisant puis on l'affirme parce que l'avant-projet est concluant. Donc, on est tout à fait confiant de construire la ligne selon ce qui est montré dans la preuve, selon le tracé montré en preuve.

M. BENOÎT DELOURME :

R. Par ailleurs, l'intervenant a fait toute une introduction sur les leçons apprises du projet Chamouchouane et puis considère que des suresti...

qu'il y avait eu des surestimations dans Chamouchouane et que considérant ça, on devrait peut-être réviser notre façon de faire dans Micoua-Saguenay.

Donc, moi, là, je tiens juste à souligner qu'en cause tarifaire et à la DDR-2 de AHQ-ARQ question 12, on a largement expliqué pourquoi les choses étaient arrimées et qu'il n'y avait pas de surestimation, qu'on avait bien expliqué que les pertes attendues à la mise en service n'étaient pas nécessairement les pertes prévues puis que quand on se reprojetait, on retombait sur nos pattes puis on retrouvait les choses correctement.

Donc, en se référant à la DDR-2 là et puis aux notes sténographiques de la cause tarifaire, il y a largement ce qu'il faut pour expliquer qu'il n'y avait pas de surestimation dans Chamouchouane-Montréal et donc, il n'y a pas de leçon apprise à transposer dans Micoua-Saguenay.

(10 h 56)

Me YVES FRÉCHETTE :

Q. **[10]** Très bien, ça complète pour ce bloc-là. Dernière proposition de l'intervenant à son mémoire toujours à la page 38, alors, l'intervenant recommande de ne pas ajouter des coûts de

sécurisation à la solution trois, mais de quantifier les gains des solutions un et deux, par rapport à cet élément de sécurisation-là. Est-ce que vous avez un commentaire à cet égard?

M. ANDRÉ DAGENAIS :

R. Donc, les coûts de sécurisation ne sont pas inclus dans l'analyse de base. On ne les a pas ajoutés, la solution de compensation série, parce que la solution Micoua-Saguenay était déjà rentable, et que c'est la solution qui est la meilleure, techniquement. Donc, on avait déjà assez d'éléments pour faire un choix qui sécurise l'axe Micoua-Saguenay, donc qui s'insère parfaitement dans la stratégie de sécuriser le corridor par opportunité.

Maintenant, si on veut attaquer l'analyse économique et la rentabilité de la solution Micoua-Saguenay, bien, il faut quantifier le plus possible ses avantages intrinsèques sur les autres solutions. Donc, pour la flexibilité d'exploitation, pour le risque de surinvestissement, on ne peut pas le faire. En tout cas, je ne vois pas de méthode pour le faire. Mais, par contre, pour la sécurisation, il y a moyen de la faire, et c'est de montrer combien ça coûterait, sécuriser la ligne existante. Donc, c'est ça qu'on

a fait en analyse de sensibilité.

La méthodologie que vient proposer l'intervenant, en fait, de bonifier les solutions un et deux, bien, on pense que c'est erroné, parce qu'on ne peut pas quantifier la valeur de sécuriser des axes verglas. Ça revient à remettre en question l'idée même de sécuriser le réseau. Donc, de quantifier la sécurité d'alimentation du public. L'axe Micoua-Saguenay, il est ciblé. Il doit être sécurisé. Donc, la solution Micoua-Saguenay le sécurise.

Pour se rapprocher le plus possible d'un service équivalent en utilisant la compensation série, bien, on lui a ajouté la sécurisation de la ligne existante entre Micoua et Saguenay, dans le cadre, donc, encore là, d'une analyse de sensibilité. Faire autre chose, ça revient à mettre une valeur, d'avoir un... Ça revient à mettre une valeur sur le fait d'avoir un réseau sécurisé. Puis ça, je ne vois pas comment on peut faire ça.

MAÎTRE YVES FRÉCHETTE :

Q. **[11]** C'est bien. Alors, ça complète, Madame la présidente, pour les questions à l'égard du mémoire de AHQ-ARQ. On va passer, maintenant, à celui de l'AQCIE-CIFQ. Et les conclusions générales se

retrouvent à la page trente-trois et suivantes.

Je ne vous l'avais pas présenté, mais notre préposé à l'audiovisuel, c'est Monsieur Yannick Roy. Alors, vous avez un panel d'ingénieurs complet. Alors, Monsieur Roy est également ingénieur, mais ne s'exprimera pas, n'étant pas assermenté. Mais, on lui a trouvé un rôle.

Alors, tout le monde est à la même page? Alors, la première conclusion, pour le mémoire de l'AHQ-ARQ... De l'AQCIE-CIFQ, pardonnez-moi, alors, la première conclusion qui concerne la validation du maintien de la valeur de réduction de 1500 mégawatts dans le cadre... Dans le critère du réseau dégradé. Alors, c'est la proposition qui vous est faite. C'est l'unes des conclusions générales que l'on revoit au deuxième paragraphe, premier tiret, si vous voulez. Alors, est-ce que vous avez des commentaires à cet égard?

MONSIEUR LUC MATTEAU :

R. Oui. Donc, dans le fond, l'intervenant affirme, notamment en page cinq de son mémoire, que notre critère n'a fait l'objet d'aucune mise à jour, eu égard, notamment, l'accroissement important des besoins fermes qui sont satisfaits sur le réseau.

L'intervenant FCEI présume également qu'on

n'a pas eu de mise à jour de notre critère. Donc, on rappelle, comme on l'a expliqué dans notre présentation, que nos critères sont actualisés en continue, tout comme le sont ceux du NPCC. Aussi, c'est que la valeur de 1500 mégawatts dont il est question dans le critère déterminant n'est pas fonction des besoins, mais plutôt, c'est une valeur qui est équivalente à la somme des réserves dix minutes et trente minutes.

Donc, comme c'est indiqué dans le complément de preuve du transporteur, c'est lié à un des critères NPCC. Le critère du NPCC limite la quantité d'ajustements permis pour le réseau avec une ligne au retrait aux ressources qui sont accessibles en dix minutes ou en trente minutes pour l'ajustement des liens à courant continu.

Donc, aussi, on mentionne que la pratique de l'industrie est généralement de se limiter à la réserve dix minutes. Donc, si le transporteur se limitait à la réserve dix minutes, ça reviendrait à se limiter à 1000 mégawatts d'ajustement.

Donc, dans le fond, le transporteur va déjà au delà de ce qui est généralement fait dans l'industrie.

Donc, l'intervenant associe, dans le fond,

le maximum d'ajustements permis par le critère au besoin alimenté, alors qu'il n'y a rien dans la pratique de l'industrie qui permet de soutenir cette hypothèse-là.

MAÎTRE YVES FRÉCHETTE :

C'est bien. Je vous remercie, Monsieur Matteau.

(11 h 01)

Q. **[12]** Maintenant, toujours à la même page, la seconde conclusion qui est à l'effet que l'intervenant recommande :

- la prise en compte des besoins du Distributeur qui doivent réellement transiter sur le réseau du Transporteur eu égard aux moyens de gestion de la puissance;

Est-ce que vous avez un commentaire à cet égard?

R. Oui, effectivement. Dans le fond, l'intervenant se base sur plusieurs affirmations qu'il fait dans son mémoire, là.

Donc, tout d'abord en page 6 de son mémoire, l'intervenant compare des tableaux qui sont fournis par le Distributeur dans deux dossiers différents et dont les valeurs ne sont pas basées sur les mêmes prévisions du Distributeur. Donc, le chiffre de trente-neuf mille deux cent soixante-

trois mégawatts (39 263 MW) qui apparaît au tableau 1 est basé sur la prévision du Distributeur datant de deux mille quinze (2015) pour l'horizon 2020-2021. Donc, ça, c'est arrimé avec l'état d'avancement deux mille quinze (2015) du Plan d'approvisionnement 2014-2023. Donc, les valeurs, par contre, qui sont affichées au tableau 11 de la page 6 proviennent d'une prévision qui est plus récente. C'est ce qui explique que les valeurs sont différentes.

Les analyses qu'a faites le Transporteur reflètent les besoins de la charge locale au meilleur de ses connaissances au moment où il réalise l'étude. Aussi, on mentionne que les besoins de la charge locale qui sont indiqués au tableau 11 sont de trente-neuf mille deux cent seize mégawatts (39 216 MW) pour la pointe deux mille vingt-deux (2022). Ce qui est très proche de la valeur qui est au tableau 1 pour deux mille vingt et un (2021).

Aussi, comme on l'expliquait dans notre complément de preuve, et comme l'expliquait mon collègue Benoît dans la présentation, comme on considère toute la production, qu'on alimente la charge du Distributeur et que le reste va pour

servir les clients point à point, ces variations faibles de la prévision du Distributeur vont avoir seulement pour effet de changer la répartition des demandes OASIS qu'on utilise dans son étude. Donc, ça ne change pas les conclusions de nos études.

À la page 8 de son mémoire, l'intervenant affirme que la baisse de prévision de la charge sur la Côte-Nord relève d'une situation contextuelle qui pourrait se modifier selon la conjoncture économique globale. Donc, comme mon collègue l'a dit tout à l'heure dans ses commentaires au mémoire de l'AHQ-ARQ, ça prendrait mille mégawatts (1000 MW) de nouvelles charges sur la Côte-Nord pour permettre de respecter les critères de conception du réseau, donc l'équivalent, on le répète encore une fois, de l'aluminerie Alouette.

Puis on rappelle aussi que le Distributeur, quand il réalise sa prévision, tient compte de l'évolution probable de la conjoncture économique dans sa prévision. Donc, il n'y a rien qui indique dans la prévision du Distributeur que le contexte qui justifie le projet va changer et le Transporteur doit maintenir la fiabilité du réseau. Le projet est requis.

À la page 9, l'intervenant affirme aussi que certains projets d'investissements importants, notamment dans le domaine minier, sont actuellement à l'étude et leur réalisation pourrait contribuer à diminuer le transit sur le tronçon Manic-Québec, ce qui rendrait inutile la nouvelle ligne proposée. Donc, encore une fois, tout comme pour la conjoncture économique, la prévision du Distributeur tient compte de tous les projets dont la réalisation est probable. On n'a donc aucune indication permettant de penser que la demande sur la Côte-Nord pourrait augmenter d'un niveau suffisant qui permettrait d'éviter le projet.

À la page 11 de son mémoire, l'intervenant affirme aussi que la prise en compte de la réduction d'une capacité obtenue par l'application des mesures de gestion de la puissance permettrait de réduire la production d'une capacité de mille cinq cent quatre-vingt-cinq (1585 MW) à la pointe 2020-2021. Donc, il base cette affirmation-là sur les tableaux qu'il présente aux pages 9 et 10.

Au tableau de la page 9, ce tableau-là reflète un exercice de bilan en puissance du Distributeur pour les fins de l'approvisionnement. De ce tableau-là, pour le Transporteur, c'est seule

la première ligne du tableau, qui sont les besoins à la pointe, qui importe. C'est cette valeur-là qui correspond, comme on l'a dit dans notre présentation, à la pointe normalisée cinquante cinquante (50/50).

(11 h 07)

Dans son tableau de la page 10, l'intervenant retranche de ces besoins-là à la pointe la quantité de gestion de la puissance (la GDP) qui indiquée par le Distributeur dans son exercice de bilan de puissance. Le Distributeur notamment appelle cette puissance lorsqu'il fait très froid. Donc, le Transporteur, on modélise la GDP uniquement dans nos réseaux de pointe de pointe exceptionnelle, mais pas dans nos réseaux de pointe normale. Si le Transporteur en venait à dimensionner le réseau avec les moyens de gestion à la pointe en pointe normale, le réseau ne serait plus exploitable. On s'attend qu'une pointe exceptionnelle, donc une pointe qui arrive dans le cinquante pour cent (50 %) de probabilité que la pointe soit plus haute que ce que prévoit le Distributeur, force l'exploitant à se servir de ces moyens de gestion de la pointe là, c'est pourquoi on ne les considère pas en pointe normale.

Aussi, à la page 11 de son mémoire, l'intervenant affirme qu'on pourrait réduire finalement de trois mille quatre-vingt-cinq mégawatts (3085 MW) le transit en réseau dégradé avec une ligne au retrait.

Donc, comme je l'ai déjà expliqué, le critère de conception autorise un maximum de mille cinq cents mégawatts (1500 MW) d'ajustement. Donc, la proposition de l'intervenant reviendrait à modifier notre critère, ce qui, de notre avis, n'est pas requis.

Q. **[13]** C'est bien. Maintenant, les trois prochaines recommandations ou conclusions de l'intervenant, on va les traiter en bloc dans la question et dans la réponse, si vous permettez.

Alors, la troisième qui est les recommandations qui sont faites par l'intervenant AQCIE-CIFQ, soit la prise en compte de la centrale de Bécancour pour optimiser la réduction de transit sur le corridor Manic-Québec, la conclusion suivante, soit une simulation qu'il suggère plus réaliste de la production éolienne et la conclusion qui suit : soit une prise en compte de la contribution du déglaceur de Lévis en tant qu'appareil de compensation dynamique.

Est-ce que vous avez des commentaires à cet égard?

R. Oui. Donc, pour ce qui est de la centrale de Bécancour et de l'utilisation du déglaceur de Lévis comme appareil de compensation dynamique, ces deux points-là sont déjà pris en compte dans les études du Transporteur, comme on l'a déjà d'ailleurs mentionné en réponse aux questions 2.1 et 2.3 de la demande de renseignements numéro 4 de la Régie.

Pour ce qui est de la production éolienne, mon collègue Benoît vous en a parlé plus en détail dans notre présentation et c'est également indiqué dans notre complément de preuve et aussi dans la réponse à la question 2.4 de la demande de renseignements numéro 4 de la Régie. Donc, les études du Transporteur considèrent cent pour cent (100 %) de la production pour l'éolien comme pour les autres types de production.

Le réseau doit être planifié sans congestion, donc le réseau est planifié pour que toute la production éolienne... avec toute la production éolienne pour que le réseau ait les équipements nécessaires pour que cette production-là soit transportable en tout temps.

Q. **[14]** Je vous remercie, Monsieur Matteau.

Maintenant, la conclusion suivante où l'intervenant suggère la prise en compte des réservations de long terme qui viennent à échéance sur la période deux mille dix-neuf, deux mille vingt-quatre (2019-2024). Est-ce que vous avez un commentaire à cet égard?

M. BENOÎT DELOURME :

R. Oui, tout à fait. Donc, selon nous, il s'agit d'une interprétation inexacte des Tarifs et conditions. L'article 2.2 des Tarifs et conditions quant aux priorité de réservation est assez explicite. Les clients existant du service de transport ferme ayant une durée de contrat de cinq ans et plus ont droit aux conditions prévues à cet article de continuer - je lis servilement - d'utiliser le service de transport à l'expiration, à la reconduction et au renouvellement de leur contrat. Donc, moi, j'interprète ça comme un droit continu.

Alors, la Régie d'ailleurs s'est prononcée par rapport à ça dans la décision D-2012-010. Alors, je cite encore une fois :

> [...] l'obligation du Transporteur de planifier et de construire son réseau en tenant compte de l'exercice possible des droits de renouvellement

par les clients.

Alors, moi, cette décision-là, quand je l'incarne dans mes façons de faire, bien ça veut dire que je dois présumer de l'exercice d'une priorité de renouvellement. Et donc en planif, mes conventions pour le service de transport ferme point à point long terme sont considérées renouvelées par les clients, le Transporteur ayant l'obligation d'offrir ce service.

Alors, l'article 15.4 cité par l'intervenant s'applique pour une nouvelle demande de service et pas pour un renouvellement. Donc, c'est pas... c'est pas... je n'ai pas le droit de faire ça.

Q. **[15]** C'est bien, je vous remercie. Conclusion suivante, alors où il est mentionné, on suggère de la part de l'intervenant, toujours à la page 34 de son mémoire :

- l'obligation pour le Transporteur de rechercher une entente avec le Producteur quant aux mesures qui pourraient lui permettre de limiter le niveau de transit sur le corridor Manic-Québec à un niveau qui respecte ses critères

de planification, mesures qui pourraient être de courte durée...

c'est ce qu'il suggère là

... puisqu'en considérant la mise en service de la demande 215R...

où on suggère

... l'accroissement de puissance de la centrale SM-3 de 440 MW) en 2025 tel que demandé par le Producteur, la mise en service de la ligne serait ainsi différée de seulement 3 ans.

Est-ce que vous avez des commentaires à cet égard? (11 h 12)

R. Oui. Tout à fait. Donc, cette recommandation, en fait, est un peu la conclusion du chapitre 7 de l'intervenant, donc qu'on retrouve aux pages 28 et 29. Et, en fait, si j'analyse le chapitre 7 là, il est composé de trois parties, on va dire. Tout d'abord, le fait que les fermetures de centrales ne devraient pas être prises en compte par le Transporteur, mais payées par le Producteur. Ensuite de ça, il y a cette entente qui est évoquée. Et cette entente, elle est évoquée, en plus, en lien avec SM-3. Donc, je voudrais juste

revenir sur ces trois éléments-là.

Donc, tout d'abord l'aspect de la fermeture des centrales. Moi, en tant que Transporteur, c'est un fait, c'est quelque chose que je subis et c'est quelque chose qui va venir dégrader la fiabilité de mon système. Je n'ai pas le choix que d'agir. Puis ça, on a déjà eu l'occasion de défendre plusieurs dossiers sur ce thème-là et je pense que la légitimité de cette action a bien été reconnue par la Régie. Donc, c'est quelque chose que je subis et donc je dois agir.

Ensuite, par rapport à l'entente, donc l'entente en tant que telle là, comme on l'a expliqué en DDR-1 de la Régie, à la question 7.1, le cadre des tarifs et conditions dans lequel notre mission devait se déployer. Et dans ce cadre là, on doit fournir un service de transport permettant de répondre aux besoins des clients en assurant la continuité et la qualité de ce service. Bon. La proposition d'entente financière n'existe pas, ça ne fait pas partie des outils et des objets qui sont dans mes tarifs et conditions et que je pourrais activer pour essayer de faire des choses.

Donc, moi, ce que je dois faire, c'est regarder ce dont les gens ont besoin et puis de

dimensionner mon réseau en conséquence. Je ne planifie pas pour contraindre.

Alors, je rappelle que par rapport aux hypothèses qu'on s'est données, on ne va pas le répéter là, mais si, on va le répéter. Le niveau de production, le niveau de charge, les services de point à point qui sont sur la table aujourd'hui nécessitent de renforcer notre réseau pour maintenir la fiabilité.

Maintenant, le lien avec SM-3. Bien, je l'ai déjà expliqué tout à l'heure. On essaie de faire un « bridge » là, en utilisant un outil commercial en attendant l'arrivée de SM-3, mais moi, SM-3, je ne sais pas quand est-ce qu'il arrive, je ne sais même pas s'il arrive. Je l'ai expliqué tout à l'heure, j'ai une étude, je n'ai pas de signal fort de la part de mon client comme quoi il veut aller de l'avant. Donc, se fonder sur une utilisation temporaire pour un projet qui a des pieds d'argile, encore une fois, ce n'est pas une bonne pratique pour nous là. Et je le rappelle encore une fois, indépendamment de SM-3, indépendamment de..., j'ai un problème, je dois le résoudre. Et on a démontré que la meilleure solution, c'était la ligne.

Q. **[16]** C'est bien. Alors, maintenant dans la conclusion suivante où il est mentionné, où les recommandations sont faites.

> De plus, sur le plan économique, l'analyse des intervenants montrent qu'il demeure une grande incertitude quant à la valeur économique des pertes électriques, autant en quantités qu'en coûts unitaires de long terme. Or, la valeur économique des pertes est un facteur déterminant quant au choix de la solution retenue par le Transporteur.

Alors, je référais à ce qu'on le retrouve à la page 34, encore une fois, du mémoire. Est-ce que vous avez un commentaire à cet égard?

M. ANDRÉ DAGENAIS :

R. Oui. Et on va défiler la section 6 là pour bien répondre à ces affirmations-là.

Donc, premièrement, bien dans le tableau 2, qu'on voit à la page 17, on peut voir que l'intervenant démontre que la composante « pertes » est une grande portion de l'analyse économique, donc en effet.

Maintenant, si on va au début de la page

18, l'intervenant propose que le Transporteur considère les dollars reliés aux pertes différemment de ceux reliés aux investissements.

Donc, je viens de faire le calcul là. Dans le complément de preuve qu'on a remis, on indique les pertes en mégawatts (MW). Si on fait le différentiel de pertes en mégawatts (MW) entre la solution-3 puis la solution-1, donc soixante-trois point quatre (63,4 MW) moins vingt quatre point sept (24,7 MW), ça nous donne trente-huit virgule sept mégawatts (38,7 MW). Donc, ces pertes-là représentent l'équivalent de construire une centrale de trente-huit virgule sept mégawatts (38,7 MW). Donc, c'est quelque chose de très significatif là, c'est énorme. C'est l'équivalent de construire une centrale un peu plus petite que celle de Rivière-des-Prairies là.

Donc, je ne vois pas pourquoi on devrait considérer ces dollars-là différemment des dollars, donc d'investissements. Donc, c'est des dollars qui sont tout à fait réels. Donc, les dollars reliés aux pertes et ceux reliés à des investissements, on les considère de la même façon. Donc, faire autre chose ça serait erroné. On ne voit pas comment on pourrait donner une valeur autre là aux dollars de

pertes que ceux reliés aux investissements. Et les dollars de pertes, ils ont cette représentation tout à fait réelle, tout à fait physique, de représenter ce que ça coûterait d'avoir une nouvelle centrale là.

(11 h 17)

Donc, si on va plus loin à la page 19 au troisième paragraphe. Donc, on voit : « L'analyse des intervenants retient les pertes en puissance correspondant au réseau 2017 ajusté. » Donc, on a déjà répondu aussi à l'AHQ-ARQ dans le même sens.

Les études de sensibilité et l'analyse réalisée avec le réseau deux mille dix-sept (2017) ajusté, bien ça sert à valider les hypothèses du Transporteur, comme on l'a expliqué à la réponse 5.1 de la DDR-4 à la Régie.

Donc, ça démontre que l'analyse économique en preuve est prudente et l'analyse avec cette méthode n'est nécessairement pas centrée, parce qu'on se fie sur un écoulement de puissance qui considère la charge québécoise de deux mille dix-sept (2017). Donc, le résultat va nécessairement être conservateur et c'est ça qui... c'est ce qui est attendu, donc on peut constater que c'est ça le résultat qu'on a eu.

Donc, encore une fois, si on veut utiliser des pertes en puissance, là, pour calculer des gigawattheures, donc des pertes en énergie, il faut utiliser celles du complément de preuve révisé au tableau 10.

Ensuite, si on peut se rendre à la page 19, section 6.1.2. Donc là, l'intervenant nous propose d'utiliser un facteur de point six (0,6), un facteur de charge de point six (0,6).

Donc, le chiffre de point six (0,6) qui est extrait de la cause tarifaire R-4058-2018, donc par l'intervenant, ça ne peut pas être utilisé pour calculer des pertes en énergie. Si on veut utiliser des facteurs de charge mesurée, on peut prendre ceux du tableau de la réponse 16.1 de la DDR à l'AHQ-ARQ.

Donc, le facteur de point sept (0,7) c'est une estimation qui est utilisée, parce que notre expérience démontre que c'est réaliste. Donc, pour le valider on a fait l'analyse du réseau deux mille dix-sept (2017) ajusté et cette analyse-là, du fait qu'elle est sur huit mille sept cent soixante (8760) réseaux horaire, elle n'a pas besoin d'une estimation d'un facteur de charge parce qu'on n'a pas de polynôme à résoudre, donc ça donne des

chiffres précis, là, sur un profil de charge deux mille dix-sept (2017).

C'est légitime d'appliquer une sensibilité de point six (0,6), là, vis-à-vis le point sept (0,7), parce que ça correspond à une période sèche sur la Côte-Nord. Mais appliquer une sensibilité sur le point six (0,6), ça représente une situation qui n'est pas réaliste. Donc, on... ça représente, là, on est au-delà d'une sécheresse sur la Côte-Nord, là, il y a quelqu'un qui manque d'électricité.

Donc, l'intervenant nous propose de tenir compte de l'effet couronne aussi. On a tenu compte de l'effet couronne à partir de la DDR-4, donc on en a parlé dans la présentation.

M. BENOÎT DELOURME :

R. Oui, bien on revient encore une fois sur une potentielle réinsertion de leçons apprises de Chamouchouane, je ne reviendrai pas sur ce que j'ai déjà dit tout à l'heure en écho à AHQ-ARQ.

Me YVES FRÉCHETTE :

Q. **[17]** C'est bien. Oui, mais je pense que ça... on poursuit, hein.

M. ANDRÉ DAGENAIS :

R. Donc, si on va plus loin. À la section 6.2 à la

page 22. Donc, on nous suggère d'utiliser des coûts évités, qui sont différents de ceux qu'on a utilisés. Donc, nécessairement, les coûts évités des pertes électrique, dans notre dossier bien ils font l'objet d'une décision Régie. Donc, la décision D-2017-022, donc on n'avait pas le choix, on a utilisé ces coûts-là. Ensuite, si on va à la page 23. On a fait remarquer, donc que les coûts de la décision R-4057-2018 sont plus faibles. Ils sont effectivement plus faibles, mais ils sont plus élevés que les minimaux considérés en analyse de sensibilité. Donc, ça a montré qu'on a bien fait de faire une analyse de sensibilité.

À la page 24 ensuite, 6.2.2. Donc, l'AQCIE nous propose des coûts évités. Le Distributeur a répondu de manière négative à l'intervenant, là, concernant la pertinence de cette proposition, à la question 5.3 de la DDR-5 du dossier 4058-2018. Donc, la Régie n'a pas statué encore sur ce dossier. Donc, nous, nous avons considéré les coûts approuvés par la Régie.

À la page 25 à la section 6.3. Donc, l'intervenant vient cumuler l'ensemble de ses paramètres. Il en conclut qu'il y a une incertitude sur l'ensemble de la valeur des pertes. Mais les

démonstrations du Transporteur sont probantes à l'effet que la valorisation des pertes a été faite avec des niveaux de sensibilité raisonnables. Donc, de manière prudente, de manière suffisante, à l'aide de données qui sont référencées. Donc, on... notre travail est robuste et prudent, là, on doit... on doit utiliser, là, ce qu'on a présenté. Par exemple, les coûts de l'AQCIE bien ils ne viennent pas faire l'objet d'une décision Régie. On ne peut pas utiliser ces coûts-là.

(11 h 22)

Donc, maintenant on va à la section 8, donc sur la sécurisation, à la page 30. Donc, l'intervenant affirme que le coût de renforcement de la ligne Micoua-Saguenay ne devrait pas être inclus dans l'analyse économique du dossier actuel. Bien ils ne sont pas inclus. Les coûts de sécurisation ne sont pas inclus dans l'analyse économique de base du dossier actuel. On les a inclus dans le cadre d'une analyse de sensibilité, là, pour démontrer la supériorité du service offert par la solution 1, versus la solution 3. Donc, s'il n'y a aucun projet de renforcement qui est prévu, on en a parlé, le Transporteur devrait renforcer les lignes en place.

D'ailleurs, dans le dossier cité par l'intervenant, le R-3522-2003, HQT-1, Document 2, Annexe G, donc la ligne Micoua-Saguenay est visée pour un renforcement. Donc, c'est tout à fait prévisible que si on a un projet qui permet de renforcer cet axe-là, on va le faire.

L'intervenant NEMC, on va en reparler tantôt, mais il vient écrire que l'axe Micoua-Saguenay n'est pas ciblé dans ce dossier-là, mais c'est une information qui est incomplète, là, on va démontrer avec sa carte tantôt que l'axe Micoua-Saguenay est bien ciblé.

Q. **[18]** C'est bien. Alors ça complète pour le mémoire AQCIE-CIFQ. Je vous prierais de prendre maintenant le mémoire pour... de NEMC s'il vous plaît. Et je vous amène tout de suite à la page 35, où on... où il y a les trois conclusions générales, qui sont à l'effet suivant.

Alors la première... le premier constat qui est fait, là, c'est les paragraphes 122, 123 et 124. Le paragraphe 122, là, je... j'y vais sans faire le verbatim, là. NEMC, si j'en faisais la... la nomenclature, là, c'est parce que je ne veux pas vous faire subir mon pauvre anglais, Madame la Présidente, là, et faire souffrir nos traducteurs.

Alors NEMC reconnaît le besoin du projet, c'est ce qu'on... de l'investissement sur... non pas du projet, mais de l'investissement sur l'axe Micoua-Saguenay. C'est ce que l'on retrouve à 122.

À 123, l'intervenant recommande que la solution de moindre coût ne soit pas le projet qui est présenté par le Transporteur, mais la compensation série, avec les nuances qu'il y apporte au paragraphe 123.

(11 h 24)

Et à 124, il y a donc des affirmations qui sont faites, là, liées à la solution... à la détermination de la solution qui soit la plus adéquate, reliée à tout ce qui concerne la causalité des coûts, et caetera, et caetera. Je ne vous en ferai pas la lecture, mais considérez que je viens de vous la faire. Et ma question est donc adressée au panel à l'égard de ces trois conclusions-là. Alors, est-ce que vous avez des commentaires à l'égard des conclusions que l'on retrouve au mémoire de NEMC?

M. BENOÎT DELOURME :

R. Oui, tout à fait, plusieurs remarques à plusieurs niveaux. Le mémoire est organisé en articles. Alors je vais les prendre dans l'ordre. Si on va à

l'article numéro 23. Alors l'intervenant cite un article IEEE et qui est écrit par le Transporteur en deux mille cinq (2005), un article qui détaille et qui explique comment en fait on organise nos critères de conception, comment on organise notre plan de défense. Et à sa seconde affirmation... Moi, je vais la tenter l'anglais.

> N-1-1,500 criteria - Rare events can utilize SPS and will have fast recovery for partial outages if they occur.

Bien, ça, ce n'est pas une bonne interprétation de l'article, là, parce que si on s'y réfère à l'article qui est cité en bas de page 11, et comme on a pu vous l'expliquer dans la preuve complémentaire, HQT-2, Document 1 à la page 7, l'usage d'un système de protection spécial n'est pas autorisé sur les normal. Luc a pu vous l'expliquer tout à l'heure aussi.

Donc, quand j'ai N-1-1500... -Je vais le faire en français- quand je suis dans une situation N-1-1500, que, là, j'applique un nouveau défaut, j'applique un défaut, je n'ai pas le droit d'utiliser les automatismes. Et puis, ça, c'est une spécificité du Québec. C'est lié à nos

1 particularités.
2 Je vous amènerais ensuite à la
3 recommandation numéro 29. Juste une petite
4 précision. La fermeture de Tracy, là, on a eu un
5 dossier, le R-3890-2004, dans lequel on
6 recommandait l'ajout d'un compensateur au poste
7 Bout-de-l'Île suite à la fermeture de Tracy. Et
8 donc, dans ce document-là, on situe l'annonce
9 officielle de la fermeture définitive de Tracy en
10 mai deux mille douze (2012). Donc, ça, c'est
11 l'information officielle dont le Transporteur
12 dispose. Donc, c'est pour ça que, tout à l'heure,
13 je situais les fermetures de centrales à l'année
14 deux mille douze (2012).
15 Par la suite, là, il y a plusieurs articles
16 qui s'attachent à utiliser les limites pour essayer
17 de démontrer le fait que Romaine-3 et Romaine-4
18 sont les déclencheurs de la baisse de fiabilité.
19 Nonobstant ce que j'ai déjà expliqué ce matin sur
20 la séquentialité et la priorisation liée à
21 l'empilement dans le site OASIS, je voudrais juste
22 revenir sur certains éléments.
23 Alors, à l'article 34, on fait référence au
24 Comprehensive Review of Resource Adequacy for the
25 Québec Balancing Authority. Bien, ça, c'est

effectivement un exercice de Resource Adequacy dans lequel on fait apparaître des limites de transit entre nos différents gros blocs à l'intérieur du Québec. On a déjà eu l'occasion de s'exprimer dans la DDR numéro 1 de NEMC à la question 2.2 sur les nuances à apporter à ces données. Donc, je vous y référerai, je n'irai pas plus en détail.

Et encore une fois, là, je vais le redire, là, quand on fait de la planification de réseau, les limites, ça appartient à l'exploitation, on n'en a pas besoin pour faire notre planification de réseau. Et dans tous les cas, et j'y reviendrai tout à l'heure dans le huis clos, je vous rappelle que les difficultés qu'on ressent, nous, sont N-1-1500, donc ce sont des limites dégradées.

Je vous amènerais par la suite à l'article 47. Donc, après avoir fait une démonstration sur le fait que les lignes... excusez-moi, l'intégration de Romaine-3 et Romaine-4, en fait, faisait en sorte qu'on n'était plus fiable, l'intervenant allègue que nous aurions dû informer la Régie d'une telle situation.

Donc, moi, je vous l'ai expliqué ce matin, là, les baisses de la prévision de charge et la fermeture des centrales, c'est externe, c'est

externe, c'est étranger au projet Romaine. Donc, je n'avais pas à informer la Régie dans ce forum Romaine d'une modification puisque ça n'appartenait pas au forum Romaine. Je n'ai pas à informer la Régie dans ce forum-là. En revanche, on informe aujourd'hui, qui est parfaitement le bon endroit pour en discuter.

Peut-être qu'on peut revenir à la « slide » 9 s'il te plaît, Yannick, juste pour rappeler ce que j'ai dit tout à l'heure.

(11 h 29)

Alors, je vous l'avais expliqué là. Le choix de la solution pour Romaine se fait en deux mille quatre (2004) et c'est à partir de là qu'on va développer l'avant-projet de la solution retenue. Je ne vais pas redétailler tout ça là, mais l'entente, elle a été signée en deux mille dix (2010) pour Romaine, le dossier Régie a été déposé en deux mille onze (2011). Le contenu du projet Romaine, ils l'ont figé en deux mille quatre (2004). On l'a optimisé d'un point de vue du renforcement principal.

Et là, j'insérerais une distinction, encore une fois. Le renforcement réseau principal qu'on va opérer grâce à Chamouchouan, ça couvre une

dégradation au sud du réseau. Romaine faisait mal au sud du réseau, l'appel d'offres de deux mille mégawatts (2 000 MW) faisait mal au sud du réseau. Luc, il ne va pas être content de ce que je dis, mais... Je dis mal, mais ce n'est pas grave. Et Chamouchouan-Montréal couvrait... couvrait cette baisse de fiabilité dans le sud du réseau.

La baisse de prévision sur la Côte-Nord, elle va venir faire mal au niveau de Manic-Québec, sur des phénomènes physiques différents. Donc, il y a une décorrélation entre ce qu'on essayait de combler avec la ligne Chamouchouane-Montréal et ce qu'on essayait de combler avec la ligne Micoua-Saguenay. Ce sont des phénomènes physiques différents. Donc, il n'y a pas lieu d'amalgamer les choses ni dans Romaine ni dans Chamouchouane-Montréal.

Quand on présente Chamouchouane-Montréal, on parle d'effondrement dans le sud du réseau, on parle d'une problématique d'effondrement de tension. Quand on est ici dans Micoua-Saguenay, Luc l'a expliqué, on parle de stabilité angulaire et les phénomènes sont « déclotchés », ils sont différentes. Donc, pour nous, c'était des dossiers qui, temporellement, d'un point de vue des

déclencheurs et d'un point de vue des phénomènes physiques, n'avaient rien à voir.

Alors, je poursuis, je m'en vais à l'article 49. Alors 49, il est caviardé. En fait, toute la série 49 jusqu'à 55, c'est caviardé. On pourra y revenir peut-être plus en détail dans le huis-clos tout à l'heure là, mais il y a quand même... Une idée qui ressort de ça là, c'est que dans les exercices de démonstrations de fiabilité qu'on doit faire de manière récurrente auprès du NPCC et auxquels on est assujetti via le « directory one », régulièrement, le Transporteur doit démontrer que son réseau planifié rencontre les critères de conception. Donc, ça c'est un exercice auquel nous nous soumettons de manière régulière.

Et bien, quand on fait notre démonstration de conformité, on démontre qu'on respecte nos critères de conception. On démontre que l'ensemble des critères du « directory one », que nos critères à nous sont respectés sur le réseau. Je n'ai absolument pas besoin de calculer des limites pour faire cette démonstration.

Donc, là, l'intervenant pense qu'on dispose de ces limites à long terme, mais qu'on aurait pu

les rendre disponibles à la Régie, mais je ne les ai pas. Je ne les ai pas parce que je n'en ai pas besoin. Comme je l'ai expliqué, les limites sont étrangères à mon exercice de planification, elles sont externes à mon exercice de planification. Donc, je n'en dispose pas et je n'en ai pas besoin.

Donc, pour faire mes « comprehensive review de transmission » et bien, je fais juste montrer que je respecte mes critères sans avoir à établir une limite. Je reviendrai, peut-être tout à l'heure, sur les articles 49 à 55, si vous me le permettez, en huis-clos.

Alors, je vous emmène maintenant à l'article 60. L'article 60, bien, j'en ai un petit peu évoqué l'idée tout à l'heure là, propose une manière d'intégrer SM-3 dans le financement de la ligne Micoua-Saguenay. Encore une fois, l'intégration de SM-3 là, dans la réflexion, a déjà été faite par le Transporteur pour donner une perspective à son projet. On l'a expliqué en DDR-5 et on n'a pas caché le fait que l'intégration de ce projet-là, elle est différente en fonction du déploiement de cette ligne.

Maintenant, le projet SM-3, les études, elles sont en cours. Il y aura un dossier Régie, le

cas échéant, si le Producteur va de l'avant. Maintenant, HQT, on travaille avec des besoins existants, réels. Et indépendamment, je le répète, de SM-3 et de Lévesque, le projet, il est requis et il est économique.

Dans le principe du déclencheur-payeur, SM-3 vient après dans la séquence. Il remet du stress sur l'interface Manic-Québec, il déclenche la nécessité d'ajouter une compensation série. Donc, dans une application cohérente du déclencheur-payeur, telle qu'incarnée dans les Tarifs et conditions et dans la politique d'ajout, sa juste part, c'est cette ajout de compensation série, le jour où il viendra... le jour où il ira de l'avant. Alors, aujourd'hui là, le cadre dont je dispose ne permet d'« instancier » la proposition de l'intervenant.

Alors, je poursuis. Je vous emmènerais maintenant à l'article 63. Donc là, on revient encore sur l'idée que le projet Romaine était un élément déclencheur du projet sous un angle un petit peu différent. Je dirais que jusqu'à présent, l'angle était de dire : au fur et à mesure du temps, le stress augmente à cause de Romaine-3 et Romaine-4, et donc ils sont déclencheurs.

(11 h 34)

Et là, on se place... l'intervenant se place du point de vue du tout compte fait en deux mille vingt-cinq (2025). Vous avez des choses sur la table et puis heureusement qu'on ne compte pas ces choses et Romaine aurait dû être un déclencheur. Alors encore une fois, je ne vais pas revenir sur ce que j'ai déjà dit, mais pour nous, là, la Romaine dans sa séquentialité a une priorité, il était là depuis longtemps, on a fait une étude pour lui depuis longtemps. Donc pour nous, là, le fait que le projet Romaine « is an important driver for the Micoua-Saguenay lines », bien c'est faux, là. Cette affirmation est basée sur une présentation que le Transporteur a faite dans le cadre des discussions sur la planification du réseau en date du treize (13) novembre deux mille quinze (2015).

Nous, dans cette réunion-là, et c'est la... c'est la « slide » qui est extraite à la page... excusez-moi, page 18, figure 4 du mémoire de NEMC, le Transporteur énonçait les grands éléments qui viennent influencer notre planification à l'horizon deux mille vingt-cinq (2025). On se mettait tout compte fait puis on expliquait ce qui se passait.

Et cette vision tout compte fait du futur du réseau, elle ne permet en aucun cas d'apprécier la séquentialité des demandes et la préséance de certains événements par rapport à d'autres.

Donc, l'intervenant cite d'ailleurs la réponse du Transporteur à sa demande de renseignements NEMC DDR-1, a la question 1.8. Et il nous dit « bien vous avez dit que... » c'était lié à... que l'augmentation de production décrite dans cette « slide »-là correspondait à Romaine. Oui, c'est le cas. En revanche, à la question 1.9 de la même demande de renseignements, nous précisions que l'intégration de Romaine et l'impact de l'augmentation de la production de Romaine... sur la Côte-Nord, pardon, lié au projet Romaine, avait déjà été compensé, tel que décrit dans le dossier Régie. Donc, il faut... la conclusion de ça, là, c'est : prêtons attention à la séquentialité, à l'empilement et à la préséance.

Alors je poursuis. Donc, je vous amènerais maintenant aux articles 71, 72 et 73 et puis même, par extension, jusqu'aux articles 78. Alors dans ces différents articles-là, l'intervenant allègue que le Transporteur n'aurait pas mené ses études de Romaine comme il le fait dans ses autres dossiers

de fiabilité. Il s'appuie sur le fait que dans le dossier Régie de Romaine, les coûts de perte n'ont pas été fournis. Et on fait une comparaison, tel que décrit à la figure 5 à la page 20, une comparaison en CAPEX. Alors... et on choisit le projet qui a le CAPEX le plus faible.

Il affirme également qu'en extrapolant les coûts des pertes des dossiers Chamouchane-Montréal et Micoua-Saguenay en les important dans le dossier Romaine, le choix de raccordement qu'on aurait pu faire aurait été différent. En l'occurrence, si on regarde sa figure 5... Yannick, est-ce que tu pourrait mettre la figure 5 s'il te plaît, page 20? Voilà.

Ici, là, on avait différents scénarios pour raccorder Romaine, donc il y avait le scénario courant alternatif compensation série à gauche pour trois cent quatre-vingt-quinze millions (395 M). On avait le scénario jaune de... alors raccordement avec une ligne à courant continu de sept cent cinquante kilomètres (750 km), qui partait de Manic et qui descendait à Montréal. Et après en vert on avait des scénarios prohibitifs, qui visaient à attirer des câbles dans le Saint-Laurent.

Alors effectivement, les scénarios en vert

sont prohibitifs, on les oublie. Et là, en gros, ce que l'intervenant soumet c'est que si on avait inclus les pertes pour comparer le bleu et le jaune, on aurait peut-être pris une solution différente. Bon. Alors donc, que la solution finalement jaune, HVDC, aurait été plus économique que la solution bleu, compensation série.

Alors on rappelle, là, et c'est vraiment essentiel de comprendre ça, l'analyse économique on la mène à la fin de l'étude, donc en deux mille quatre (2004). C'est en deux mille quatre (2004) qu'on fait l'analyse économique et qu'on va comparer bleu par rapport à jaune. Le rendre compte, lui, à la Régie, bien il se fait au moment du dépôt Régie, donc en deux mille onze (2011) et il y a toujours ce « lag », là, entre les deux, qui... qui est requis parce qu'à la Régie on arrive avec quelque chose de tangible, de réel, avec des vrais coûts, donc on a besoin de faire l'avant-projet, mais qui en même temps relie à un moment de la décision dans le passé en deux mille quatre (2004) et puis qui ne transparaît que beaucoup plus tard dans le dossier... dans la preuve, là.

Mais donc je rappelle que l'analyse économique, elle a été faite en deux mille quatre

(2004). Le choix a été fait en deux mille quatre (2004). Alors là, NEMC cite, à l'article 73, le fait que... il cite un extrait du rapport d'étude d'impact que le Transporteur a réalisé pour, justement, évaluer le raccordement de Romaine, donc c'est quelque chose qui date de deux mille trois-deux mille quatre (2003-2004), là.

(11 h 24)

Et puis il dit que dans ce rapport, bien on avait connaissance du poids des pertes et que quelque part, on aurait... on aurait dû en faire quelque chose mais moi là, quand je lis l'article 73 et en particulier la citation, il est indiqué que :

> Les pertes engendrées sur l'ensemble du réseau dues à l'intégration du complexe Romaine étant de cent soixante-neuf mégawatts (169 MW), le coût combiné de ces pertes se chiffre donc à...

Bon, on va arrondir.

> ... deux quatre-vingts millions de dollars (280 M$) actualisé en deux mille trois (2003).

Donc, on évaluait, le Transporteur évaluait dans

l'étude d'impacts, qui est finalement la conclusion de l'étude, que le poids des pertes étaient de deux cent quatre-vingts millions de dollars (280 M$) actualisé. Le poids des pertes de quoi? Le poids des pertes de Romaine par rapport à rien. Le poids de : j'ajoute Romaine sur le réseau par rapport à j'ai pas Romaine sur le réseau. Donc, deux cent quatre-vingts millions de dollars (280 M$) c'est le coût en pertes d'ajouter Romaine par rapport à ne pas avoir Romaine.

Quand je fais mon analyse économique, qu'est-ce que je regarde? Je regarde les écarts entre... entre mes scénarios, je vais comparer les pertes entre... Bien, tu peux remettre le dessin? Entre le bleu et le jaune, c'est l'écart de pertes entre le bleu et le jaune que j'essaie de... que j'essaie de chiffrer pour prendre une décision. Mais moi, quand je vois un coût de dollars actualisé de deux cent quatre-vingts millions de dollars (280 M$) entre avoir Romaine et pas l'avoir, ça, ça me dit que l'écart entre les scénarios AC et DC doit être bien plus faible que ça, au moins moitié moins grand que ça.

Ça veut dire quoi? Ça veut dire que de l'ordre maximum, maximum, j'ai comme un cent

quarante millions (140 M$) actualisé là, maximum, qui aurait pu faire un poids pour distinguer les deux scénarios. A l'époque, ce chiffre-là, il est négligeable, il ne permet pas d'être... il n'est pas discriminant pour faire un choix de scénarios.

Donc, en deux mille trois (2003), en deux mille quatre (2004), les pertes ne sont pas discriminantes pour faire un choix de scénario. Donc, à la fin de l'avant-projet... à la fin, pardon, de l'étude, le Transporteur décide de mettre de l'avant le raccordement courant alternatif et développe l'avant-projet en conséquence.

Une fois que c'est décidé là, le projet... l'avant-projet pour du HVDC de sept cent cinquante kilomètres (750 km) de ligne qui part de Manic jusqu'à Montréal, si je ne le démarre pas en deux mille quatre (2004), c'est fini, on ne pourra plus jamais le démarrer. C'est une ligne de sept cent cinquante kilomètres (750 km), c'est très très complexe à développer. Donc, cette solution, elle n'est plus viable, elle n'est plus faisable.

Donc, en deux mille quatre (2004), on décide de faire la compensation série et plus tard, on arrive avec l'optimisation mais l'optimisation

avec d'autres besoins et la correction du bien structuré.

Donc, tant qu'à moi, tant qu'à moi... Excusez-moi, j'ai lu plus vite... j'ai dit plus vite que je l'ai lu. Donc... Bien non, j'ai fait le tour. Non, c'est ça, j'ai tout dit, c'est bon. Excusez-moi, mais c'est parce qu'il faut... c'est complexe, hein, donc, je ne veux pas... je ne veux pas me mêler et puis bien... bien expliquer les choses.

Donc, par rapport à ça, donc, moi, le Transporteur, il a appliqué la même méthodologie qu'avant mais la différence c'est qu'en deux mille trois (2003), les pertes n'étaient pas discriminantes, donc, on a pas produit l'analyse économique. Plus tard, quand on est dans Chamouchouane, dans Micoua-Saguenay, bien là, les pertes sont prépondérantes et donc là, elles deviennent discriminantes et donc là, on en tient compte. Donc, quant à moi là, toute la discussion sur le potentiel flottement entre les choses là, bien, il n'y a pas lieu d'être.

Alors, je vous emmène maintenant aux articles 79 à 83, aux pages 22 et 23. Alors, cette section essaie un peu de... bien, elle n'essaie

pas, elle le fait, elle fait une synthèse un peu de tout ce qu'on vient de se dire là et puis démontrer que de conclure qu'on aurait dû... on aurait dû avoir une « incentive, should have given an incentive for HQT », de faire en sorte que... de faire évoluer le projet Romaine.

Donc, comme je l'ai déjà dit, nous, le Transporteur, il a informé la Régie... la Régie des modifications liées au projet Romaine dès qu'on en a eu besoin, à savoir l'optimisation offerte par Chamouchouane-Montréal. On est allé intervenir dans le forum de Romaine quand il a été pertinent de le faire.

Concernant la fermeture des centrales et la baisse de la prévision de charges, le Transporteur réitère que ce sont des déclencheurs qui sont étrangers au projet Romaine et je n'avais aucun cas l'obligation d'informer la Régie d'un tel changement.

Q. **[19]** C'est bien. Je vous remercie, Monsieur Delourme. Maintenant, pour vous guider, toujours en lien avec les conclusions, c'est à la rubrique qu'on va retrouver au paragraphe 85 et suivants où l'intervenant aborde des aspects liés à l'analyse économique, soit au niveau du facteur de pertes,

des coûts d'énergie, des coûts de capacité, et cetera.

(11 h 44)

C'est ce qu'on retrouve au paragraphe 85, au niveau des éléments liés à l'analyse économique. Alors, toujours sur le même thème de commentaires des conclusions de l'intervenant à l'égard de ces aspects-là, que l'on retrouve au paragraphe 85 et suivants. Alors, est-ce que vous avez des commentaires à cet égard?

M. ANDRÉ DAGENAIS :

Oui. Donc, si on va à l'article 87, donc à la page 25. Donc l'intervenant calcule un facteur de charges de 0,6732. Donc, je ne peux pas calculer un facteur de charges, donc, avec ce qui est fourni par l'intervenant. On ne peut pas calculer ce facteur-là avec des tableaux qu'on fournit. Le seul tableau où on a des taux d'utilisation qui peuvent être utilisés comme facteur de charges dans la formule du polynôme, c'est à la réponse 16.1 de la DDR-1 faite à l'AHQ-ARQ. Révisée, bien sûr.

Donc, l'intervenant, généralement, affirme que le facteur de perte utilisé est trop élevé, donc nous suggère d'utiliser 59.1, aussi. Ça, c'est à l'article 88. Donc, encore une fois, le chiffre

de l'intervenant ne peut pas servir à calculer des pertes avec la méthode du polynôme. S'il veut prendre une mesure mesurée, il doit retourner au tableau de la réponse 16.1, que je viens de citer.Donc, toutes les valeurs qui s'y trouvent le sont au-dessus de 0.7, que le Transporteur utilise.

Dans la réponse 5.1 de la DDR-4 à la Régie, nous avons expliqué la validation effectuée à l'aide du réseau deux mille dix-sept (2017) ajusté, donc, qui confirme que notre estimation du volume des pertes dans la preuve est la bonne.

Si on s'en va maintenant à l'article 91, donc à la page 26, donc, là, on nous cite une décision, 2009-015. Donc, la décision 2019-015, à la page 111, réfère à la fixation d'un coût pour la tarification des écarts de réception. L'intervenant affirme, donc, que l'usage d'un prix de marché, un coût de perte d'opportunité pour le producteur serait pertinent sur les pertes évitées. Donc là, il faut comprendre que les écarts de réception, c'est une perte d'opportunité pour le client qui veut vendre son énergie. Tandis que les pertes évitées, puisque c'est le Distributeur qui assure la balance des pertes qui ne sont pas calculées selon le taux des pertes, bien, ça devient tout à

fait pertinent d'utiliser des coûts marginaux d'approvisionnement en puissance et en énergie. Donc, l'intervenant vient mélanger deux concept, là.

L'extraction de la décision D-2009-015, hors de son contexte, son application à la problématique de valorisation des coûts de pertes électriques, ça n'a pas de fondements méthodologiques. Le Transporteur va continuer d'utiliser les coûts de pertes évitées du Distributeur, qui font l'objet d'une décision Régie, dans ce cas-ci D-2017-022.

Aussi, c'est la dernière fois que je parle de coûts de pertes évitées, et l'intervenant NEMC vient nous suggérer, dans la conclusion de son mémoire, de choisir la compensation série. Je veux aussi rappeler que choisir la ligne plutôt que la compensation série qui, à long terme, n'évite pas une ligne, bien, dans ce contexte, dans un contexte de développement durable, ça s'insère tout à fait bien dans notre planification.

Donc, qui vient tenir en compte qu'on évite des pertes, qu'on évite une éventuelle construction de centrale, et qu'on vient, de toute façon, avec la compensation série, on ne vient pas éviter à

long terme la construction d'une nouvelle ligne.

Donc, si on poursuit dans le mémoire, à l'article 115, à la page 33, au niveau de la sécurisation. Donc, l'intervenant NEMC vient écrire que l'axe Micoua-Saguenay n'est pas ciblé par le dossier R-3522-2003, qui est le dossier du déglaceur Lévis. C'est une information incomplète. À la pièce HQT-1, Document 2, annexe G de ce dossier du déglaceur Lévis, donc, on voit bien que l'axe Micoua-Saguenay est ciblé.

La carte citée par NEMC à son point 115 montre les projets priorisés. Pas l'ensemble des axes ciblés. D'ailleurs, si on regarde très précisément cette carte-là, on peut voir que la ligne Micoua-Saguenay actuelle est un peu plus foncée que les autres. Puis ça, c'est que les axes montrés là-dessus ont été dessinés par dessus celle que je viens de vous citer, à l'annexe G. Donc, la ligne Micoua-Saguenay, elle est ciblée par le dossier du déglaceur Lévis, pour un éventuellement renforcement.

(11 h 49)

Aussi, au point 116, je constate que l'intervenant affirme qu'il n'y a pas de sécurisation dans l'analyse économique du dossier

Chamouchouane. Je sais que Benoît en a parlé dans la présentation, mais c'est pas exact, il y en avait de la sécurisation dans le dossier Chamouchouane et, dans l'analyse de base ici, il n'y en a pas.

M. LUC MATTEAU :

R. Également, si on va aux articles 118, 120 et 121 de la page 34, dans le fond, à ces articles-là, l'intervenant se questionne sur les besoins du scénario de compensation série et il affirme notamment que le Transporteur n'a pas considéré l'impact de l'augmentation de la demande sur la Côte-Nord sur le coût du scénario de compensation série. Cette affirmation-là est fausse.

Premièrement, comme on l'a expliqué dans notre présentation, on rappelle que chacun des scénarios qui sont présentés contient le minimum d'équipements nécessaires pour respecter les critères de conception du réseau. Donc, à ce sens-là, effectivement, les différents scénarios ne fournissent pas la même capacité de transit.

Donc, comme on l'a mentionné aussi, tous les équipements du scénario de compensation série sont requis pour atteindre le respect des critères de conception du réseau dès aujourd'hui. Donc, ce

scénario-là ne peut pas faire l'objet d'une mise en service graduelle qui serait étalée dans le temps.

Aussi, comme on l'a mentionné dans nos commentaires au mémoire de AHQ-ARQ, on a effectué une analyse de robustesse avec des ajouts de charge de cent, trois cents et cinq cents mégawatts (100-300-500 MW) au-delà de la plus récente prévision du Distributeur. Dans tous ces cas-là, la même quantité d'équipements est requise pour le scénario de compensation série, donc son coût demeure le même et la ligne Micoua-Saguenay demeure la solution la plus économique.

On rappelle encore une fois qu'on n'a aucune indication de la part du Distributeur à l'effet que des augmentations de charge sur la Côte-Nord de cet ordre-là sont plausibles.

M. BENOÎT DELOURME :

R. Alors, peut-être un dernier... enfin, un retour sur les conclusions en général là. Donc, je voudrais juste rappeler que, bon, on l'a déjà dit là, mais le projet reste la meilleure solution pour résoudre le problème de fiabilité, on se répète. La causalité des coûts doit absolument tenir compte du séquencement des demandes dans le temps et leur empilement, sinon on tombe à côté.

La démonstration offerte par NEMC, tant qu'à moi, nie les principes mêmes du déclencheur payeur dans sa logique. La fermeture de centrales, c'est un fait, le Transporteur doit agir en conséquence pour que le réseau se comporte adéquatement.

La baisse de prévision, elle est externe aux différentes demandes de raccordement faites par le passé. Et le niveau de fiabilité étant dégradé par des éléments n'appartenant pas à la croissance, pas à la pérennité, le Transporteur impute logiquement ces coûts dans la catégorie « Maintien et amélioration de la fiabilité. »

Q. **[20]** C'est bien. Alors, je vous remercie. Ça complète pour les commentaires à l'égard des recommandations de NEMC. Je vous prierais maintenant de prendre... d'afficher le mémoire de FCEI, s'il vous plaît. Les conclusions se retrouvent, générales, se retrouvent à la rubrique 5 de ce mémoire-là, à la page 11.

Alors, la première recommandation qui s'y trouve... Le temps que tout le monde s'y retrouve là, je vais, pour accélérer, si vous me permettez, je vais simplement... C'est bien. Alors:

La FCEI constate que l'enjeu de

fiabilité identifié par le Transporteur repose uniquement sur les critères de conception ou l'appréciation du Transporteur de ce qui constitue un événement extrême. Selon la FCEI, l'ampleur du projet à l'étude milite en faveur d'un examen plus approfondi du bien-fondé de ces critères vieux de 30 ans dans le contexte actuel.

Alors, c'est ce que l'on retrouvait, encore une fois, à la première conclusion de la rubrique 5 de la page 11. Est-ce que vous avez des commentaires à cet égard?

M. LUC MATTEAU :

R. Oui. L'intervenant suggère ici que nos critères de conception sont désuets et qu'il serait requis de les remettre en question. Donc, comme on l'a expliqué dans notre présentation et dans nos commentaires notamment au mémoire de l'AQCIE, les critères du Transporteur, comme ceux de la NERC et du NPCC, sont actualisés en continu. Donc, les critères du Transporteur sont arrimés aux critères du NPCC et adaptés aux réalités du Québec.

Donc, le contexte, comme je vous l'ai

expliqué dans notre présentation, qui justifie les particularités des critères du Transporteur n'a pas changé. Ces critères sont nécessaires pour avoir un niveau de fiabilité qui est équivalent au reste de l'industrie. Donc, il n'y a pas lieu, selon le Transporteur, de remettre en cause les critères de conception du réseau.

(11 h 54)

Q. **[21]** C'est bien. Je vous remercie. Seconde recommandation qui est de... je vous fais la lecture :

> L'étude de planification est basée sur un scénario hautement improbable globalement, mais aussi au niveau de certains paramètres pris individuellement. La FCEI recommande d'exiger une étude qui reflète davantage des conditions crédibles d'opération du réseau.

Soit réalisée.

R. Oui, c'est ça.

Q. **[22]** Est-ce que vous avez un commentaire à cet égard?

R. Oui, en effet. Donc, l'intervenant suggère ici d'utiliser les conditions d'exploitation du réseau

pour faire la planification du réseau. Donc, comme on l'a déjà expliqué dans notre présentation, l'objectif de la planification est de dimensionner le réseau. Et aussi, comme on l'a déjà expliqué, nos hypothèses sont arrimées avec les besoins des clients du Transporteur. Donc, les hypothèses qu'on utilise sont nécessaires pour concevoir un réseau avec suffisamment d'équipements pour pouvoir satisfaire à nos besoins, ce que ne permettrait pas la recommandation de l'intervenant.

Q. **[23]** C'est bien. Je vous remercie. Dans la recommandation qui suit, Madame la Présidente, on fait référence au fait que le Transporteur inclut dans ses simulations deux projets en croissance d'interconnexion dans ses analyses. Et l'intervenant « recommande d'exclure ces deux projets de l'étude de planification ». Est-ce que vous avez un commentaire à cet égard?

R. Oui. Donc, l'intervenant, dans le fond, suggère d'exclure certains projets d'interconnexion de l'étude de planification, des projets de transport point à point. Comme on l'a déjà dit dans notre présentation, les besoins sont étudiés en séquence. Donc, quand on réalise une étude, c'est nécessaire de considérer tous les projets qui précèdent dans

la séquence, donc qui ont déjà été étudiés. Donc, faire ce que propose l'intervenant reviendrait à ignorer des besoins de transport fermes dans la planification du réseau. Donc, comme on doit concevoir un réseau qui permet de satisfaire aux besoins de tous nos clients, incluant les clients de point à point, donc il faut considérer tous les projets dans une étude de planification.

Q. **[24]** C'est bien. Et dernière recommandation de l'intervenant, Madame la Présidente, qui est comme suit :

> Le Transporteur...

Et c'est ce que la FCEI mentionne. C'est que :

> Le Transporteur n'a pas considéré toutes les solutions possibles, notamment celles permettant de moduler le besoin de transit en faisant intervenir les ressources au niveau des importations et de la gestion de la charge ou en compensant les clients point à point pour qu'ils renoncent à certaines exportations. La FCEI recommande à la Régie d'exiger du Transporteur qu'il élargisse l'éventail des solutions potentielles

pour inclure des ententes de coopérations mutuellement bénéfiques avec ses clients ou d'autres acteurs de marchés susceptibles de contribuer à répondre aux besoins du réseau à moindre coût. Elle recommande qu'une telle analyse soit effectuée dans le présent dossier.

Est-ce que vous avez un commentaire à cet égard?

M. BENOÎT DELOURME :

R. Oui. Donc, en écho un peu à ce que j'ai déjà énoncé tout à l'heure concernant le mémoire de l'AQCIE, TransÉnergie a comme responsabilité de planifier, d'exploiter son réseau pour répondre à l'ensemble de sa clientèle, charge locale, point à point. Tel qu'énoncé dans les Tarifs et conditions, notamment aux articles 15.1 et 36.2, les ententes avec les clients pour résoudre des enjeux de transit, si je cite le mémoire, ne sont pas prévues aux Tarifs et conditions, n'appartiennent pas à mon cadre établi. Le Transporteur n'a pas bâti son réseau pour être contraint, mais pour offrir des services demandés par ses clients.

Q. **[25]** C'est bien. Alors ça complète pour les recommandations à l'égard de l'intervenant FCEI.

Quelques minutes puis je crois qu'on va clore. Si vous me permettez de déborder l'heure du dîner. Je crois qu'à midi dix (12 h 10), on aura complété, ce qui nous permettra ensuite de passer à un autre sujet.

LA PRÉSIDENTE :

Parfait. On continue.

Me YVES FRÉCHETTE :

Q. **[26]** Alors, le mémoire SÉ-AQLPA maintenant, si vous permettez. Et je vous amène immédiatement à la rubrique, à la recommandation 3.1, qui se retrouve en chiffres romains à la page iii (ou iii en chiffres romains), où il est recommandé... Je ne vous ferai pas les lectures complètes. Les recommandations sont très extensives. Je vais prendre les rubriques de base principales pour vous situer. Alors, la recommandation 3.1 qui est, ou qu'on nomme « la notion de base : l'ajout d'une capacité de transit ». Alors, cette recommandation-là qui est faite par l'intervenant, est-ce que vous avez un commentaire à cet égard?

M. LUC MATTEAU :

R. Oui. Donc, dans le fond, l'intervenant suggère ici que l'objectif de la planification serait de créer des capacités de transit. Comme on l'a déjà

expliqué dans notre présentation, on rappelle que l'objectif de notre planification, c'est de concevoir un réseau qui respecte les critères de conception. L'objectif, c'est, dans le fond, d'obtenir un comportement de réseau acceptable en vertu de ces critères-là.

(11 h 59)

On rappelle aussi que quand on établit des scénarios de remboursement, chacun des scénarios contient le minimum d'équipements requis pour atteindre le respect des critères de conception. Donc, bien que l'ajout d'équipements sur le réseau puisse résulter en une certaine capacité locale, ce n'est pas l'objectif qui est poursuivi par l'exercice de planification. La capacité créée, si et lorsqu'il y en a, ce n'est qu'une conséquence collatérale au fait de rétablir les critères de conception, le respect des critères de conception.

Q. **[27]** C'est bien. La rubrique 4, la recommandation 4.1, maintenant, dont la rubrique est l'absence de preuve que le risque d'instabilité angulaire qui fonde le présent projet existe vraiment. Est-ce que vous avez un commentaire à cet égard?

R. Oui. Dans le fond, l'intervenant suggère ici que le Transporteur aurait dû déposer des résultats de

simulations dynamiques en appui à sa preuve. 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.

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.

Q. **[28]** Je vous remercie. Rubrique 4 pour recommandation 4.2, maintenant, qui est en terme de rubrique, qui apparaît à la page IV, en chiffres romains. Alors, elle est la suivante :

> L'absence de preuve que la capacité de la ligne proposée est celle requise

pour les besoins énoncés par le Transporteur.

Est-ce que vous avez un commentaire à cet égard?

R. Oui. En effet, dans le fond, l'intervenant affirme qu'on n'a pas quantifié le besoin de transits additionnels. Encore une fois, comme on l'a expliqué, le besoin ne se mesure pas en termes de transits additionnels, mais en terme de respect des critères de conception.

Aussi, comme l'a expliqué mon collègue Benoît dans ses commentaires au mémoire de AHQ-ARQ, on a effectué une analyse de robustesse avec des ajouts de charges de cent (100 MW), trois cent (300 MW) et cinq cents mégawatts (500 MW) qui montrent que le besoin est toujours présent à ces niveaux de charges. On rappelle, encore une fois, qu'un ajout de mille mégawatts (1 000 MW) de nouvelles charges, ce qui est l'équivalent de l'Aluminerie Alouette, le plus gros client industriel raccordé au réseau, serait requis pour respecter les critères de conception. Donc, on n'a aucune indication, de la part du Distributeur, qu'un tel niveau d'ajout de charges est possible.

Dans le fond, et l'intervenant affirme également que le scénario de compensation série

dépasserait le besoin. Donc, cette affirmation est fausse, le scénario de compensation série au complet est requis pour respecter les critères de conception du réseau. On rappelle également que, dans le fond, tous les équipements de ce scénario-là sont nécessaires pour atteindre le respect des critères.

L'intervenant va affirmer également que la solution retenue crée une réserve de capacité importante qui sera utilisée pour l'intégration de nouvelles productions futures. Donc, comme on l'a déjà expliqué en réponse à des demandes de renseignement de la Régie, l'impact des solutions 1 et 3 sur les demandes d'intégrations là, futures là, 197R et 215R, on en a parlé tout à l'heure. Effectivement, ces demandes-là sont intégrées différemment selon le scénario qui est choisi.

Par contre, on rappelle que le réseau est conçu en vertu du principe de déclencheur-payeur, et que la ligne Micoua-Saguenay est le scénario le plus économique que ces projets-là se réalisent ou non. Donc, puisque la ligne est la solution la plus économique, même sans considérer ces demandes éventuelles-là, et que la ligne répond à un besoin qui est réel, la capacité locale qui est créée,

c'est une conséquence collatérale à coûts nuls.

Donc, l'intervenant demande si la catégorie maintien et amélioration doit servir à des investissements visant à structurer le réseau pour y prévoir une sur-capacité. Encore une fois, on rappelle que l'objectif, ce n'est pas de créer de la capacité, l'objectif c'est de respecter les critères de conception du réseau, donc de maintenir la fiabilité du réseau. Donc, cet objectif-là, selon nous, concorde parfaitement avec la catégorie maintien et amélioration.

(12 h 04)

Q. **[29]** Je vous remercie. Maintenant, la recommandation 5.1 qui apparaît à la page V, en chiffres romains, qui est la suivante :

> Pour une application cohérente des règles existantes inscrites aux conditions de service quant à la catégorisation des investissements.

Est-ce que vous avez un commentaire à cet égard?

M. BENOÎT DELOURME :

Oui. Donc :

> Le Transporteur s'inscrit parfaitement dans les règles existantes inscrites aux tarifs et conditions et telles que

décrites aussi dans la politique d'ajouts en vigueur. C'est pour ça que la catégorie maintien et amélioration de la fiabilité est sollicitée. Les déclencheurs du projet sont clairement identifiés, indépendants des demandes de raccordement existantes et futures. Il n'y a aucune croissance qui est impliquée comme déclencheur du projet. Le Transporteur a pu illustrer à plusieurs reprises cette idée-là depuis le début de l'audience. Je ne reviendrai pas.

L'intervenant, quant à lui, propose des moyens de catégoriser qui vont au-delà de ce qui est codifié, il remet en cause la notion de déclencheur-payeur et de files d'attente et revient encore sur des notions de bénéficiaires-payeurs qui ont été rejetées par la Régie dans sa décision D-2015-209 à la page 692. Par ailleurs...

Et d'ailleurs cette idée-là a été reprise en politique d'ajouts quand on a fait le contour en septembre de ce qu'on voulait discuter en face de

B? Et puis la Régie a de nouveau rejeté cette idée-là.

Par ailleurs, le Transporteur rappelle que l'analyse économique qui est favorable pour la solution 1 fait en sorte que la capacité excédentaire devient accessoire, un bénéfice collatéral, et surtout un coût nul.

Tel qu'on l'a expliqué et que Luc d'expliquer. Donc, quant à moi, la causalité, elle est claire et la capacité excédentaire, eh bien, elle est, encore une fois, accessoire, locale, et à coût nul.

Une petite correction aussi qu'il faudrait juste en lien avec ça là, une précision peut-être. Dans son mémoire à la page 34, l'intervenant fait un lien exclusif entre le projet Romaine et l'exportation. Je tiens à souligner là qu'il faut l'atténuer un petit peu cette mesure-là parce que le Distributeur a inscrit les centrales Romaine dans ses ressources désignées. Donc, Romaine sert à la fois au point à point du Producteur, mais également à la charge locale.

Q. **[30]** C'est bien. Maintenant, recommandation 6.1 qu'on voit à la page VI en chiffres romain qui est intitulée « Pour l'évaluation d'une solution

alternative numéro 3, compensation série, qu'il soit réaliste et adapté au besoin réel », est-ce que vous avez un commentaire à cet égard?

M. LUC MATTEAU :

Effectivement, l'intervenant commence par mentionner qu'il n'y a pas d'avantage économique de la solution 1 par rapport à la solution 3, donc, la ligne par rapport à la compensation série, lorsqu'un facteur de charge de soixante pour cent (60 %) est utilisé pour l'évaluation des pertes dans l'analyse économique. Donc, comme on l'a mentionné dans notre présentation, l'analyse économique qu'on a présentée est prudente, robuste et elle établit clairement que la ligne Micoua-Saguenay est le scénario le plus économique. Aussi, la ligne Micoua-Saguenay comporte de nombreux avantages techniques par rapport à la compensation série, notamment au niveau de la flexibilité d'exploitation, mais aussi au niveau du comportement dynamique du réseau. Donc, on rappelle qu'à coéquivalent c'est la solution la plus performante au niveau technique qui doit être retenue. Donc, encore une fois, c'est la ligne qui doit être retenue.

Donc, l'intervenant suggère aussi que la

solution de compensation série est disproportionnée et qu'elle offre une capacité équivalente à la ligne. Cette affirmation est fausse. Donc, je le rappelle, le scénario de compensation série est réaliste et contient le minimum d'équipements requis pour établir la fiabilité du réseau.

Q. **[31]** C'est bien. Et dernière recommandation qui est faite par l'intervenant qui apparaît toujours à la page VI en chiffre romains, la recommandation 7.1 qui est de rejeter la demande d'autorisation qui est présentée par le Transporteur, alors, est-ce que dans nos... Ce sera notre question finale pour cette section, Madame la Présidente, alors, est-ce que vous avez un commentaire à cet égard?

M. BENOÎT DELOURME :

Oui, tout à fait. Bien, et le Transporteur, évidemment, est en désaccord avec cette recommandation. La preuve déposée et complète et exhaustive. Le besoin, il a été quantifié, qualifié et la nécessité d'agir maintenant est évidente. La solution optimale d'un point de vue technique et économique a été mise de l'avant, c'est la ligne.

Alors, si vous me permettez de reprendre un peu tout ce qu'on s'est dit là, mais donc, les besoins ont été clairement identifiés : fermeture

de centrales, baisse de la prévision de la Côte-Nord. Les hypothèses qu'on a prises pour faire notre analyse, elles sont valides et légitimes. Compte tenu des déclencheurs identifiés, donc, je répète, fermeture des centrales, baisse de la prévision Côte-Nord, la causalité des coûts, elle est évidente et l'utilisation de la catégorie maintien et amélioration, elle est logique.

Afin de maintenir la fiabilité du réseau, le Transporteur doit agir maintenant et le meilleur projet c'est notre ligne.

Maintenant, concernant les discussions autour de la capacité excédentaire ou additionnelle, on rappelle que l'objectif de notre projet, c'est de rencontrer le niveau de fiabilité et de performance lié aux critères de conception, en aucun cas de créer de la capacité. Là, maintenant, cette capacité qui est dégagée par la ligne, on ne la nie pas, on l'a expliquée ou explicitée, mais elle est accessoire et locale. Elle est locale à l'interface Manic-Québec, elle n'est pas partout sur le réseau, et elle est également à coût nul dans la mesure où l'analyse économique montre la prépondérance de la solution de ligne. Alors, le Transporteur ne peut pas, je le

rappelle encore une fois, on ne peut pas s'appuyer sur des demandes futures non fermes et non contractuellement engagées pour financer des investissements sur le réseau.

(12 h 09)

Donc, finalement, la ligne Micoua-Saguenay, c'est un projet qui est robuste, structurant, économique, qui va résoudre le problème de fiabilité et donc qu'on va avoir réussi à faire en sorte que la fiabilité sera maintenue au bénéfice de tous, de toute la clientèle, le service point à point et charge locale. Ça conclurait mes remarques.

Q. **[32]** C'est bien. Alors, ça conclut sur cet aspect. Alors, je vous remercie, Monsieur Delourme, ça conclut sur cet aspect. L'élément qui reste à couvrir en interrogatoire en chef est la question qui dérive de la page 187 des notes sténographiques où on retrouvait hier la décision sur les aspects de confidentialité liés aux limites de transit. Ce serait le dernier élément à couvrir dans le cadre de l'interrogatoire en chef.

Cette fois-ci, l'affirmation au niveau du temps nécessaire, elle est bonne. C'est quinze (15) minutes maximales de notre part. Alors, ce sera

complété, et les suggestions qui sont liées à cet aspect-là, puisque le huis clos sera ouvert à ce moment-là seraient déjà mis en place, s'il y avait des questions directement, puis il y a peut-être des petits aspects sur le mémoire de NEMC qui seront couverts au même moment puisque le huis clos sera administré.

Alors, ce sera peut-être le meilleur moment, puisque le huis clos sera en place, d'inviter mes collègues à contre-interroger sur ces aspects-là puisque la preuve en chef sera complétée et donc que le huis clos sera en place. Alors, s'ils ont des éléments de confidentialité à traiter, ce sera le meilleur moment. Et par la suite, si on travaille toujours en mode public, bien on pourra fermer le huis clos et travailler en mode régulier. Alors, je laisse mes collègues et ils auront sûrement des représentations à vous faire. Alors, à partir de ce moment.

LA PRÉSIDENTE :

Oui. Bien, ça me semble une façon efficace de procéder. Je vous remercie de cette suggestion-là. Je vois maître Neuman qui avait des réserves hier par rapport à...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Sur cette suggestion. Voici. J'ai préparé une liste de questions que j'attendais, j'attendais la dernière partie, que je vais déposer électroniquement à la Régie. Ces questions ont la caractéristique suivante.

Il y a un certain nombre de questions qui, tel que formulé, je suis pas mal sûr qu'elles seront clairement publiques et que leurs réponses peuvent être clairement publiques.

La question est de savoir jusqu'où, moi, je plaide la totalité de mes questions pourrait être répondue de façon publique peut-être qu'il y aura un désaccord là-dessus. Donc, fonctionner tel que mon collègue de HQT le propose ne serait pas efficient puisque comme je ne serais pas présent pendant le huis clos.

En fait, ce que je suggérerais, ce serait, et je pense que c'est pas compliqué quand même à faire, je comprends que HQT préfère présenter sa preuve à huis clos d'abord. Donc, une fois qu'elle aura été présentée, ensuite on reviendra en audience publique, il y aurait l'ensemble des intervenants, dans l'ordre habituel, qui poseraient leurs questions. Et lorsqu'arrivera le tour de SÉ-

AQLPA, s'il y a une ou plusieurs de mes questions où HQT vous convainc qu'elles devraient être répondues en huis clos, bien dans ce cas, elles resteront sur la table et, en tout cas, éventuellement, la Régie les poserait elle-même, mais... parce que sinon ça impliquerait qu'on détermine au préalable lesquelles de mes questions seront publiques ou ne le seront pas. Et ce serait beaucoup plus simple de fonctionner comme ça. Comme ça, au fur et à mesure que mes questions seront posées, peut-être qu'il y aurait une partie qui sera publique et le témoin dira « bien, j'ai besoin de vous expliquer davantage. » Alors, nous, on ne sera pas là lors de l'explication supplémentaire, donc c'est un peu ça.

LA PRÉSIDENTE :

Par intérêt, par curiosité, combien de questions vous avez sur votre liste où on devra déterminer si...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Sur la liste écrite, il y a seize (16) questions, il y a d'autres questions orales, mais il y a seize (16) questions écrites qui sont un peu dans le même domaine.

LA PRÉSIDENTE :

Alors, vous proposez, là on entre en huis clos au retour du lunch.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui.

LA PRÉSIDENTE :

Vous n'y serez pas.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui.

LA PRÉSIDENTE :

Vous laisserez une série de questions qui aura été déposée sur SDÉ, j'imagine?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui, oui. J'appuie sur le bouton dans un instant, dès que je reviens à ma place.

LA PRÉSIDENTE :

Bon. Donc, on discute de la confidentialité, cette partie-là de la preuve.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui.

LA PRÉSIDENTE :

Bon. Ensuite...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Et si l'ensemble des questions pouvaient revenir après, pour revenir après et que ce serait après

qu'il y aurait un contre-interrogatoire confidentiel.

(12 h 14)

LA PRÉSIDENTE :

Les intervenants posent les questions sur cet aspect-là de la preuve.

Me YVES FRÉCHETTE :

O.K.

LA PRÉSIDENTE :

Et si on doit respecter la demande de confidentialité, parce qu'il n'y a pas de décision rendue encore...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Je comprends.

LA PRÉSIDENTE :

Alors, à ce moment-là, les intervenants devront poser leurs questions dans le cadre du huis clos, aussi, donc le contre-interrogatoire, je ne sais pas, là. Ça sera à eux de déterminer si...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Ah, non... Je suis tout à fait d'accord que le contre-interrogatoire soit huis clos, mais c'était la séquence des...

LA PRÉSIDENTE :

Donc nous, on prendra votre question. On les

déposera, puis ce sera... Ou vous proposez que ça soit au témoin de déterminer si c'est...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Bien, à la Régie de déterminer si ça peut être... S'il n'y a rien qui peut être dit publiquement. Et alors, dans ce cas, quand on reviendra en audience publique, quand viendra mon tour, ces questions écrites feront partie de ce que je poserai, et vous indiquerez si oui, c'est public, ou non, ça ne l'est pas.

LA PRÉSIDENTE :

Mais là, vous me demandez déjà de prendre une position sur l'aspect confidentiel...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Non, au contraire. Non, c'est le contraire que je vous demande, c'est justement parce qu'on ne peut pas prendre une position préalable. Moi, ce que je proposais, c'est que la preuve soit terminée, publique et huis clos. Ensuite, on passe les intervenants publiquement en contre-interrogatoire, donc y compris mes questions. Puis là, si vous me dites qu'il y a une ou plusieurs de mes questions qui ne peuvent pas être répondues publiquement, dans ce cas, elles ne seront pas répondues, puis après, il y aurait le contre-interrogatoire du huis

clos, puis on ne sera pas là.

LA PRÉSIDENTE :

O.K. Donc, on revient...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui, on revient.

LA PRÉSIDENTE :

Pas dans un huis clos.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

On revient en public, pour l'ensemble des questions publiques, et, à la toute fin, il y aura un contre-interrogatoire de huis clos...

LA PRÉSIDENTE :

Oui.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Auquel nous ne serons pas là. Et peut-être qu'il restera une ou plusieurs de mes questions qui n'auront pas été répondues. Puis, dans ce cas, vous les aurez, puis il vous sera loisible, soit la Régie, soit un collègue intervenant, de les poser.

LA PRÉSIDENTE :

Bon. Bien, c'est certain qu'au niveau de la gestion de l'audience qui déjà peut s'avérer quand même assez lourde, étant donné qu'il y a des intervenants qui vont peut-être avoir à présenter une partie de leur preuve à huis clos. Plus on a de

huis clos, plus le temps s'allonge. À chaque fois qu'on a un huis clos, Madame Tremblay, la greffière, m'indiquait... Comme vous le savez très bien, c'est vingt minutes de préparation pour préparer la salle, et c'est vingt minutes ensuite pour remettre la salle. Donc, si on jusqu'à demain après-midi, donc il faut essayer d'avoir une gestion la plus efficace. Possible. Est-ce qu'il y aurait possibilité d'intervertir les choses? C'est-à-dire qu'on commence par un huis clos, puis...

Me YVES FRÉCHETTE :

Non, mais la solution la plus simple, Madame...

LA PRÉSIDENTE :

Oui.

Me YVES FRÉCHETTE :

Allez-vous me permettre de commenter tous ces aspects-là?

LA PRÉSIDENTE :

Oui.

Me YVES FRÉCHETTE :

C'est que la solution la plus simple, ici, on tergiverse, puis moi, il y en a un qui est toujours ouvert à toutes sortes de façon d'administrer, c'est moi. Mais, cette fois-ci, là, on touche au coeur de l'administration de la preuve, et c'est

des choses auxquelles je m'objecte. La façon la plus simple, c'eût été de souscrire, comme tout le monde ici, à l'engagement de confidentialité.

Deuxièmement, la chose qui aurait dû être faite, qui doit être faite, c'est de respecter tous les encadrements que j'ai eus, et je vous ai tous exprimés hier, dont la politique de gestion documentaire qui balise comment on va traite le huis clos. Ça, c'est le deuxième élément. Le troisième...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Ce n'est pas un enjeu.

Me YVES FRÉCHETTE :

Écoutez, Maître, je ne vous ai pas interrompu, je vous prie de me laisser compléter. Le temps nous est compté, on tergiverse. Les questions de SÉ-AQLPA, comme tous les procureurs ici, devraient être posées verbalement. Pourquoi? Parce que dans des processus de contre-interrogatoire, le procureur, votre humble procureur, a une faculté, soit celle de s'objecter aux questions qui sont posées. Alors, les questions que je n'ai pas vues, que je n'ai pas examinées, elles sont susceptibles d'objection. Et quand elles sont susceptibles d'objection, elles doivent être débattues entre les

procureurs pour être tranchées par la Régie.

Autre élément, si on suit les règles, il s'agit d'une forme de DDR supplémentaire que la Régie mettrait en place pour accommoder un intervenant qui ne veut pas respecter les encadrements, les engagements auxquels tous ont souscrit dans une période où on a un délai qui nous est compté à l'égard de l'administration du dossier, quand on a pris la journée, hier, pour débattre de ces aspects-là. Avec égards, ces procédés-là n'ont que des effets négatifs sur le déroulement du dossier. Si j'ai encore offert hier aux collègues de souscrire à l'engagement de confidentialité, s'il y avait souscrit, on ne serait pas en train de discuter de ces aspects-là. C'est des aménagements qui sont contraires à l'administration de la preuve, et je vous prie de ne pas les retenir.

(12 h 19)

LA PRÉSIDENTE :

Bon. Je vous remercie, Maître Fréchette. Je vous entends là-dessus. Maître Neuman, que diriez-vous de la suivante. Donc, on revient du lunch en huis clos. Vous n'y êtes pas, je comprends, c'est votre choix, je le respecte, mais je comprends que c'est

un choix, quand même, de ne pas être là. Donc, on procède à la preuve sur la confidentialité, les intervenants qui veulent contre-interroger aussi sur les aspects confidentiels de la preuve, non pas de la preuve de la confidentialité, mais de la preuve dans son ensemble, le fond. On revient ensuite, lorsque tout le monde, ainsi que la Régie, a terminé son contre-interrogatoire sur les aspects confidentiels, on revient en audience publique. Vous avez le loisir de présenter vos questions. Les témoins sont encore là. Vous présentez vos questions publiques, maître Fréchette est là, s'il y a objection, tout ça. Je pense qu'effectivement, là, de déposer des questions comme ça par écrit, ça ne me semble pas opportun, ça ne me semble pas efficace non plus.

Donc, vous, en audience publique, vous présentez votre contre-interrogatoire. Si ensuite, là, certains intervenants décident de présenter leur preuve à huis clos, on saura qu'on a une deuxième séance de huis clos ou plus à faire. Bon, peut-être à ce moment-là pour être plus efficace dans notre gestion de l'audience, on pourra, et là, il faudra s'entendre avec les représentants des autres intervenants, voir si vous ne pouvez pas,

vous, faire votre preuve en premier, parce qu'on sera en audience publique. Donc, vous commencerez, vous ferez votre preuve en public, vous serez contre-interrogé, et si les autres intervenants ont besoin d'être à huis clos pour la présentation de leur preuve, à ce moment-là on retournera en huis clos.

Mais ça, je vous dis ça sous réserve parce que je ne sais pas ce que les autres intervenants ont en tête en ce qui concerne la présentation de leur preuve, je n'ai aucune idée s'ils ont l'intention de demander un huis clos. On ne sait pas ce qui va se dégager du huis clos qui va avoir lieu après dîner, mais c'est ce que je vous proposerais. Il me semble que ça respecte votre désir, là, de rester en audience publique et puis ça nous permet, nous, d'être assez efficaces dans la gestion de l'audience.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

D'abord, je ne sais pas, je n'ai pas compris pourquoi mon confrère a haussé le ton, ça m'a échappé, mais j'aimerais simplement...

Me YVES FRÉCHETTE :

Je suis motivé, je suis motivé.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

... expliquer quelque chose. La raison pour laquelle j'ai pris du temps à mettre des questions, à les formater de façon écrite...

LA PRÉSIDENTE :

Oui.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

... c'était pour accommoder.

LA PRÉSIDENTE :

Oui.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

C'était pour accommoder. C'était pour gérer la situation suivante. C'est que je ne sais pas d'avance si HQT s'objectera à la confidentialité de la réponse à une ou plusieurs questions, je ne le sais pas, je ne le prévoie pas. Je me suis dit : en lui donnant par écrit, peut-être que ça l'aidera, ça aidera à savoir s'il va s'objecter ou pas. Et si HQT s'objecte, je ne sais pas quelle sera la décision de la Régie, à savoir : est-ce que c'est confidentiel ou ça ne l'est pas? Je ne le sais pas, je ne peux pas le prévoir d'avance. Je me suis dit : en lui mettant par écrit, comme ça si jamais il survenait qu'une de ces questions nécessite une réponse confidentielle, dans ce cas, bien d'abord,

ce sera plus facile à HQT de gérer, de savoir s'il s'objecte. Peut-être qu'il ne s'objecte pas, parce que toutes les questions il est tout à fait d'accord à ce qu'elles soient répondues publiquement. Mais si jamais une telle situation survient, ces questions resteront sur la table et la Régie ou quelqu'un d'autre pourra les poser et obtenir les réponses confidentielles, auxquelles nous serons... c'était dans ce but, dans ce but d'accommoder.

LA PRÉSIDENTE :

Je comprends, puis bon, merci de cette bonne intention-là. Maintenant, peut-être...

Me YVES FRÉCHETTE :

Puis désolé si j'ai du mordant, quand on est rendu à midi et vingt-cinq (12 h 25)...

LA PRÉSIDENTE :

Maître Fréchette...

Me YVES FRÉCHETTE :

... peut-être je suis peut-être affamé, là.

LA PRÉSIDENTE :

... fait valoir s'il a une objection, comment... vous serez absent, vous ne pourrez pas répondre à l'objection. Ça ne me semble pas efficace comme façon de gérer l'audience ici. Donc, je comprends

votre bonne intention, mais qu'est-ce que vous dites? Donc, dans ce cas-là on commence avec le huis clos et puis vous pourrez poser vos questions par vous-même et puis s'il y a des objections, on pourra les discuter ensemble.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

O.K. Est-ce que je comprends que votre recommandation, c'est que je ne les transmette pas par écrit?

LA PRÉSIDENTE :

Exactement.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

O.K. Et s'il survenait qu'une de ces questions nécessite une réponse à huis clos, elle sera là, elle sera là, puis...

LA PRÉSIDENTE :

Bien, vous faites le choix de ne pas être présent au huis clos. Si vous posez une question qui traite d'une donnée pour laquelle il y a une demande de confidentialité qui a été présentée, elle ne peut pas vous être transmise.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Justement. C'est formulé en termes de concepts, en termes de concepts, comme on en a parlé, donc je ne demande pas de dévoiler quelque donnée que ce soit,

là, quelque chiffre que ce soit.

LA PRÉSIDENTE :

Oui, alors...

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Puis on utilise un ancien schéma d'écoulement de puissance, qui se trouve reproduit dans notre preuve. Donc ça, c'est déjà public.

LA PRÉSIDENTE :

On verra, Maître Neuman. Donc, on va se préparer. Est-ce que c'est tout, vos commentaires?

Me DOMINIQUE NEUMAN :

Oui, ça va. Pour ce qui est de notre propre présentation, étant donné que nous avons mis du temps à structurer les questions, ça se peut que nous ne soyons pas en mesure de passer publiquement, de faire notre présentation aujourd'hui puisqu'on doit encore travailler dessus, donc...

LA PRÉSIDENTE :

Bon.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

... on avait prévu, dans la séquence prévue, on passait demain, là.

LA PRÉSIDENTE :

D'accord. Je vous remercie.

Me DOMINIQUE NEUMAN :

O.K. D'accord. Merci.

LA PRÉSIDENTE :

Donc, on procéderait à la mise en place du huis clos durant l'heure du lunch. Un commentaire concernant ici l'engagement de l'AHQ-ARQ, on me demande ici quand est-ce qu'on peut s'attendre, s'il y a des nouvelles par rapport à cet engagement-là, s'il y a quelque chose à nous dire.

Me STEVE CADRIN :

Le temps de tout le monde étant précieux à l'heure du lunch, je vais vous dire qu'on a déjà une première version qu'on est en train de valider. Malheureusement ou heureusement, on est en train d'écouter la preuve aussi, alors on ne peut pas faire les deux en même temps. Alors, cet après-midi, possiblement qu'on serait capables de faire quelque chose avec ça, là, d'avoir un dépôt de document officiel qui vous donnera l'information.

LA PRÉSIDENTE :

Parfait.

Me STEVE CADRIN :

Tout en était compris qu'on mange en même temps.

LA PRÉSIDENTE :

Bien, je comprends.

Me STEVE CADRIN :

Alors, l'équipe est ici au complet.

LA PRÉSIDENTE :

Parfait, je vous remercie. Donc, on quitte pour le lunch. Maintenant, pour la mise en place du huis clos, je comprends que ça demande du temps à madame la greffière. Le vingt minutes (20 min), donc est-ce que le une heure et quart (13 h 15) est suffisant ici? Donc il est midi et demi (12 h 30), ça veut dire qu'on reviendrait ici à deux heures moins quart (14 h 45), est-ce que ça vous va?

Me YVES FRÉCHETTE :

Pas de problème, je vous remercie.

LA PRÉSIDENTE :

Bon. Deux heures moins quart (14 h 45). Donc, on se revoit dans une heure et quart (13 h 15).

SUSPENSION DE L'AUDIENCE

REPRISE EN AUDIENCE À HUIS CLOS

_____

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 par moi au moyen du sténomasque, le tout conformément à la Loi.

ET J'AI SIGNE:

_____

Sténographe officiel. 200569-7