

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE D'ADOPTION DE LA NORME DE FIABILITÉ
TPL-007-3 - PLANIFICATION DU COMPORTEMENT
DU RÉSEAU DE TRANSPORT EN CAS DE
PERTURBATION GÉOMAGNÉTIQUE

DOSSIERS : R-4123-2020

RÉGISSEUR : Mme SYLVIE DURAND, présidente

AUDIENCE DU 13 OCTOBRE 2020

VOLUME 1

CLAUDE MORIN
Sténographe officiel

COMPARUTIONS

Me ALEXANDRE BELLEMARE
avocat de la Régie

REQUÉRANTE :

Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY
avocats d'Hydro-Québec (HQCMÉ)

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
PRÉLIMINAIRES	4
JUNJI YAMAGUCHI	
BENOÎT DELOURME	
LOUIS GIBSON	
WAHIBA SALHI	
GIUSEPPE GIANUZZI	
INTERROGÉS PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY	13
INTERROGÉS PAR Me ALEXANDRE BELLEMARE	56

1 L'AN DEUX MILLE VINGT (2020), ce treizième (13e)
2 jour du mois d'octobre :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LE GREFFIER :

7 Protocole d'ouverture. Audience du treize (13)
8 octobre deux mille vingt (2020) par
9 visioconférence. Dossier R-4123-2020 : Demande
10 d'adoption de la norme de fiabilité TPL-007-3 -
11 Planification du comportement du réseau de
12 transport en cas de perturbation géomagnétique.
13 La régisseur désignée dans ce dossier est madame
14 Sylvie Durand.

15 L'avocat de la Régie est maître Alexandre
16 Bellemare.

17 La requérante est la Direction principale -
18 Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation
19 du réseau d'Hydro-Québec dans ses activités de
20 transport d'électricité qui a été désignée par la
21 Régie, de façon provisoire, par les décisions D-
22 2017-033 et D-2019-101 comme Coordonnateur de la
23 fiabilité au Québec, conformément à l'article 85.5
24 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

25 Nous demandons aux participants de bien

1 vouloir s'identifier à chacune de leurs
2 interventions pour les fins de l'enregistrement.
3 Merci.

4 LA PRÉSIDENTE :

5 Bonjour à vous. Bienvenue à cette audience. Nous
6 sommes réunis ce matin pour traiter de la Demande
7 relative à l'adoption de la norme de fiabilité TPL-
8 007-3 relative à la planification du comportement
9 du réseau de transport en cas de perturbation
10 géomagnétique.

11 Je tiens d'abord à vous souligner qu'il
12 s'agit, pour plusieurs d'entre nous, dont moi-même,
13 de notre première audience virtuelle. À cet égard,
14 la Régie a déposé sur son site Internet ainsi que
15 sur le SDÉ trois documents. Je vous invite en
16 particulier à prendre connaissance du Guide du
17 participant. Vous y trouverez, aux pages 2 à 4 les
18 consignes à respecter en audience.

19 Je vais d'abord vous présenter l'équipe de
20 la Régie, maître Alexandre Bellemare, avocat pour
21 la Régie, monsieur Robert Chaîné qui agit en tant
22 de chargé de projet, accompagné de madame Maria
23 Gheorghe et Melany Ferreira. Monsieur Julien Specte
24 est notre greffier audiencier et aussi notre
25 organisateur dans GoToMeeting.

1 D'abord quelques mots sur le déroulement de
2 l'audience. À l'exception de maître Bellemare et
3 maître Tremblay et de moi-même, nous vous demandons
4 de fermer vos caméras. Également, nous demandons de
5 fermer vos micros, sauf lorsque l'un d'entre vous
6 souhaitez intervenir. Sachez que monsieur Specte,
7 notre greffier, peut en tout temps fermer les
8 micros.

9 L'audience est enregistrée,
10 l'enregistrement sera mis en ligne sur YouTube et
11 les notes sténographiques seront déposées sur le
12 site Internet de la Régie dans les meilleurs
13 délais. Il est interdit de filmer l'audience, de
14 prendre des captures d'écran ou encore
15 d'enregistrer le contenu audio.

16 Si vous désirez transmettre un message au
17 greffier, par exemple parce que vous éprouvez des
18 problèmes techniques, vous pouvez utiliser la
19 fonction clavardage que vous trouverez dans le haut
20 de l'écran à droite.

21 Par ailleurs, si vous éprouvez un problème
22 technique majeur, perte de connexion par exemple,
23 tel que mentionné aux coordonnées de connexion,
24 veuillez communiquer immédiatement avec la Régie au
25 514-582-6120 afin que nous puissions agir en

1 conséquence.

2 Ces questions d'intendance étant précisées,
3 quelques mots sur l'objet de l'audience. Tel que
4 mentionné dans la lettre du cinq (5) octobre
5 dernier, une séance de travail a eu lieu le vingt-
6 quatre (24) septembre deux mille vingt (2020). Elle
7 a eu pour objet principal l'examen de l'exigence E7
8 de la norme.

9 D'abord, comme vous le savez, les
10 informations échangées lors des séances de travail
11 ne sont pas mises en preuve. De plus, au terme de
12 cette séance de travail, la Régie estime que des
13 échanges additionnels sont requis afin de pouvoir
14 statuer sur la demande. Elle fournit, dans sa
15 lettre du cinq (5) octobre, une liste non
16 exhaustive des principaux éléments requis à
17 l'exigence E7, qui nécessite davantage d'échanges.

18 Dans le but d'accélérer le déroulement du
19 dossier, la Régie a jugé plus efficace de tenir une
20 audience plutôt que de procéder à des demandes de
21 renseignements additionnelles pour compléter la
22 preuve au dossier.

23 Vous comprendrez que la Régie est
24 préoccupée notamment par la difficulté d'approuver
25 une norme sans avoir au préalable de l'information

1 quant à l'impact de cette norme sur les coûts qui
2 pourraient découler des plans d'actions correctifs.

3 Aujourd'hui, nous allons vous entendre
4 notamment sur ce point. Cependant, Maître Tremblay,
5 j'aimerais vous demander de traiter spécifiquement
6 de ce point dans votre argumentation en lien avec
7 les exigences de l'article 85.6 de la Loi. Juste un
8 petit instant. Merci.

9 Concernant, bon, l'horaire de la journée,
10 nous avons prévu la journée entière pour
11 l'audience, mais bon ça se pourrait aussi que ça
12 termine plus tôt. Maintenant nous sommes prêts à
13 entendre les représentants d'Hydro-Québec par son
14 procureur maître Tremblay ainsi... à moins que...
15 que vous souhaitiez formuler des questions ou
16 commentaires, j'invite maître Tremblay à procéder
17 là la présentation des témoins. Merci.

18 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

19 Oui, alors bonjour, Madame la Régisseuse. Donc,
20 Jean-Olivier Tremblay, procureur du Coordonnateur.
21 Je pense que toute l'équipe a réussi à se
22 connecter, là, pendant votre allocution
23 d'ouverture, donc juste vérifier avant de débiter,
24 là, je vais vérifier si tous nos témoins sont là.
25 Donc, monsieur Gibson, monsieur Delourme, monsieur

1 Gianuzzi, madame Salhi et monsieur Yamaguchi, donc
2 tout le monde est là, parfait.

3 Alors écoutez, on va être prêts à ce
4 moment-là à débiter. Je pense qu'il y a eu...
5 m'entendez-vous? Je vois que ça gèle à mon écran,
6 là.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Moi, je vous entends bien, Maître Tremblay.

9 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

10 O.K. Bon, bien je... j'ai... Je me vois une face
11 gelée, là, qui ne bouge pas, mais je vais tenir
12 pour acquis que vous me... vous me voyez. Alors...

13 LA PRÉSIDENTE :

14 On vous voit bouger aussi, Maître Tremblay.

15 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

16 Merci. Alors merci, Madame la Régisseuse, là, pour
17 votre mot d'ouverture. Donc, je pense qu'on est...
18 on s'est préparés dans le sens précis où vous le
19 mentionniez, donc effectivement les sujets
20 mentionnés dans la lettre du cinq (5) octobre de la
21 Régie seront traités ce matin. C'est sûr que le
22 délai entre cette lettre et l'audience étant
23 relativement court, la... la préparation a
24 nécessité de travailler, là, pendant le congé, mais
25 c'est possible qu'il y ait donc des éléments qui

1 soulèvent toujours des questionnements de la part
2 de la Régie. Alors dans ce cas-ci... dans ce cas-
3 là, je suggère qu'on prenne ça en... sous forme
4 d'engagement, là, pour compléter le dossier au
5 besoin.

6 Et côté argumentation écrite, alors
7 écoutez, on n'avait pas nécessairement prévu de
8 faire une plaidoirie orale aujourd'hui, mais je
9 pourrai certainement vous glisser quelques mots et
10 peut-être qu'on vous demandera d'être en mesure de
11 plutôt déposer quelques éléments d'argumentation
12 écrits, là, qui... à la fin de l'audience, là, pour
13 permettre à la Régie d'avoir tous les éléments de
14 nos... de nos prétentions en main. On verra, je
15 suggère de reporter ça plus tard après la
16 présentation des témoins.

17 Alors nous aurons ce matin deux
18 représentants du Coordonnateur de la fiabilité qui
19 vont témoigner avec trois représentants de l'entité
20 HQT en panel. Alors ils auront... nous ne sommes
21 pas dans la même pièce, là, chacun est... est dans
22 un endroit différent, donc pour palier à
23 l'impossibilité pour les témoins de conférer entre
24 eux, là, avant les questions, bien ils ont ouvert
25 un canal Teams entre eux, et entre eux seulement,

1 qui leur permettra de faire cette étape s'ils en
2 sentent le besoin. Moi, je n'interviendrai
3 évidemment pas dans ça.

4 Donc, tout à fait, on va parler ce matin
5 donc, effectivement, de pertinence et surtout
6 d'impact de la norme TPL-007 version donc 3. Et
7 cette version 3, vous allez voir dans la
8 présentation, montre bien les démarches qui ont été
9 initiées et complétées avec succès par les entités
10 canadiennes et la NERC pour adapter la norme au
11 contexte canadien, notamment québécois. Donc, je
12 pense que vous allez avoir une présentation qui va
13 bien répondre à vos préoccupations sur ce point-là.

14 Donc, sans plus attendre, Monsieur le
15 greffier, si vous pouviez donc procéder à
16 l'assermentation des témoins qui sont ceux que nous
17 avons mentionnés dans notre lettre de vendredi
18 dernier. Si vous voulez que je vous les répète, je
19 peux les répéter.

20

1 L'AN DEUX MILLE VINGT (2020), ce treizième (13e)
2 jour du mois d'octobre, ONT COMPARU :

3

4 JUNJI YAMAGUCHI, chef Normes de fiabilité et
5 encadrements de contrôle du réseau, ayant une place
6 d'affaires au Complexe Desjardins, Montréal
7 (Québec);

8

9 BENOÎT DELOURME, chef Innovation technologique et
10 évolution du réseau, TransÉnergie, ayant une place
11 d'affaires au Complexe Desjardins, 9e étage, tour
12 Est, Montréal (Québec);

13

14 LOUIS GIBSON, ingénieur, Planification du réseau de
15 transport, Innovation technologique et évolution du
16 réseau, ayant une place d'affaires au Complexe
17 Desjardins, 9e étage, Montréal (Québec);

18

19 WAHIBA SALHI, chef Affaires réglementaires et
20 tarifaires, Hydro-Québec TransÉnergie, ayant une
21 place d'affaires au Complexe Desjardins, 19e étage,
22 Montréal (Québec);

23

24 GIUSEPPE GIANUZZI, ingénieur, unité Normes de
25 fiabilité et encadrements de contrôle du réseau,

1 ayant une place d'affaires au Complexe Desjardins,
2 13e étage, tour Est, Montréal (Québec);

3

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

6

7 INTERROGÉS PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

8 Merci Monsieur le greffier. Étant donné que bon, je
9 pense que, il n'y a pas d'intervenant au dossier,
10 on avait prévu peut-être un peu moins de formalisme
11 là, on va tenir pour acquis de notre côté, que
12 l'ensemble de la preuve est valablement introduite
13 en preuve au dossier. S'il y a une indication à
14 l'effet contraire, je vous prie de peut-être me
15 l'indiquer à une pause.

16 On a préparé quand même pour la Régie, une
17 présentation ce matin qui va servir de support aux
18 témoignages. Alors, je vais peut-être commencer, en
19 fait les trois personnes qui vont faire la
20 présentation sont messieurs Gianuzzi, Gibson et
21 Delourme, avec une introduction de monsieur
22 Yamaguchi et, évidemment, tous les témoins vont
23 être disponibles pour répondre aux questions.

24 Q. **[1]** Donc, je vais commencer par les représentants
25 donc du... le représentant du Coordonnateur qui va

1 être le principal présentateur, Monsieur Gianuzzi.
2 Alors, pouvez-vous, dans un premier temps là,
3 indiquer à la Régie, faire part à la Régie d'une
4 description de vos actuelles fonctions là pour le
5 Coordonnateur de la fiabilité.

6 M. GIUSEPPE GIANUZZI :

7 R. Oui. Donc, je suis ingénieur dans l'équipe Normes
8 de fiabilité et encadrement et contrôle de réseau,
9 donc la préparation des dossiers pour la Régie et
10 pour l'adoption de normes et d'autres tâches qui
11 sont reliées à la fiabilité du réseau.

12 Q. **[2]** Merci. Monsieur Gianuzzi, est-ce que vous
13 adoptez, pour valoir comme votre témoignage écrit,
14 la présentation PowerPoint de ce matin qui va être
15 diffusée?

16 R. Oui.

17 Q. **[3]** Maintenant, monsieur Gibson. Alors, vous...
18 alors, madame la Régisseur, vous avez, en la
19 personne de monsieur Gibson, une personne qui a une
20 grande expertise dans le sujet technique là qui
21 nous occupe ce matin. Alors, Monsieur Gibson, dans
22 cet esprit-là, pouvez-vous indiquer, pour le
23 bénéfice de tous les participants, la description
24 de vos fonctions actuelles ainsi que de vos
25 connaissances et expertises dans le domaine des

1 perturbations géomagnétiques.

2 M. LOUIS GIBSON :

3 R. Oui. Alors, je suis ingénieur à la Planification du
4 réseau de transport, dans l'équipe d'Innovations
5 technologiques, évolution du réseau à TransÉnergie.
6 On est en charge des études pour les TPL, entre
7 autres. Je suis en charge, depuis au moins six ans,
8 d'un groupe de travail qui regroupe différents
9 experts dans le domaine... à TransÉnergie au centre
10 de recherches d'Hydro-Québec. Ce groupe a pour
11 mandat d'évaluer l'impact sur les réseaux de
12 transport des perturbations géomagnétiques.

13 J'ai aussi été membre de l'équipe de la
14 rédaction de la NERC pour la TPL-007, version 2, et
15 la variance canadienne TPL-007-3. Je suis aussi
16 présentement dans le comité SS-39 du NPCC qui a
17 pour but d'établir des recommandations pour
18 l'évaluation de la TPL-007 pour les planificateurs
19 du réseau de transport.

20 Q. **[4]** Merci. Monsieur Gibson, est-ce que vous adoptez
21 la présentation qui sera présentée aujourd'hui...

22 R. Oui.

23 Q. **[5]** ... PowerPoint comme étant votre témoignage
24 écrit dans le présent dossier?

25 R. Oui, je l'adopte.

1 Q. **[6]** Merci. Et maintenant monsieur Delourme. Donc,
2 Monsieur Delourme, pouvez-vous faire une
3 description de vos actuelles fonctions pour le
4 bénéfice de la Régie s'il vous plaît?

5 M. BENOÎT DELOURME :

6 R. Alors, donc je suis, comme je l'ai précisé, chef de
7 l'unité Innovations technologiques et évolution du
8 réseau. Nous sommes en charge de la fiabilité du
9 réseau sept trente-cinq kilovolts (735 kV), de
10 l'intégration de nouvelles productions, de
11 l'interconnexion sur le réseau et également de
12 l'intégration des nouvelles technologies et puis de
13 réfléchir à comment faire évoluer nos façons de
14 planifier le réseau.

15 Alors, l'interfaçage avec tout ce qui est
16 NPCC-NERC en ce qui concerne le réseau Bulk est
17 également de notre responsabilité. Donc, en tant
18 que Transporteur, nous nous assurons de placer le
19 niveau de fiabilité par un niveau adéquat pour
20 répondre à la fois aux menaces auxquelles on va
21 faire face et également pour rendre notre réseau
22 compatible avec les normes internationales.

23 Q. **[7]** Merci, Monsieur Delourme. Et je pense qu'il n'y
24 a pas... madame Salhi se passe de présentation,
25 vous la connaissez bien et elle répondra aux

1 questions, mais elle ne présentera pas, en chef, le
2 document de ce matin.

3 Donc, cela... cela nous amène au début de
4 la présentation. Donc, est-ce qu'on... Normalement,
5 nous, dans les outils qu'on utilise, on est capable
6 de partager l'écran. Est-ce que c'est possible de
7 le faire avec l'application GoToMeeting? Je
8 m'adresse probablement au responsable technique de
9 la Régie? Ou est-ce qu'on doit procéder autrement?

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Oui et je pense que c'est possible. Si vous allez
12 dans le bas. En fait, c'est que... Oui, je vais
13 vous référer à notre greffier.

14 M. JUNJI YAMAGUCHI :

15 Est-ce possible?

16 LE GREFFIER :

17 Oui, oui, c'est tout à fait possible de faire un
18 partage d'écran. En fait, là sur GoToMeeting,
19 lorsque vous placez, un petit peu, la souris, le
20 curseur là, sur l'application même, vous allez
21 avoir, en bas, au milieu...

22 Donc, vous avez, « micro », « caméra »,
23 « écran ». Et, donc, sur la section « écran », vous
24 allez pouvoir déclencher un partage d'écran, par
25 exemple. Vous, ou tout intervenant qui souhaiterait

1 le faire, je... Je ne sais pas, je vais regarder
2 aussi. Peut-être, que je vais aller plus ou
3 moins...

4 M. JUNJI YAMAGUCHI :

5 Ça ne monte pas. Pardon.

6 LE GREFFIER :

7 Oui?

8 M. JUNJI YAMAGUCHI

9 Mais, moi, je ne voulais pas interrompre, mais on
10 n'a pas les accès, en ce moment, pour partager
11 l'écran. Là, c'est comme en grisé. Je ne suis pas
12 en mesure de partager l'écran.

13 LE GREFFIER :

14 Oui. Donc, moi, je pense que je vais pouvoir,
15 également, vous donner ça. Attendez, je vais voir.
16 Une petite vérification.

17 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

18 Je pense que vous pouvez donner l'accès, si c'est
19 la solution...

20 LE GREFFIER :

21 C'est ça.

22 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

23 ... à monsieur Yamaguchi, c'est lui qui va être
24 le...

25

1 LE GREFFIER :

2 Oui, tout à fait.

3 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

4 ... le chef là, de cette présentation, ce matin.

5 LE GREFFIER :

6 Alors, je vais... Monsieur Yamaguchi, je vous mets,
7 en tant que présentateur. Pouvez-vous me dire si,
8 là, l'option apparaît?

9 M. JUNJI YAMAGUCHI :

10 Oui, tout à fait, j'ai ça. Je veux juste m'assurer
11 que je sélectionne le bon écran. Oui...

12 LE GREFFIER :

13 Oui, tout à fait.

14 M. JUNJI YAMAGUCHI :

15 ... et voilà. Je crois que vous devriez être en
16 mesure de voir mon écran de présentation.

17 LE GREFFIER :

18 Absolument.

19 M. JUNJI YAMAGUCHI :

20 Parfait.

21 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

22 En tout cas, moi, je le vois. Donc, si ça va aussi
23 bien que ça là, Monsieur Yamaguchi, vous allez
24 pouvoir faire l'introduction, donc, de notre
25 présentation de ce matin.

1 M. JUNJI YAMAGUCHI :

2 R. Donc, bonjour. Donc... bon, je crois que toute la
3 procédure a été mentionné. Donc, ça, c'est la
4 présentation que nous déposons en preuve concernant
5 le dossier du jour. Je vais... Oh... excusez...
6 j'ai appuyé sur « espace », mais ce n'est pas là.
7 Bon. O.K. Voici le plan de présentation.

8 Donc, initialement, ça va être monsieur
9 Gibson qui fera une mise en contexte technique des
10 orages géomagnétiques, suivi d'un bref aparté, de,
11 en fait, de monsieur Delourme et poursuivra
12 monsieur Giuseppe Gianuzzi pour la portion
13 coordonnateur de fiabilité. Donc, je vais céder,
14 maintenant, la parole à monsieur Gibson.

15 M. LOUIS GIBSON :

16 R. Oui, bonjour. Donc, je vais commencer par une mise
17 en contexte rapide pour expliquer, un peu, le
18 phénomène des orages géomagnétiques. Et, ensuite,
19 je vais m'attarder un peu plus sur l'échauffement
20 des transformateurs là, qui est une des
21 préoccupations qui nous a été communiquées avant
22 cette réunion.

23 Alors, tout d'abord, lors d'un orage
24 géomagnétique, le soleil émet des particules,
25 principalement des électrons et des protons, en

1 direction de la terre. Ces particules sont captées
2 par le champ magnétique de la Terre et si l'orage
3 est d'une forte intensité, ces particules sont
4 ramenées vers la Terre et circulent dans les hautes
5 couches de l'atmosphère, surtout près des pôles.
6 C'est ce phénomène-là qui crée les aurores boréales
7 et les aurores australes.

8 Mais, malheureusement, ce phénomène là
9 induit aussi des courants nuisibles et additionnels
10 dans les réseaux électriques. C'est ce qu'on
11 appelle des courants géomagnétiquement induits, les
12 CGI. GIC, souvent utilisé en anglais.

13 Donc, ces courants indésirables entrent
14 dans le réseau, principalement par la mise à la
15 terre des transformateurs et ensuite, circulent
16 dans les lignes de transport. Ces courants vont
17 dépendre de l'intensité de l'orage en provenance du
18 soleil, du modèle de sol, de sa résistivité, de la
19 position de l'équipement dans le réseau de
20 transport, la topologie, ainsi que la longueur et
21 l'orientation des lignes de transport. Ces courants
22 ont des conséquences.

23 Donc, il faut souvent ajuster les
24 protections pour être moins sensibles aux
25 harmoniques qui sont des distorsions des signaux

1 électriques. Il faut assurer la stabilité du réseau
2 parce que les tensions sont plus difficiles à
3 maintenir lors d'un orage. Et, aussi, il faut
4 éviter l'échauffement des transformateurs dû à ces
5 courants.

6 Il y a plusieurs sections sur le réseau de
7 transport qui ont été faites depuis la panne de
8 mille neuf cent quatre-vingt-neuf (1989) concernant
9 les enjeux de protection et de stabilité de
10 tension. Ce sont aussi des phénomènes qui sont bien
11 compris par Hydro-Québec.

12 Il n'y a eu aucun dommage, en mille neuf
13 cent quatre-vingt-neuf (1989) dû à l'échauffement
14 des transformateurs. Cependant, on l'analyse dans
15 le contexte de TPL/007.

16 Maintenant, si on regarde plus précisément
17 le phénomène d'échauffement de transformateur.
18 Donc, le courant dont on parlait ici, qui provient
19 d'un orage, peut créer de l'échauffement dans le
20 transformateur parce qu'il amène celui-ci en dehors
21 de sa zone normale d'exploitation.

22 Donc, un transformateur qui surchauffe
23 n'est pas nécessairement endommagé. Selon
24 l'intensité du courant, la durée de vie du
25 transformateur peut être réduite, mais il y a quand

1 même une certaine limite, une certaine densité de
2 température où le transformateur est considéré
3 comme endommagé.

4 Pour déterminer à partir de quel courant
5 d'orage le transformateur est endommagé, ça dépend
6 de la conception et de la fabrication du
7 transformateur. Donc, ce sont des données qui sont
8 normalement pas nécessairement utilisées pour
9 exploiter et planifier le réseau, donc, l'analyse
10 de l'échauffement demande l'implication des
11 manufacturiers pour avoir des résultats précis.

12 Étant donné cette complexité, pour
13 simplifier l'évaluation de l'échauffement des
14 transformateurs des exigences 6 et 10 de la Norme
15 TPL007. La Norme propose un seuil d'analyse pour
16 éviter, dans la majorité, d'avoir à faire une étude
17 avec le manufacturier.

18 Donc, c'est pour simplifier le processus.
19 Alors, ce seuil, qu'est-ce qu'il propose, c'est
20 qu'on fait l'évaluation de l'échauffement seulement
21 si le courant dû à l'orage dépasse soixante-quinze
22 ampères (75 A) pour l'orage de référence ou quatre-
23 vingt-cinq ampères (85 A) pour l'orage
24 supplémentaire.

25 Ici, aussi, il s'agit d'un transformateur

1 haute tension dont la tension est plus grande que
2 deux cents kilovolts (200kV) et qu'il y a une
3 connexion à la terre par laquelle le courant ou
4 l'orage puisse circuler. Ce seuil qui a été établi,
5 là, dans la norme, c'est basé sur des simulations
6 d'échauffement faits avec des modèles thermiques
7 conservateurs et des recommandations de l'IEEE sur
8 la capacité de surcharge du transformateur.

9 Alors, ce qu'il faut bien comprendre, que
10 ce seuil de soixante-quinze ampères (75 A), là, ça
11 ne veut pas dire qu'un transformateur est endommagé
12 ou en surcharge, c'est juste un seuil pour
13 investiguer, voir s'il y a des problèmes, pas pour
14 investir pour charger les transformateurs.

15 Alors, tous les transformateurs sur le
16 réseau d'Hydro-Québec, ne sont pas nécessairement à
17 risque. Il y a des problématiques seulement quand
18 on regroupe plusieurs facteurs.

19 Parmi les suivants, donc, est-ce qu'il
20 s'agit d'un autotransformateur haute tension, trois
21 cent quinze/sept trente-cinq (315/735 kV)? Est-ce
22 qu'il est connecté à des longues lignes de
23 transport? Est-ce qu'il n'est pas aidé par la
24 compensation série? La compensation série vient
25 bloquer un peu les courants nuisibles du nuage

1 géomagnétique et si le sol est très résistif.

2 Donc, il faut un peu, c'est une combinaison
3 de ces facteurs-là pour qu'un transformateur soit à
4 risque. Il ne faut pas penser que c'est tous les
5 transformateurs sur le réseau, là, qui peuvent
6 avoir des problèmes.

7 Les études préliminaires qu'on a faites
8 avec l'orage de référence montrent des ordres de
9 grandeur d'à peu près vingt (20) transformateurs
10 ayant des courants d'orages plus grands que le
11 seuil de soixante-quinze ampères (75 A) et juste un
12 seuil pour l'investigation.

13 Ou si on a des données de manufacturier qui
14 montrent que ces transformateurs ont des courants
15 d'orages de... plus grands que cent cinquante
16 ampères (150 A).

17 Donc, on voit, là, on veut montrer ici
18 qu'il y a des ordres de grandeur qui sont quand
19 même, qui nous donnent des marges pour dire qu'on
20 ne prévoit pas nécessairement d'impact partout. Il
21 faut quand même faire la validation de l'étude
22 complète des exigences six et dix avec les
23 manufacturiers pour vraiment savoir, là, si les
24 transformateurs seraient endommagés.

25 Il faut quand même suivre tout le processus

1 que la norme nous demande de faire.

2 Page suivante.

3 Maintenant, si l'évaluation de
4 l'échauffement des transformateurs montre qu'un
5 transformateur serait endommagé, il y a plusieurs
6 options possibles. Premièrement, il faut évaluer
7 l'impact de la perte du transformateur sur le
8 réseau pendant l'orage. Est-ce qu'il y a un effet
9 de cascade sur le réseau. C'est-à-dire que si la
10 perte d'un transformateur en surcharge un autre et
11 ainsi de suite, on peut... c'est permis par la
12 norme, de perdre de la charge ou de la production,
13 mais on veut que ça soit de façon contrôlée, on
14 veut éviter la perte du réseau.

15 Maintenant, si on perd un transformateur,
16 aussi, est-ce qu'il y a une médication possible
17 après l'événement, pas de la charge, par exemple,
18 parce qu'on peut faire du transfert de charge.

19 Donc, c'est la première option à regarder,
20 c'est quoi l'impact si on perd ce ou ces
21 transformateurs. S'il y a un impact important, la
22 solution pour l'échauffement des transformateurs,
23 c'est vraiment de réduire le courant de l'orage
24 circulant dans le transformateur.

25 Donc, on peut le faire avec... en premier,

1 avec des manoeuvres sur le réseau avant l'orage
2 afin de changer le topologie et les courants. On
3 est capable, la norme nous le permet aussi, de se
4 préparer d'avance. Plusieurs systèmes d'alerte qui
5 nous préviennent quelques heures à l'avance par des
6 satellites qui observent le phénomène. Donc, on est
7 capable de se préparer puis de positionner le
8 réseau de façon favorable pour être capable
9 d'affronter l'orage. Et en faisant cette façon-là,
10 on peut limiter des dommages potentiels aux
11 endroits qu'on considère...

12 Ça implique, par exemple, de modifier quand
13 même les processus d'exploitation lors d'orages, de
14 les intégrer probablement dans le plan d'action
15 corrective et aussi dans la norme d'exploitation
16 EOP-010-1 qui décrit comment faire lors de
17 l'exploitation pendant un orage. Alors, ça, c'est
18 l'une des premières choses à faire.

19 Ensuite, on peut aussi ajouter de
20 l'équipement afin de diminuer le courant dans les
21 transformateurs. Donc, soit du blocage dans les
22 lignes de transport, dans les lignes de transport,
23 des condensateurs de blocage, de la compensation
24 qu'on a déjà sur notre réseau. On peut aussi mettre
25 du blocage dans le neutre des transformateurs, donc

1 par où les courants...

2 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

3 On dirait qu'on entend la voix de Lucie Gauthier.

4 Est-ce que c'est quelqu'un d'Hydro-Québec qui

5 parle? On s'excuse de cette interruption. Juste

6 régler ce petit problème-là.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 C'est des petits ajustements. On ne souhaite pas

9 que ça arrive, mais on vous comprend.

10 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

11 Merci beaucoup. Je pense que c'est réglé. Donc,

12 Monsieur Gibson, vous allez pouvoir continuer. Puis

13 je tiens à dire, là, que si la présentation n'est

14 pas encore déposée, il y a une personne du

15 Coordonnateur qui va incessamment la transmettre au

16 greffe, à l'adresse greffe@regie-energie.qc.ca. Et

17 on compte sur le greffe pour la diffuser aux

18 personnes qui auraient besoin d'en prendre

19 connaissance d'ici à ce que le SDÉ l'affiche.

20 Voilà! Je me tais. Monsieur Gibson, c'est à vous.

21 M. LOUIS GIBSON :

22 R. Oui. Alors je reprends. J'étais en train

23 d'expliquer que, bon, selon, si un transformateur a

24 un impact important, on peut aussi, là, on peut

25 faire des manoeuvres sur le réseau avant l'orage,

1 mais on peut aussi ajouter de l'équipement afin de
2 diminuer les courants dans les transformateurs,
3 donc du blocage dans les lignes de transport,
4 blocage dans le neutre des transformateurs par où
5 les courants CGI circulent. Et en dernier recours,
6 là, on peut toujours faire des ajouts ou des
7 changements des transformateurs qui ne soient plus
8 capables de supporter le courant. Ce qu'il faut
9 retenir, évidemment, c'est qu'il y a des solutions
10 de mitigation qui sont à faible coût.

11 Et je vais passer la parole à monsieur
12 Benoît Delourme pour la transition.

13 M. BENOÎT DELOURME :

14 R. Oui. Merci, Louis. Alors, en fait, je voudrais ici
15 souligner un petit peu le fait que le phénomène
16 physique d'orage géomagnétique, eh bien, c'est
17 quelque chose que nous avons pris en main, en fait
18 à TransÉnergie, depuis mil neuf cent quatre-vingt-
19 neuf (1989) en fait, depuis la panne générale qui
20 avait été déclenchée par ce orage géomagnétique. Eh
21 bien, nous avons pris le problème en main et nous
22 avons en fait renforcé notre réseau pour qu'il soit
23 plus résilient par rapport à ce genre de phénomène.

24 En fait, à l'époque, là, on s'était lancé
25 dans un programme qu'on appelait l'AFRT,

1 l'amélioration de la fiabilité du réseau de
2 transport qui visait à rehausser sa fiabilité pour,
3 en fait, rassembler ou en fait ramener le niveau au
4 même niveau que nos voisins. Et, en fait, les
5 équipements qu'on avait placés sur le réseau, à
6 l'époque, la compensation série, entre autres,
7 avaient, en fait, comme effet d'améliorer la
8 stabilité du réseau, d'une part, mais également de
9 couper électriquement nos grandes lignes.

10 Donc, en fait, on avait réussi à mettre sur
11 le réseau, un équipement qui, finalement,
12 réussissait à combler deux objectifs. À la fois,
13 améliorer le comportement dynamique de notre
14 réseau, mais également nous prémunir contre les
15 orages géomagnétiques. Donc, on avait fait, quelque
16 part, d'une pierre deux coups, si vous voulez.

17 Et, puis, suite à, en fait, cette analyse
18 et puis ces renforcements qu'on avait faits sur le
19 réseau électrique, donc dans les années quatre-
20 vingt-dix (1990), nous avons poursuivi nos analyses
21 pour mieux comprendre ce phénomène d'orage
22 géomagnétique.

23 Et, en fait, quand en deux mille quinze
24 (2015), la NERC a décidé de normer, d'encadrer, en
25 fait, toutes les analyses autour de ces orages

1 géomagnétiques, et bien, nous, nous étions déjà en
2 maîtrise, en fait, du phénomène. Et nous avons
3 participé à l'élaboration de ces différentes
4 normes.

5 Alors, que ce soit la norme EOP-010 qui
6 visait à donner des conditions d'exploitation. Mais
7 également les TPL-007 qui visaient à encadrer la
8 planification du réseau de transport. Donc, on a
9 été partie prenante pour la rédaction de la TPL-
10 007-1. On a été partie prenante pour la rédaction
11 de la version 2 et en fin de compte, on a constaté
12 les... Quand on a constaté qu'il y avait, en fait,
13 un écart, en fait, entre nos objectifs en tant que
14 Transporteur sur le niveau de fiabilité que les
15 Américains souhaitaient obtenir avec leurs normes
16 et ce que nous, on constatait en tant que
17 phénomènes physiques et puis réalités de notre
18 terrain.

19 Et bien, nous avons décidé, avec les autres
20 entités canadiennes, de nous distinguer et de se
21 doter d'une norme particulière qui correspondait
22 beaucoup plus à notre réalité, à notre proximité
23 dans le Nord du monde, en fait.

24 Et, donc, c'est là où on a proposé,
25 conjointement avec les autres entités canadiennes,

1 cette variante. Et, alors, nous, on considère, en
2 tant que Transporteur, que cette norme correspond à
3 un niveau de fiabilité qu'il est raisonnable
4 d'atteindre pour se prémunir contre ce phénomène.

5 Parce que d'abord, en tant que
6 Transporteur... Et, là, je personnifie le
7 Transporteur à ma personne, on se prémunit contre
8 divers risques, de nombreux risques. On parle du
9 risque réseau là.

10 Alors, il y a des choses très courantes,
11 comme la perte d'ouvrage, perte de transformateurs,
12 perte de... limites de production. Mais on se
13 prémunie, également, contre des risques beaucoup
14 plus rares comme le verglas, comme les orages
15 géomagnétiques.

16 Et, donc, nous, là, on a essayé de trouver,
17 en fait, le moyen de se prémunir équitablement
18 entre tous ces risques. Et comment on fait ça?
19 Bien, on regarde la probabilité de ces risques-là.
20 On regarde leur impact et on va jauger, en fait, la
21 réponse en fonction de tous ces paramètres-là.

22 Alors, quand des événements sont très
23 rares, mais qui ont, malheureusement, de grands
24 impacts, comme par exemple le verglas ou les orages
25 géomagnétiques. Bien, là, qu'est-ce qu'on va

1 essayer de faire? On ne va pas forcément essayer de
2 s'en protéger à tout prix, mais on va essayer de
3 faire en sorte que le réseau soit suffisamment
4 résilient pour ne pas tomber par terre.

5 Et, alors, c'est exactement l'objectif que
6 la TPL-007-3 vise aujourd'hui. Et, nous, on pense
7 que c'est parfaitement en phase et équilibré, avec
8 tous les autres risques que nous contemplons.

9 Alors, là-dessus, je passerais la parole à
10 Giuseppe qui, en tant que RC, coordonnateur de la
11 fiabilité, va pouvoir un peu plus vous donner
12 d'encadrement par rapport à cette norme. Giuseppe.
13 Giuseppe? Non? Oui?

14 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

15 Bonjour. Je pense qu'il faut « demuter » Giuseppe
16 qui n'est pas en mesure de le faire. Est-ce qu'on
17 peut lui redonner la parole? Et, également, semble-
18 t-il qu'il y a un micro ouvert pour monsieur
19 Turcotte qui ne devrait pas l'être, et il n'arrive
20 pas à couper son micro, désactiver son micro. Donc,
21 désactivez celui de monsieur Turcotte et activez
22 celui de monsieur Gianuzzi, s'il vous plaît.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 O.K. C'est noté. On regarde ça.

25

1 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

2 Donc, on m'informe à l'instant que la présentation
3 a été envoyée au Greffe. Donc, vous devriez la
4 recevoir sous peu.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Notre greffier est en train de regarder ça, là, ça
7 ne sera pas long.

8 LE GREFFIER :

9 Monsieur Gianuzzi, normalement vous avez en bas à
10 gauche l'option micro, que vous pouvez activer ou
11 désactiver. C'est à partir de là que... que vous
12 pouvez donc activer votre micro pour parler parce
13 que, moi, je peux couper tous les micros, par
14 exemple. Je suis en train de vérifier, je ne peux
15 pas couper, par exemple, monsieur Turcotte et je ne
16 peux pas activer manuellement celui de... votre
17 micro à vous, Monsieur Gianuzzi. Sinon, je peux
18 aussi exclure une personne de la réunion, mais
19 c'est pas vraiment le but. Je n'ai pas d'option
20 intermédiaire qui permettrait d'activer un micro et
21 de désactiver un autre micro. Je peux couper tous
22 les micros, je peux exclure une personne, par
23 exemple, mais je ne peux pas activer simplement le
24 micro d'une personne. Je vais les mettre au
25 présentateur si ça peut vous faciliter les choses,

1 mais...

2 Me JUNJI YAMAGUCHI :

3 Pour répondre en fait, je crois qu'il a des
4 problèmes techniques. Il va... il va se débrancher
5 puis se rebrancher, si vous permettez, quelques
6 instants s'il vous plaît.

7 LE GREFFIER :

8 Oui, bien sûr. Si monsieur Yamaguchi a encore
9 besoin également quant à lui d'afficher le
10 PowerPoint, je peux également le remettre en tant
11 que présentateur.

12 M. JUNJI YAMAGUCHI :

13 S'il vous plaît, ça m'aiderait beaucoup.

14 LE GREFFIER :

15 Volontiers. Monsieur Gianuzzi, de son côté, donc
16 doit activer le micro en bas à gauche sur l'autre
17 « meeting ».

18 M. JUNJI YAMAGUCHI :

19 Donc, je retourne à la présentation.

20 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

21 Donc, à ce moment-ci on est en attente, là, que
22 monsieur Gianuzzi se... rejoigne à l'audience, là,
23 pour pouvoir continuer avec la présentation.

24 LA PRÉSIDENTE :

25 O.K. Donc, c'est monsieur Gianuzzi qui s'est

1 déconnecté pour se reconnecter, c'est ça?

2 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

3 Exact.

4 LA PRÉSIDENTE :

5 O.K. Parfait. Merci.

6 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

7 En fait, je... Madame la Régisseur, là, je
8 suggérerais peut-être une pause à ce moment-ci, le
9 temps qu'on communique avec tous les... tous les
10 participants, là, pour régler les enjeux de micro.
11 Il semble que ça pourrait être une question de
12 sélection, là, du bon mode lors de... lors de
13 l'initiation du processus, là, de « go
14 to meeting ». Ça fait que le temps que monsieur
15 Gianuzzi se joigne et qu'on règle tous ces
16 problèmes-là, je vous suggérerais peut-être si on
17 prenait un quinze (15) minutes de pause non pas
18 santé, mais technique cette fois-ci, je pense que
19 ça pourrait être productif.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 O.K. C'est parfait. Donc, quinze (15) minutes de
22 pause et on se retrouve, en espérant que tout
23 fonctionne bien à la suite de cette pause. Merci à
24 tous.

25

1 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

2 Très bien. Merci beaucoup.

3 LE GREFFIER :

4 Reprise à dix heures (10 h).

5 SUSPENSION

6 REPRISE

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Est-ce que vos gens sont tous reconnectés, Maître
9 Tremblay, avez-vous résolu?

10 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

11 Oui. Alors, je pense que les nouvelles sont bonnes.
12 De mon côté, ma caméra fonctionne bien, donc, je
13 vois tout le monde qui bouge et je me vois aussi
14 bouger. On m'a dit que j'aurais l'air bête, alors,
15 je vais tenter d'avoir l'air moins bête, je
16 m'excuse. Je ne me voyais pas avoir cet air.

17 Alors, je pense que tout le monde est de
18 retour parmi nous et le son fonctionne, donc, on va
19 pouvoir continuer, là, avec la présentation et on
20 en était avec monsieur Gianuzzi, là, qui
21 s'apprêtait à vous livrer, là, ses commentaires. Je
22 ne me souviens pas quelle page on était. Donc, on
23 va pouvoir continuer de projeter, je vais le dire
24 comme ça, là, projeter la présentation.

25 Donc, est-ce que c'est toujours monsieur

1 Yamaguchi qui va être, qui va être le chef
2 d'antenne, là, à cet égard-là?

3 M. JUNJI YAMAGUCHI :

4 Oui.

5 LA PRÉSIDENTE:

6 Merci beaucoup.

7 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

8 Alors, dès que la présentation s'affiche à nouveau,
9 on va être en mesure de continuer. Alors, voilà.

10 Alors, monsieur Gianuzzi, c'est à votre
11 tour.

12 M. GIUSEPPE GIANUZZI :

13 Désolé du contretemps, j'avais perdu le contrôle de
14 l'ordinateur, je ne pouvais plus rien faire.

15 Donc, suite à ce que le Planificateur a
16 dit, je vais faire un petit survol rapide au niveau
17 de l'objet, de la pertinence de la norme, de sa
18 mise en vigueur dans les juridictions voisines puis
19 de ce qui est arrivé entre la TPL-007-2 et la TPL-
20 007-3, avec la NERC, là, pour qu'on en vienne à une
21 différence régionale canadienne.

22 Donc, comme on le sait, le Québec a subi
23 une panne générale le treize (13) mars dix-neuf
24 cent quatre-vingt-neuf (1989) due à un orage
25 géomagnétique. Cette panne a été un des éléments

1 déclencheurs menant au développement de la norme
2 TPL-007, puis la norme elle a été développée en
3 utilisant les données provenant de cette panne
4 générale. Le Québec subit davantage les effets des
5 orages géomagnétiques car elle est à une latitude
6 nordique, repose sur un immense bouclier rocheux
7 qui empêche le courant de circuler par la terre et
8 possède une topologie de réseau comprenant de
9 longues lignes de transport orientées Nord-Sud.

10 Louis Gibson, dans sa présentation, a
11 montré un petit peu ces phénomènes. Donc, la
12 latitude et la géologie, on ne peut pas changer
13 grand-chose, on peut faire certaines interventions
14 au niveau de la configuration topologique du réseau
15 et comment on l'exploite.

16 En deux mille treize (2013), dans son
17 ordonnance 779, la FERC a ordonné à la NERC de
18 développer une norme exigeant l'évaluation de la
19 vulnérabilité des réseaux lors de perturbations
20 géomagnétiques, la PGM.

21 La FERC a pris action, sur la base de
22 l'impact potentiellement élevé et de la zone
23 étendue de cet impact sur le fonctionnement fiable
24 des réseaux interconnectés lors d'un événement de
25 PGM.

1 En fait la panne de quatre-vingt-neuf (89)
2 avait touché le Québec, bien sûr, mais aussi
3 certaines régions du Nord-Est et la FERC
4 considérant que l'impact était élevé, malgré le
5 fait que sa récurrence a été très faible, là, a
6 demandé à la NERC de préparer une norme pour en
7 tenir compte.

8 Prochaine diapo, s'il te plaît. Bon, ce
9 diapo était en double, c'est bon. Ça fait que la
10 différence régionale permet aux entités canadiennes
11 d'utiliser des données spécifiques à leurs régions
12 pour leurs PGM de planification, plutôt que la PGM
13 de référence et supplémentaire qui est définie dans
14 la norme.

15 En fait, l'annexe canadienne, l'annexe
16 1-SCAN qui permet au Planificateur d'utiliser les
17 données qui sont spécifiques à notre région et non
18 d'utiliser les paramètres standards de la norme. On
19 y reviendra plus tard, mais ça a été comme un des
20 enjeux principaux.

21 De plus, la norme canadienne prend en
22 compte les spécificités réglementaires des
23 territoires canadiens, en particulier les
24 approbations réglementaires des dépenses en
25 immobilisations prescrites dans les plans d'actions

1 correctives. En fait, la spécificité canadienne
2 réduit les impacts qui sont plus spécifiques et
3 moins génériques.

4 En fait, on l'a vu, c'est l'OEB a suspendu
5 la version TPL-007-2 dû à son impact potentiel. La
6 norme n'était pas adaptée aux enjeux canadiens et
7 l'intervention de l'OEB a été cruciale pour la
8 prise en compte de nos enjeux.

9 Donc, lorsque la TPL-007-2 a été développée
10 au niveau du groupe de travail, c'était plutôt le
11 contexte américain, qui est différent du nôtre au
12 niveau des impacts de perturbations géomagnétiques
13 qui ont été développés. Ils ont utilisé les données
14 du Québec principalement pour préparer la portion
15 technique de la norme. Par contre, autant au Québec
16 qu'en Ontario, il y avait de très gros enjeux
17 d'appliquer la norme de cette façon-là. Mais comme
18 il n'y avait pas d'appui pour l'intégrer dans la
19 TPL-007-2, la norme a été adoptée avec juste le
20 point de vue américain. L'OEB a refusé la norme et
21 a fait pression pour que la NERC intègre une
22 version canadienne à la norme.

23 L'IESO et Hydro One avec l'appui
24 d'Hydro-Québec ont demandé à la NERC d'inclure une
25 différence régionale. Donc celle à la TPL-007-3 qui

1 a été développée avec cette différence régionale et
2 a été mise en vigueur en Ontario et au
3 Nouveau-Brunswick. La norme est en vigueur dans ces
4 juridictions, où les enjeux, incluant les enjeux
5 réglementaires, sont similaires à ceux du Québec.

6 Il faut noter aussi que la TPL-007-4 a été
7 adoptée récemment, et est en vigueur en Ontario, au
8 Nouveau-Brunswick et aux États-Unis. Ces
9 juridictions vont se conformer à toutes les
10 exigences de la norme TPL-007-4 au premier (1er)
11 janvier vingt vingt-quatre (2024) et au premier
12 (1er) janvier... au premier (1er) juillet, excusez,
13 vingt vingt-quatre (2024) pour le Nouveau-
14 Brunswick.

15 Ici, on présente un peu les différentes
16 exigences de la norme ainsi que leurs délais de
17 mise en vigueur proposés après l'adoption par la
18 Régie. Graphiquement, on voit un peu les
19 interrelations entre les différentes exigences et
20 comment ça va évoluer.

21 Donc, la première exigence, l'exigence E1,
22 on a mis une date de mise en vigueur trois mois
23 après l'adoption : établir les responsabilités du
24 PC et du TP. Au Québec, c'est la même entité, donc
25 on n'aura pas de problématique à remplir cette

1 exigence-là. Quinze (15) mois après l'adoption de
2 la norme...

3 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

4 Q. **[8]** Excusez-moi, Monsieur Gianuzzi. Comme c'est
5 très petit, là, peut-être juste y aller avec un
6 petit peu plus de détail dans les cases. En tout
7 cas, pour moi, je ne suis pas en mesure de lire.
8 Mais peut-être que d'autres ont de plus gros
9 écrans. Il serait bien d'y aller avec un bon...

10 M. GIUSEPPE GIANUZZI :

11 R. Je vais détailler.

12 Q. **[9]** D'accord.

13 R. L'exigence E2 qui est la mise à jour des modèles
14 quinze (15) mois après l'adoption. Les exigences E5
15 et E9 demandent au Planificateur de fournir aux GO
16 et aux TO les informations de flux, de courant
17 géomagnétiquement induit pour l'étude d'impact
18 thermique de référence et supplémentaire. Donc,
19 l'étude de référence est l'exigence E6 que doivent
20 faire les GO et E10 qui est l'étude d'impact
21 thermique supplémentaire.

22 Les exigences E11 et E12 viennent trente
23 (30) mois après l'adoption de la norme, demandent
24 de mettre en oeuvre un processus d'obtention des
25 données de surveillance des courants

1 géomagnétiquement induits. Et l'exigence E12, c'est
2 de mettre en oeuvre un processus d'obtention des
3 données du champ géomagnétique.

4 Quarante-huit (48) mois après l'adoption,
5 les GO et les TO devront fournir au Planificateur
6 les études d'impact de référence et supplémentaires
7 qui ont dû être effectuées sur leurs
8 transformateurs. Soixante (60) mois après
9 l'adoption, les exigences E4 et E8 demandent au
10 Planificateur d'effectuer une évaluation de la
11 vulnérabilité à la PGM de référence et
12 supplémentaire, qui est l'exigence E8. Ces
13 évaluations-là devront être faites à tous les
14 soixante (60) mois civils.

15 C'est exactement à cet endroit-là dans les
16 exigences E4 et E8 que le Coordonnateur... pas le
17 Coordonnateur, le Planificateur, prendra la
18 planification et pourra utiliser les données qui
19 sont spécifiques à son territoire pour effectuer
20 ses études.

21 Ensuite, contrairement à E4 et E8, le
22 Planificateur devra établir les critères de
23 performance acceptables principalement pour la
24 tension en régime permanent lors d'un événement
25 PGM.

1 Dans le cadre de ce dossier, on a exigé que
2 l'exigence E7 soit mise en vigueur simultanément
3 avec E4, E8 et E3. La norme permet un délai d'un an
4 entre... entre l'établissement de l'évaluation E7.
5 Par contre, pour rattraper le retard avec nos
6 entités voisines, on a considéré qu'il était
7 possible au Québec de préparer l'exigence E7
8 simultanément.

9 E7 demande que si le réseau ne respecte pas
10 les critères établis à l'exigence E3, le
11 Planificateur doit préparer un plan d'actions
12 correctives, le CAP. Ce CAP doit comprendre la
13 liste des lacunes, un calendrier de mise en oeuvre
14 et ce calendrier de mise en oeuvre, il y a une
15 différence régionale qui y est attachée, et le plan
16 devra être révisé dans toute situation indépendante
17 de sa volonté, qui empêche l'entité de mettre en
18 oeuvre le CAP. Et ce CAP-là devra être mis à jour
19 une fois tous les douze (12) mois dans ce cas-là.

20 Le CAP doit être transmis au Coordonnateur
21 de la fiabilité et au Coordonnateur de la
22 planification et au Planificateur des réseaux de
23 transport des zones adjacentes, ainsi que toutes
24 les entités qui sont désignées dans le CAP. Donc,
25 on peut voir qu'à tous les douze (12) mois s'il y a

1 des... des situations indépendantes de la volonté
2 du Planificateur pour la mise en place du CAP, il
3 devra être mis à jour et corrigé.

4 Prochaine diapositive. Donc ici, la Régie
5 nous a demandé quel serait le préjudice de retarder
6 l'application de l'exigence E7 de la norme. Donc,
7 le Coordonnateur aimerait souligner que plusieurs
8 normes de la NERC sont et seront développées de
9 façon semblable à la TPL-007-3, soit en ayant une
10 exigence qui demande d'effectuer une étude ou une
11 analyse, ensuite de mettre un plan d'actions
12 correctives en place pour déterminer une liste
13 d'éléments à assujettir à la norme. Ce sont des
14 exemples, différentes normes pourraient utiliser
15 différentes façons d'effectuer cette mise en place-
16 là.

17 Par la suite, il faut mettre en oeuvre le
18 plan d'actions correctives ou il faut informer les
19 entités des éléments qui ont été désignés pour être
20 assujettis à la norme.

21 La NERC a déterminé qu'en procédant ainsi,
22 l'impact des normes était limité à ce qui est
23 essentiel et pertinent à la fiabilité. Donc, la
24 NERC, ce qu'elle fait dans ses normes, là, puis
25 dans la façon qu'elle veut développer ses normes,

1 c'est demander aux entités, habituellement le
2 Planificateur ou le Coordonnateur en planification,
3 de faire une étude, de vérifier qu'est-ce qu'il est
4 nécessaire de faire dans son... dans sa région,
5 dans son territoire, pour respecter la norme, puis
6 qu'est-ce qui est essentiel à la fiabilité. Donc,
7 on ne sait pas... c'est pas un élément qui... qui
8 est... qui oblige à faire des actions qui seraient
9 non nécessaires pour la fiabilité.

10 Le Coordonnateur effectue une vigie
11 continue de toutes les normes en vigueur et en
12 développement. Donc, ce qu'on aimerait aussi passer
13 comme message c'est que si, même pour une norme qui
14 est en vigueur, on découvre, les entités découvrent
15 qu'il y a certains enjeux, les personnes vont
16 appeler le Coordonnateur, vont communiquer avec
17 nous ou même communiquer avec la Régie pour faire
18 part de leur... de leur problématique.

19 Prochaine diapositive. Donc, pour toutes
20 les normes, si la pertinence ou l'impact de la
21 norme pose un enjeu, le Coordonnateur fera une
22 demande à la Régie. Cela inclut la TPL-007-3 et son
23 exigence E7.

24 L'alinéa 7.5 de la norme TPL-007-3 demande
25 que le CAP soit transmis au Coordonnateur. Ainsi,

1 le Coordonnateur peut évaluer que la pertinence de
2 la norme est la même qu'ailleurs en Amérique du
3 Nord.

4 Prochaine diapo. Donc, si on revient à la
5 norme TPL-007-3 à proprement parler, la norme
6 s'appuie sur la mise en oeuvre du CAP. Donc, la
7 suspension de E7 aurait pour conséquence que le
8 Planificateur n'aurait pas à préparer le plan
9 d'actions correctives. Si on regarde les exigences
10 de E7, l'alinéa 7.1 demande de préparer une liste
11 des lacunes du réseau et des actions
12 correspondantes permettant d'assurer le
13 comportement requis du réseau. La différence
14 régionale D.A.7.3. Préparer un calendrier pour la
15 mise en oeuvre des actions adoptées à l'alinéa 7.1.
16 Ce calendrier prend en compte l'obtention des
17 approbations réglementaires éventuellement requises
18 dans son exigence.

19 Donc, s'il n'y a pas de CAP, il sera
20 impossible de déterminer les coûts de mise en
21 oeuvre de ce CAP. Ainsi, la liste des lacunes du
22 réseau et des actions définies en 7.1 ne sera pas
23 préparée, ce qui est préjudiciable à la fiabilité
24 du réseau.

25 Dans son ordonnance 779, la FERC a aussi

1 indiqué que les normes qu'elle a demandées dans son
2 ordonnance, ne peuvent se limiter qu'aux procédures
3 opérationnelles et de formation qui sont couvertes
4 par la demande EOP-010. En fait, elle demande qu'il
5 y ait une évaluation de la vulnérabilité à la PGM,
6 qui soit faite et mise en oeuvre par le CAP de la
7 TPL-007-3.

8 En fait, elle dit : Effectuer une étude de
9 vulnérabilité. Si, à la fin, ce qui nous reste,
10 c'est seulement que des procédures opérationnelles
11 et de la formation, bien le CAP sera composé
12 seulement d'éléments opérationnels ou de formation.
13 Par contre, il faut absolument faire l'étude
14 d'évaluation de vulnérabilité, qui n'est pas
15 couverte par la norme EOP-010.

16 Aussi, on aimerait souligner que les
17 juridictions voisines s'attendent à recevoir notre
18 CAP, selon l'exigence 7.5. Donc, ils pourraient
19 soulever des doutes ou des inquiétudes quant à
20 notre niveau de préparation et la fiabilité de
21 notre réseau lors d'un orage géomagnétique si le
22 Québec n'a pas de CAP.

23 Le Québec, aussi, accuse un retard de plus
24 de vingt-quatre (24) mois vis-à-vis des réseaux
25 voisins pour la mise en vigueur de toutes les

1 exigences. Ça, c'était considérant que la norme
2 était mise en vigueur au premier (1er) octobre
3 dernier.

4 Donc, la Régie nous a demandé d'évaluer
5 différentes options à l'égard de l'exigence E7, qui
6 permettrait à la Régie de s'acquitter, de façon
7 adéquate, de ses responsabilités en matière
8 d'évaluation de la pertinence et des impacts de la
9 norme.

10 Donc, selon nous, l'option est de mettre en
11 vigueur la norme dans son intégralité. Tel
12 qu'indiqué précédemment, le Coordonnateur recevra
13 le CAP du Planificateur, soixante (60) mois après
14 la mise en vigueur de la norme. Le Coordonnateur
15 évaluera, comme il le fait pour toutes les normes,
16 la pertinence de la norme basée sur une
17 consultation de l'entité visée par le CAP.

18 La Régie, dans son rôle de régulateur
19 économique, se prononcera également sur les
20 investissements requis pour le compte de la norme
21 selon le cadre réglementaire actuel. Prochaine
22 diapo.

23 Donc, si la Régie n'autorise pas les
24 investissements liés au CAP, le Planificateur, en
25 vertu des exigences de la norme, il devra réviser

1 son CAP, l'exigence qui est 7.4, et devra le mettre
2 à jour une fois tous les douze (12) mois civils,
3 jusqu'à sa mise en oeuvre.

4 Et la norme, de la façon qu'elle est bâtie,
5 le Planificateur demeure conforme aux exigences de
6 la norme, selon D.A.7.3 et 7.4. Donc, dans la
7 D.A.7.3, les délais d'approbation réglementaire
8 sont spécifiquement inclus dans l'exigence.

9 Donc, si pour une approbation de projet, on
10 doit prévoir un an ou deux ans de délai
11 d'approbation, bien, ce délai-là doit faire partie
12 du calendrier et l'entité sera, quand même,
13 conforme aux exigence de la norme.

14 Et cette CAP demande de mettre à jour le
15 plan. Donc, le Planificateur devra expliquer pour
16 quoi son Correction Plan ne respectait pas le
17 calendrier initial et devra le mettre à jour à tous
18 les douze (12) mois.

19 En ayant écrit la norme de cette façon-là,
20 on s'assurait que le régulateur économique n'ait
21 pas de pression à approuver les projets qui étaient
22 dans le CAP. Donc, on ne voulait pas dire
23 que : O.K., on fait ça pour répondre à une norme,
24 le régulateur économique n'a pas le choix de
25 l'accepter.

1 Donc, la norme est faite d'une telle façon
2 que le processus réglementaire en vigueur reste là,
3 l'approbation des projets ne change pas et la norme
4 n'a pas besoin d'être modifiée ou on n'a pas besoin
5 de suspendre une exigence de la norme pour que
6 l'entité demeure conforme à l'exigence 7.4 et
7 D.A.7.3.

8 Donc, nous croyons que la norme peut être
9 adoptée et être mise en vigueur tout en permettant
10 à la Régie de s'acquitter, de façon adéquate, de
11 ses responsabilités en matière d'évaluation et de
12 pertinence des impacts de la norme.

13 La différence régionale canadienne a été
14 incluse dans la norme à la demande des entités
15 canadiennes, incluant Hydro-Québec, justement pour
16 permettre aux régulateurs canadiens, incluant la
17 Régie, de s'acquitter de façon adéquate de ses
18 responsabilités en matière d'évaluation de la
19 pertinence et des impacts de la norme.

20 Nos juridictions voisines ont adopté la
21 norme et leurs enjeux sont similaires à ceux du
22 Québec.

23 Donc, pour toutes les normes qui sont... la
24 Régie nous a aussi demandé d'évaluer ces dernières
25 options sur la base de leur précédent et de leur

1 impact sur les prochains dossiers de fiabilité qui
2 auront un enjeu similaire.

3 Donc, pour les normes de la NERC qui seront
4 développées sous ce format, l'option du
5 Coordonnateur pourra s'appliquer. Si un enjeu est
6 soulevé par le Coordonnateur ou toute entité et que
7 cet enjeu vient modifier l'évaluation de la
8 pertinence ou de l'impact de la norme, le
9 Coordonnateur après consultation des entités fera
10 une demande à la Régie.

11 On veut aussi mentionner, par contre, que
12 la norme TPL-007-3 est actuellement la seule norme
13 qui a été développée spécifiquement avec une
14 différence pour le territoire canadien et qui
15 possède une spécificité relativement à
16 l'approbation réglementaire des dépenses en
17 immobilisations des territoires canadiens

18 Donc, pour compléter, on aimerait
19 mentionner que le Coordonnateur et le Planificateur
20 ont été directement impliqués dans l'élaboration de
21 la norme TPL-007-3, comme l'ont mentionné Louis et
22 Benoit.

23 On a eu un membre d'une grande qualité
24 technique du Planificateur qui était sur le Comité,
25 Louis Gibson, et Louis a eu le support de toute

1 l'entreprise pour pousser les demandes d'Hydro-
2 Québec au niveau de la norme.

3 Également, on avait un membre du
4 Coordonnateur qui a agi à titre de président du
5 comité de rédaction.

6 Donc, si d'autres normes avaient des enjeux
7 similaires à la norme TPL-007-3, l'appui de la
8 Régie en adoptant la norme TPL-007-3 dans son
9 intégralité et en soutenant le Coordonnateur auprès
10 de la NERC pour l'inclusion de différences
11 régionales dans de futures normes aura un impact
12 significatif permettant d'assurer la fiabilité du
13 réseau de transport d'électricité au Québec de
14 façon cohérente avec le cadre normatif en place
15 dans les juridictions voisines

16 Et ceci complète la présentation qu'on
17 avait à vous faire aujourd'hui.

18 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

19 Merci beaucoup monsieur Gianuzzi. Donc, ça complète
20 donc la présentation en chef. Alors, si les... la
21 Régie ou même Madame la régisseur, vous avez des
22 questions, les témoins sont disponibles pour y
23 répondre.

24 À ce moment-ci, je suggérerais peut-être à
25 l'ensemble des témoins d'ouvrir leur caméra.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Merci, Maître Tremblay. Écoutez, à la suite de
3 votre présentation de ce matin, on va prendre une
4 pause de quinze (15) minutes pour mettre à jour nos
5 questions d'audience, là, tenant compte des
6 informations qui ont été fournies dans votre
7 présentation. Donc, il est dix heures vingt-cinq
8 (10 h 25), on reviendrait à dix heures quarante
9 (10 h 40) pour les questions de la Régie.

10 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

11 Pardon, Madame la régisseur, je m'excuse
12 d'intervenir à ce moment-ci, de l'audience...

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Oui.

15 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

16 ... je crois qu'une pause de vingt (20) à vingt-
17 cinq minutes (25 min) serait plus appropriée.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 Alors, disons qu'on revient à dix heures cinquante
20 (10 h 50).

21 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

22 Merci.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 O.K. Merci à tous.

25

1 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

2 Très bien, merci.

3 SUSPENSION

4 REPRISE

5 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

6 On ne vous entend pas, Madame la Régisseur.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 Désolée, encore la même chose. Alors, bonjour à
9 tous. Désolée pour le léger retard. Alors, Maître
10 Bellemare, on est prêt à procéder. Je le regarde.

11 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

12 Oui. Donc, m'entendez-vous?

13 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

14 Oui.

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Oui, on vous entend bien.

17 INTERROGÉS PAR Me ALEXANDRE BELLEMARE :

18 Alors, Alexandre Bellemare pour la Régie. D'abord,
19 merci pour cette présentation fort instructive. On
20 a eu le temps de s'en imprégner et ça fait en sorte
21 que la Régie a moins de questions que prévues.
22 Donc, tout d'abord, je ne projetterai pas à l'écran
23 les références, mais je vais vous les mentionner,
24 les références, pour mes questions, mais je vais
25 citer la preuve.

1 Je ne pense pas que les témoins auront
2 besoin de se référer plus en détail aux documents,
3 mais si jamais c'est le cas, n'hésitez pas de
4 m'interrompre. D'abord, toutes les pièces sont
5 publiques et sont au SDÉ et disponibles sur le site
6 Internet de la Régie pour les consulter « live ».

7 Q. **[10]** Donc, ma première question donc se réfère à la
8 pièce B-0009, à la page 33 ainsi qu'à la page 32.
9 Pour vous mettre en contexte, selon la norme, des
10 mobilisations thermiques ont permis d'établir que
11 la valeur maximale de soixante-quinze ampères
12 (75 A) par phase des courants géométriquement
13 induits, CGI, représente un seuil prudent au-
14 dessous duquel le risque de dépasser les
15 températures limites établies par les organismes
16 techniques est faible.

17 Les transformateurs sont exemptés de
18 l'étude de l'impact thermique de référence si les
19 valeurs de CGI efficaces sont inférieures à
20 soixante-quinze ampères (75 A) par phase d'après
21 une analyse de CGI du réseau. Et enfin, on nous
22 propose un schéma bloc du processus de l'évaluation
23 de vulnérabilité aux perturbations géomagnétiques.

24 Donc, suite à l'évaluation du seuil de
25 soixante-quinze ampères (75 A) pour un

1 transformateur, il est précisé que le Coordonnateur
2 de la planification peut effectuer des études de
3 sensibilité pour valider ses résultats. Il est
4 également prévu des critères d'évaluation et des
5 mesures d'atténuation potentielles autorisant une
6 rétroaction sur les études du Coordonnateur de la
7 planification.

8 Est-ce que ces critères et mesures
9 permettent de modifier le nombre de transformateurs
10 assujettis à la norme afin de refléter les
11 particularités du réseau de l'interconnexion du
12 Québec, s'il en est?

13 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

14 Moi, je pense que la question devrait premièrement
15 être répondue à tout le moins, dans un premier
16 temps, par monsieur Gibson.

17 Q. [11] Alors, si vous avez bien compris la question,
18 je vous prie d'y répondre. Si vous n'avez pas bien
19 compris, je vous invite également à nous
20 l'exprimer.

21 M. LOUIS GIBSON :

22 R. Juste pour préciser si j'ai bien compris la
23 question. Donc, il y a le seuil de soixante-quinze
24 ampères (75 A). Il y a l'évaluation thermique qu'on
25 peut en faire. Et la question, c'est : est-ce que

1 en faisant des études de sensibilité ou en
2 raffinant nos modèles, on pourrait être amené à
3 vouloir changer, changer des... les évaluations
4 thermiques qu'on en a fait. Est-ce que c'est bien
5 ça? Est-ce que c'est...

6 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

7 Q. **[12]** Oui. Bien, en fait, c'était le nombre de
8 transformateurs assujetti, on a parlé de vingt (20)
9 transformateurs.

10 R. Ça, c'est un ordre de grandeur. Oui.

11 Q. **[13]** On ne connaît pas actuellement le nombre exact
12 parce qu'il faut faire l'étude complète et donc...
13 Parce que tout... on a fait des études
14 préliminaires un peu séparées pour voir un peu
15 de... comprendre un peu ce que la norme impliquait.
16 On a cinq ans pour... ou soixante (60) mois pour
17 faire les études. Évidemment, ça implique, il y a
18 beaucoup... un peu de rétroaction là, c'est peut-
19 être ça à quoi vous voulez en venir.

20 On fait des études de modèle de sol, ça
21 nous donne des courants. On évalue les
22 transformateurs. On va peut-être évaluer, pour
23 certains d'entre eux là, le nombre exact va être à
24 déterminer et s'il y a des impacts, on va faire des
25 actions correctives qui peuvent changer le nombre

1 ou l'impact sur les transformateurs. Et après ça,
2 bien, il y a une rétroaction où on recommence. On
3 revalide que, si on fait ces actions-là, bien oui,
4 le nombre de transformateurs impactés peut
5 diminuer. Dans ce sens-là, c'est ça, que ce nombre-
6 là n'est pas fixe et il va évoluer et est fonction
7 des actions du plan d'actions correctives qu'on va
8 mettre en place et qu'on va valider avec un
9 deuxième tour de roue si on peut dire.

10 Q. **[14]** Donc, le nombre peut changer à plus qu'une
11 fois dépendamment des différentes rétroactions?

12 R. Tout à fait, oui.

13 Q. **[15]** Ma deuxième question, je vais vous référer au
14 schéma bloc ainsi qu'à la pièce B-0018 où on a les
15 exigences de la norme qui sont mises en application
16 avec les délais indiqués dans le tableau. Est-ce
17 que... Bien, d'abord, lors de la préparation de la
18 norme par la NERC, quel était l'effet anticipé de
19 l'exigence E3 et des mesures d'atténuation
20 potentielles sur les plans d'actions correctives?

21 R. L'exigence E3, donc, ça, c'est la... Juste être
22 sûr. C'est l'établissement, si je me souviens
23 bien... C'est ça. Donc de stabilité. Faisant
24 l'évaluation de la norme, on doit se doter, ce que
25 la norme dit, de critères de tension pour dire,

1 parce que c'est ce qu'on fait, c'est un
2 écoulement... je vais essayer de ne pas trop être
3 technique, mais un écoulement de puissance en
4 régime un peu... qu'on appelle en régime permanent.

5 Donc, on regarde, on applique le phénomène
6 de l'orage sur notre réseau et on regarde les
7 tensions un peu partout de notre réseau. Et, nous,
8 on a des critères. Il faut établir des critères de
9 sécurité. On sait qu'on ne peut pas, en tension,
10 descendre en deçà d'un certain seuil. Et si oui,
11 c'est problématique. Donc, on va évoluer. On va
12 faire notre plan d'actions correctives pour que, si
13 on voit des problèmes, on puisse ajouter de
14 l'équipement sur le réseau pour maintenir cette
15 tension. Donc, c'est quelque chose qui se fait en
16 parallèle un peu avec l'échauffement des
17 transformateurs.

18 Il y a une certaine dépendance parce que,
19 évidemment, si le transformateur s'échauffe, on
20 enlève de l'équipement, ça a un impact sur, après
21 ça, quand on refait cette vérification de tension
22 sur le réseau. Mais c'est un peu en parallèle. Puis
23 concernant la stabilité de tension, le réseau
24 d'Hydro-Québec quand même est assez bien... est
25 assez bien équipé pour, en général, pas juste pour

1 les orages géomagnétiques, pour répondre aux
2 événements normaux qui peuvent se produire sur le
3 réseau. C'est ça, pour prévenir les effondrements
4 de tension.

5 Donc, à ce niveau-là, quand on a fait nos
6 premières analyses, on ne considérait pas qu'il y
7 aurait des hausses problématiques par rapport à ça,
8 de gros investissements. Mais encore une fois, je
9 le répète, il faut faire un tour de roue complet,
10 bien asseoir toutes les parties prenantes jusqu'à
11 aller jusqu'aux manufacturiers aussi. C'est ça
12 qu'on veut essayer de dire. Puis que, après ça,
13 bien, on aura une vue complète et globale sur
14 l'ensemble de la norme.

15 M. BENOÎT DELOURME :

16 R. Autrement dit, si vous me permettez, en ce moment,
17 on a des événements sur le réseau, perte de ligne,
18 perte de deux lignes sur le réseau 735 qui met à
19 risque la stabilité du réseau. Puis, ça, c'est
20 indépendant des orages géomagnétiques. Et donc, ça,
21 ça fait partie en fait des éléments qu'on regarde
22 dans la TPL-001, la TPL du dimensionnement du
23 réseau de planification. Donc, cette TPL, qui est
24 complètement arrimée avec les critères du NPCC et
25 qui... le Directory-One, et arrimée également avec

1 le critère de fiabilité de dimension du réseau, ça,
2 ça nous demande d'avoir une certaine performance de
3 notre réseau.

4 Puis cette performance, on l'atteint
5 comment? Bien, on l'atteint en mettant de la
6 compensation série, des lignes, de la compensation
7 de shunt, des statistiques, par exemple. Puis ce
8 qu'on dit en fait, c'est que cet équipement-là qui
9 vise à rencontrer nos critères de la TPL-001, me
10 permet également d'avoir assez de mégavars, de
11 réactifs, pour rencontrer les problèmes engendrés
12 par les orages géomagnétiques. Vous comprenez.

13 C'est comme si parce qu'on avait prémuni
14 notre réseau contre un risque d'effondrement de
15 tension normal lié aux pertes de lignes, elle en
16 est capable de se prémunir aussi des effets des
17 orages géomagnétiques. Donc, pour nous, la
18 stabilité de tension, qui est spécifiquement
19 adressée dans la TPL-007, est en fait de facto
20 couverte par le fait qu'on a besoin de ces
21 éléments-là pour d'autres besoins qui sont eux, qui
22 sont décrits à haut niveau dans la TPL-001 et qui
23 sont intrinsèquement liés au dimensionnement de
24 notre réseau, vous comprenez.

25 Tous les investissements que le

1 Transporteur vient présenter à la Régie de
2 l'énergie pour la fiabilité du C-03, donc je pense
3 par exemple à la ligne Chamouchouane-Montréal ou
4 Micoua-Saguenay, bien ça ce sont des
5 investissements que le Transporteur avait besoin de
6 faire pour avoir la négociabilité adéquate pour son
7 réseau de transport. Et ça, bien ça vient aider
8 aussi, par effet de bord, à se prémunir contre les
9 effets d'orages géomagnétiques.

10 Q. **[16]** Merci. Est-ce que le Coordonnateur entrevoit
11 des difficultés à ce que les exigences E3, E4, E7
12 s'appliquent en même temps, soit soixante (60) mois
13 après l'adoption de la norme, dans une perspective
14 de, non seulement d'Hydro-Québec, là, mais des
15 autres entités aussi?

16 M. GIUSEPPE GIANUZZI :

17 R. Ça s'adressait au Coordonnateur de la fiabilité ou
18 de la Planification? Je pourrais répondre, là.

19 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

20 Q. **[17]** Je pense que c'était le Coordonnateur de la
21 fiabilité.

22 R. D'accord. En fait, on voit ici dans le but de
23 rétrécir l'écart avec les autres juridictions, avec
24 le Planificateur on lui a demandé si de réduire le
25 délai pour E7, de le mettre en même temps que E4,

1 E8 et E3 ça posait un problème, il semblait pas que
2 ça lui pose de problème, donc c'est la proposition
3 qui avait été faite, là, au niveau de la demande
4 elle-même.

5 Et au niveau des autres entités... c'est
6 ça, puis au niveau des autres entités, les autres
7 entités qui sont les GO, TO, elles sont impliquées
8 dans les études thermiques, donc eux, ils ont
9 toujours le deux ans qui était... qui est octroyé
10 au niveau de la NERC, là, pour la norme. Donc, ça
11 on n'a pas voulu changer ce deux ans-là, ce deux
12 ans-là est resté, on a joué sur les autres... les
13 autres exigences pour essayer de... de ramener le
14 délai le plus court possible. Mais on l'a gardé à
15 cinq ans et le Planificateur était à l'aise avec
16 un... un cycle de cinq ans.

17 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

18 Q. **[18]** Et le Coordonnateur maintenant, est-ce qu'on
19 peut avoir son avis sur le fait que... est-ce qu'il
20 pense qu'il y aurait des difficultés pour les
21 autres entités?

22 R. Bien ce qu'on... ceux qu'on a eus dans les
23 consultations publiques, il y a RTA qui nous a...
24 il nous a donné son impact au niveau de... des
25 études thermiques de ses transfo, si... s'il y

1 avait à dépasser soixante-quinze (75 A) ou quatre-
2 vingt-cinq ampères (85 A). Il faudrait demander au
3 Planificateur s'il y a des éléments de ce réseau-là
4 qui est prévu au-dessus de soixante-quinze (75).
5 L'information qu'on a, ce serait que non, mais
6 encore... encore aujourd'hui, les études n'ont pas
7 été toutes faites, donc dire aujourd'hui qu'il n'y
8 aura aucun transfo d'autres entités que HQT en tant
9 que TO de passé à soixante-quinze (75), ce serait
10 prématuré, mais c'est très possible. Je ne sais pas
11 si, Louis, tu peux... donner ton avis?

12 M. LOUIS GIBSON :

13 R. Oui, bien c'est... en ce qui nous concerne c'est
14 ça, c'est difficile, comme le dit Giuseppe, de
15 prévoir, mais est-ce qu'il y a un impact pour les
16 autres entités? Comme il l'a dit, les délais sont
17 les mêmes pour les transmissions... les
18 propriétaires de transformateurs et de génération.
19 TO et GO.

20 Nous, c'est ça, en termes de Planificateur,
21 on a déjà un peu... je reviens un peu aussi sur la
22 question précédente, c'est qu'on a quand même pris
23 de l'avance pour évaluer, commencer à faire des
24 études, donc on a commencé à modéliser notre
25 réseau. On était en attente parce que... à cause de

1 la TPL, la variante canadienne, la TPL-007-3, et
2 c'est pour ça qu'on... on est confiant qu'on peut
3 arriver dans les temps. Pour ce qui est des autres
4 entités, pour les autres je pense que ça va... ça
5 devrait aller normalement.

6 M. GIUSEPPE GIANUZZI :

7 R. Donc, en fait on a gardé les mêmes délais puis ils
8 vont être touchés pour... si des transfos leur
9 appartenant dépassent soixante-quinze ampères (75
10 A) ou quatre-vingt-cinq (85 A). Et à la fin, s'il y
11 a des éléments qui sont visés dans le « Correction
12 Plan », dans le Plan d'actions correctives. Mais
13 présentement, on... je crois que le Planificateur
14 avait... on n'a pas fait tout le plan, mais les
15 impacts seraient limités.

16 Q. **[19]** D'accord.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Bien, juste un instant, Maître Bellemare. Pour
19 compléter cette ligne de questions-là, est-ce que
20 vous ne pensez pas qu'il serait requis, pour les
21 entités autres que le Transporteur, d'avoir des
22 délais entre l'application des exigences E3, E4 et
23 E7, un peu plus longs que ceux du Transporteur?

24 R. Bien... on... Je peux répondre, en fait. Lorsque
25 E7... En fait E4 et E8 s'appliquent seulement qu'au

1 Planificateur, E3 également. Ensuite, c'est E7. E7,
2 c'est le Plan d'actions correctives. Dans le Plan
3 d'actions correctives, la variante régionale,
4 D.A.7.3., 1 et 2, ça indique que pour les
5 modifications qui sont non matérielles, donc, des
6 modifications aux procédures d'opération ou des...
7 - on pourrait sûrement inclure les changements de
8 réglages, potentiellement - le délai qui est
9 demandé est de deux ans ou selon les approbations
10 réglementaires requises pour ce qui est matériel.
11 Donc, des ajouts au niveau du réseau ou des
12 modifications significatives, le délai serait de
13 quatre ans ou selon le délai d'approbation
14 réglementaire.

15 Donc, les entités qui seraient visées,
16 autres que le Transporteur, auraient deux ans ou
17 quatre ans pour réaliser les travaux, à moins
18 qu'une autorisation réglementaire soit requise.
19 Puis, ça, c'est la même chose pour toute l'Amérique
20 du Nord. Tout le monde est sous ce même calendrier-
21 là.

22 LA PRÉSIDENTE :

23 Merci.

24 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

25 Juste un moment, s'il vous plaît.

1 Q. [20] Donc, pour ma prochaine question, qui va
2 porter, entre autres, sur le NERC Report on mille
3 neuf cent quatre-vingt-neuf (1989), Hydro-Quebec
4 blackout. La note de bas de page numéro 1 de la
5 pièce B-0014 fait référence à un rapport de la NERC
6 qui énumère des améliorations apportées au réseau
7 de transport d'Hydro-Québec, suite à la panne de
8 quatre-vingt-neuf (1989). Le rapport conclut :

9 Remedial action was taken immediately
10 to increase the reliability of the
11 static compensators and two task
12 forces were setup to make
13 recommendations for the short as well
14 as the long term. Indeed, some of this
15 recommendations have already been
16 implanted guide lines for geomagnetic
17 disturbance. Operating procedures have
18 been develop and an automatic
19 operating system has been deviced.

20 Ensuite, à la pièce B-0022, le Coordonnateur
21 mentionne :

22 Le Coordonnateur souligne que le
23 Québec est potentiellement une des
24 régions les plus vulnérables en
25 Amérique du Nord, tel que mentionné

1 dans la présentation de la Demande. Le
2 Coordonnateur rappelle également qu'un
3 orage géomagnétique a été la cause
4 d'une panne généralisée au Québec en
5 1989. Conséquemment, le Coordonnateur
6 est d'avis qu'une telle suspension
7 seraient très préjudiciable à la
8 fiabilité de l'Interconnexion du
9 Québec.

10 Donc, suspension de l'exigence E7 s'entend dans le
11 contexte. Et, donc, la question, c'est : suite aux
12 modifications qui ont été apportées au réseau
13 d'Hydro-Québec depuis la panne de mille neuf cent
14 quatre-vingt-neuf (1989) et suite aux échanges avec
15 les autres entités lors du processus de réalisation
16 de la norme, peut-on présumer que le réseau
17 d'Hydro-Québec est aussi robuste et fiable que les
18 autres réseaux en Amérique du Nord, face aux
19 perturbations géomagnétiques? Et dans la négative,
20 veuillez expliquer pourquoi aucune mesure de
21 mitigation n'a été mise en place pour pallier ce
22 manque de fiabilité?

23 M. BENOÎT DELOURME :

24 Tu le prends, Louis? Ou je le prends?

25

1 M. LOUIS GIBSON :

2 Oui. Bien, je peux commencer, tu compléteras. Oui,
3 comme on l'a mentionné dans la présentation, on a
4 quand même, depuis mille neuf cent quatre-vingt-
5 neuf (1989) fait beaucoup d'actions sur le réseau.
6 Donc, c'est quelque chose qu'à Hydro-Québec on a
7 continué, même après la panne, à se préoccuper.

8 Et c'est sûr qu'évidemment, comme c'est
9 nous, quand on a eu la panne, c'est qu'on est situé
10 au Nord avec des longues lignes. C'est sûr qu'on
11 est plus propice à l'orage. En terme de fiabilité,
12 les autres entités qui sont plus au Sud, sont moins
13 impactées. Donc, c'est sûr.

14 Et, maintenant, on a quand même fait des
15 actions, on a quand même mis beaucoup de... comme
16 il est mentionné, comme vous l'avez mentionné dans
17 les preuves, qu'on a mis des systèmes de mesure, en
18 parallèle, on a mis des normes d'exploitation,
19 donc, on a bien couvert l'événement et on est
20 confiant que, en ce moment, on supporte très bien
21 les orages géomagnétiques futurs.

22 Maintenant, il y avait un aspect, peut-
23 être, qui était à ajouter, c'est le niveau
24 planification. Donc, et c'est ce que la TPL vient
25 faire. C'est d'intégrer dans nos dimensionnements

1 puis nos procédures actuelles et futures, des
2 concepts pour un peu standardiser les orages
3 géomagnétiques et les façons de faire, justement,
4 pour évaluer en planification les orages
5 géomagnétiques.

6 Donc, c'est à ce niveau-là, c'est là que la
7 TPL vient prendre une niche et ça ne veut pas dire
8 qu'en opération ou pour les orages géomagnétiques,
9 il n'y a pas de procédures qui ne sont pas
10 adéquates pour, en ce moment, la fiabilité du
11 réseau et bon, il y a peut-être des zones grises
12 qu'il va falloir explorer et que la TPL-007 va
13 peut-être plus expliciter, mais on est confiant
14 qu'en exploitation, en ce moment, le réseau est de
15 beaucoup plus fort en mil neuf cent quatre-vingt-
16 neuf (1989), pour supporter des orages
17 géomagnétiques.

18 M. BENOIT DELOURME :

19 R. Si vous me permettez, là, Benoit Delourme, je pense
20 que le mot clé que Louis vient de citer, c'est
21 « expliciter », hein, c'est des choses
22 qu'implicitement, on faisait, on avait cette notion
23 d'être prémuni contre les orages géomagnétiques,
24 parce qu'on avait posé des actions qui, comme
25 l'expliquait au début Louis, faisait en sorte qu'on

1 était moins prône à subir des dommages liés aux
2 orages géomagnétiques.

3 Donc, l'exemple le plus simple, c'est peut-
4 être nos longues lignes qu'on va équiper de
5 compensation série. Donc, la longue ligne
6 géographique, eh bien, avec une compensation série
7 au milieu, ne devient plus une longue ligne
8 électrique, grâce à la compensation série.

9 Donc, on avait ce sentiment, en tant
10 qu'ingénieur, que grâce à ces actions-là, eh bien,
11 nos longues lignes n'étaient plus, finalement, des
12 longues lignes. Donc, c'étaient des effets qui
13 étaient positifs pour se prémunir contre les orages
14 géomagnétiques.

15 Les leçons apprises lors de mil neuf cent
16 quatre-vingt-neuf (1989) sur les protections, et
17 bien faire attention à choisir les bons seuils et à
18 regarder les bons courants pour que nos
19 compensations shunt continuent de travailler malgré
20 les saturations associées aux orages
21 géomagnétiques, ça, ça a été des leçons apprises,
22 qu'on a déjà incluses dans nos façons de faire,
23 donc, on a déjà mis des nouvelles protections, on a
24 déjà fait ce qu'il fallait pour se prémunir.

25 Donc, quelque part, on avait ce sentiment

1 qu'à la fois, en termes de quantités de mégavars
2 disponibles, longues lignes qu'on a coupées,
3 protection qui ont été toutes révisées, eh bien, on
4 avait une capacité, une résilience par rapport aux
5 erreurs géomagnétiques qu'on avait injectées dans
6 notre réseau et en tant que transporteur, on
7 considérait que le niveau de risque était
8 satisfaisant.

9 Là, maintenant, la NERC qui, dans son
10 esprit très, je dirais d'aide aux utilités et qui
11 cherche aussi à définir des bright lines, là, les
12 lignes claires qui permettent aux utilités de mieux
13 travailler, elle a défini un seuil de soixante-
14 quinze ampères (75 A). On se rappelle qu'elle a
15 essayé de définir cent (100) kVA et plus pour ce
16 qui est de l'élément bulk, mais donc, dans son idée
17 de faire des bright lines et d'aider les utilités à
18 réfléchir, elle a défini un seuil de soixante-
19 quinze ampères (75 A) pour réfléchir sur
20 l'échauffement de ces transformateurs.

21 Et il est vrai que nous, cet aspect-là, eh
22 bien, ce n'était pas quelque chose qu'on avait
23 explicitement mis dans nos requis. Hein, donc, on
24 va dimensionner un transformateur pour un paquet de
25 paramètres et comme je vous le disais, la plupart

1 du temps, bien ces paramètres vont être chapeau,
2 c'est-à-dire qu'on va les dimensionner pour des
3 problématiques de courant de court-circuit, des
4 choses comme ça qui vont faire qu'en fait,
5 intrinsèquement, le transformateur, il va être
6 assez robuste et qu'il va sans doute pouvoir
7 prendre ces courants induits géomagnétiquement.
8 Bon. Mais on n'a jamais regardé exactement comment
9 ça se passait.

10 Donc, ce qu'on fait avec cette norme-là,
11 c'est qu'on explicite ce qu'on doit regarder et
12 nous, on va faire une étude précise et on va
13 vraiment quantifier cet échauffement, quantifier de
14 combien le courant va être, combien il va se
15 comparer avec les transformateurs comme le
16 manufacturier va nous dire et on va se faire une
17 idée claire de à quel endroit on se trouve.

18 Donc, si je résume, qu'est-ce qu'on a
19 essayé de faire? On n'est pas très très convaincu
20 de la manière dont on a établi les courants
21 induits. Pour ça, on avait des problèmes de
22 qualification du sol, par exemple, la résistivité
23 du sol qui est un élément super important dans
24 notre modèle mathématique, il y avait des
25 incertitudes là-dessus.

1 Donc, on va faire des campagnes pour
2 essayer de bien qualifier et là, je bouge mes
3 mains, vous ne le voyez pas, là. En général, si
4 j'étais en audience, j'aurais un petit peu plus
5 d'emphase dans mes propos, donc on va qualifier ces
6 sols pour avoir un meilleur modèle mathématique.
7 Grâce à ce meilleur modèle mathématique, on va
8 mieux calculer le courant induit dans les
9 transformateurs.

10 Une fois qu'on aura ce bon courant induit
11 dans les transformateurs, on va aller voir pour les
12 transformateurs pour lesquels on a des doutes, on
13 va dire soixante-quinze ampères (75 A) et plus, on
14 va aller parler avec le manufacturier pour lui
15 dire, « by the way », moi, je vois un courant de
16 tant dans ton transformateur. Est-ce que ton
17 transformateur est capable de le prendre, oui ou
18 non? La réponse ce sera, oui ou non, on va le voir.
19 Et puis on va travailler avec le manufacturier.
20 Parce que le manufacturier, c'est lui qui connaît
21 sa machine.

22 Et puis il faut être clair, on est dans du
23 détail très précis de courant DC induit dans un
24 transformateur. Ce n'est pas des choses qui sont
25 couramment regardées. Mais, par contre, le

1 TPL-007-3 rentre en vigueur dans son entièreté. Le
2 Planificateur va faire ses études, va expliciter ce
3 qu'il faisait déjà, va le démontrer dans une étude.
4 Et, par la suite, on pense, en tout cas c'est
5 l'opinion, présentement, c'est que les impacts
6 devraient être non significatifs. Mais ça se peut,
7 ça se peut qu'en faisant l'étude, on se rend compte
8 que, oh, on n'avait pas pensé à ça. Mais je pense
9 que la norme doit devenir obligatoire. Le
10 Planificateur va faire sa... va expliciter ce qu'il
11 fait. Et on va pouvoir démontrer à tous, O.K.,
12 incluant nos voisins, que notre réseau est fiable
13 au niveau des perturbations géomagnétiques. Merci.

14 Q. **[21]** Depuis, est-ce que le réseau d'Hydro-Québec a
15 subi d'autres perturbations géomagnétiques d'une
16 amplitude et d'une durée comparable à l'événement
17 de quatre-vingt-neuf (89)? Et si oui, quelles ont
18 été les performances du réseau lors de cet
19 événement-là?

20 M. LOUIS GIBSON :

21 R. Bon. Depuis mil neuf cent quatre-vingt-neuf (1989),
22 il y a eu d'autres perturbations d'amplitude...
23 c'est difficile à comparer, qui s'avèrent moins
24 sévères. Il y en a eu d'autres qui ont donné des...
25 peut-être un petit peu moins sévères, mais qui ont

1 quand même donné des taux de distorsion sur le
2 réseau. C'est une façon qu'on a de mesurer. Et,
3 entre autres, pour les compensateurs qui avaient
4 été mal... dont les protections avaient agi en mil
5 neuf cent quatre-vingt-neuf (1989), on a vu aucun
6 problème. Donc, à ce niveau-là, c'est très
7 encourageant. Donc, on a vu des perturbations qui
8 sont importantes, peut-être pas de l'ordre de mil
9 neuf cent quatre-vingt-neuf (1989). Évidemment,
10 c'est difficile à quantifier. Mais c'est ça. Il n'y
11 a pas eu d'autres événements, pas eu de perte, pas
12 eu d'échauffement, majeurs sur le réseau depuis ce
13 moment.

14 Q. **[22]** D'accord. On a mentionné qu'Hydro-Québec a
15 participé au développement de la NERC pour la
16 version canadienne à cause des spécificités
17 canadiennes. Et j'aimerais savoir s'il y a un
18 travail qui a été fait par rapport aux spécificités
19 réglementaires canadiennes dans le sens où, bon, au
20 Canada, il y a plus ou moins de FERC, et les
21 juridictions sont provinciales. Est-ce que j'ai
22 bien compris qu'il y avait un travail qui avait été
23 fait pour faciliter l'adoption réglementaire de la
24 norme par les différentes régies d'énergie, si je
25 peux m'exprimer ainsi?

1 M. GIUSEPPE GIANUZZI :

2 R. Je pourrais répondre. En fait, quand la norme
3 TPL-007-2 a été approuvée au niveau de la NERC, il
4 y avait déjà... il y avait des enjeux qui avaient
5 été soulevés, de ce que je comprends, au niveau du
6 comité. Par contre, ces enjeux-là n'avaient pas été
7 retenus. Il faut s'entendre, là, que quand la norme
8 est développée, les normes sont envoyées pour
9 commentaire et ça fonctionne... ça ne fonctionne
10 pas par unanimité, là, donc c'est... les gens
11 commandent sur la norme puis le point de vue
12 canadien n'avait pas été retenu. Et l'IESO et Hydro
13 One ont fait une demande à l'OEB de s'assurer de ne
14 pas mettre en application la TPL-007-2. En Ontario,
15 de la façon que ça fonctionne c'est que la norme
16 entre en vigueur et je ne suis pas certain si c'est
17 quatre-vingt-dix (90) jours ou cent vingt (120)
18 jours après l'adoption par les États-Unis, la norme
19 entre vigueur en Ontario. Mais pour la TPL-007-2,
20 il y a eu une demande spécifique pour dire : non,
21 ne faites pas ça parce qu'il y a des enjeux
22 réglementaires et techniques au niveau de la TPL-
23 007-2. Donc, l'IESO et Hydro One ont fait une
24 demande à l'OEB, qui a suspendu la mise en
25 application de la norme.

1 En parallèle, il y a eu les contacts entre
2 l'OEB et la NERC et ce que notre représentant au
3 niveau du Coordonnateur nous indique c'est qu'il y
4 avait... il y avait plusieurs personnes très haut
5 placées au niveau des normes à la NERC qui ont
6 participé aux réunions de démarrage de la TPL-007-
7 3. Malgré le fait que c'était vraiment juste pour
8 une variante canadienne, ils voulaient s'assurer
9 que le processus était bien fait. Et... ça fait que
10 donc l'objectif de la TPL-007-3, avec sa version
11 canadienne, était de respecter les enjeux
12 réglementaires canadiens parce que la Régie n'a pas
13 le... on n'est pas les seuls. L'OEB en Ontario et
14 le Nouveau-Brunswick et les autres juridictions
15 fonctionnent similaire à la nôtre.

16 Donc, c'est pour ça que dans l'exigence
17 007... de 007-3, dans la variante canadienne, les
18 délais d'approbation réglementaire ci-requis sont à
19 inclure. Donc, le deux ans et le quatre ans
20 spécifiés dans la norme américaine peut... peut
21 être modifié s'il y a une problématique au niveau
22 des enjeux d'approbation de projet.

23 Q. **[23]** Donc, on prend en considération les délais
24 réglementaires. Je veux juste essayer de comprendre
25 puis de mettre en perspective parce qu'on nous a

1 aussi parlé plus tôt, je crois, d'un retard de
2 vingt-quatre (24) mois.

3 R. C'est ça. En fait, on voit aux États-Unis et en
4 Ontario, la norme va être complètement en vigueur.
5 Donc, l'exigence E7, là, sa mise en vigueur c'est
6 le premier (1er) janvier vingt-vingt-quatre (2024).
7 Au Nouveau-Brunswick, c'est le premier (1er)
8 juillet vingt-vingt-quatre (20-24). Donc, eux, au
9 1er) janvier vingt-vingt-quatre (2024), premier
10 (1er) juillet vingt-vingt-quatre (2024), leur plan
11 d'actions correctives va être déposé. Donc, ils
12 vont avoir deux ans pour faire les corrections qui
13 sont non matérielles et quatre ans pour toutes les
14 corrections qui sont matérielles. Donc, c'est...le
15 vingt-quatre (24) mois de délai c'est... c'est sur
16 cette finalité-là qu'on voulait préciser. Et donc,
17 nous, en mettant E7... ça, c'est en mettant E7, là,
18 concurremment avec E4, E8 et E3. Est-ce que ça
19 répond bien?

20 Q. **[24]** Oui, ça répond, mais je... j'imagine que
21 les... pardonnez-moi l'expression anglaise, mais
22 les dossiers ont été « filés » dans les... les
23 différents corps juridictionnels avant le mois de
24 mai de cette année.

25 R. Bien en fait, il faut... il faut mettre en

1 perspective dans les autres juridictions, bien aux
2 États-Unis la TPL-007-1 était en vigueur.

3 Q. **[25]** O.K.

4 R. La TPL-007-2 a été... a été mise en pause en
5 Ontario. Par contre, eux, aussitôt que la norme est
6 rentrée en vigueur aux États-Unis, la norme est
7 venue en vigueur. Ça fait que chez eux, ça a été...
8 c'était le premier (1er) juillet... est-ce que
9 c'est vingt-dix-neuf (2019)? Il faudrait que
10 j'aille revoir la pièce, là. Mais, t'sais, on est à
11 peu près un an plus tard que... qu'eux, là,
12 environ.

13 Q. **[26]** D'accord.

14 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

15 Si je peux me permettre un petit élément juste de
16 clarification peut-être plus juridique à ce moment-
17 ci. Le retard de vingt-quatre (24) mois, évidemment
18 c'est... le Coordonnateur, lui, n'impute pas de
19 faute à qui que ce soit, là, dans ce dossier-là.
20 Dans la preuve, on explique bien que le
21 Coordonnateur n'a pas déposé la version 2 de la
22 norme TPL puisqu'il y avait des travaux en cours
23 justement au niveau de... de la préparation d'une
24 version 3, qui tenait compte des spécificités du
25 Canada et du Québec. Donc, il aurait été

1 inapproprié pour le Coordonnateur de déposer la
2 version 2 et on a donc attendu la version 3. Et
3 lorsque la version 3 est devenue disponible, le
4 dépôt s'est fait rapidement. Je pense que c'est,
5 un.

6 Deuxièmement, bien, le constat du vingt-
7 quatre (24) mois, bien, la position du
8 Coordonnateur est de tenter de le réduire par le
9 devancement de l'entrée en vigueur de l'exigence
10 E7, de ne pas prendre un douze (12) mois de plus,
11 mais de le mettre en même temps que les autres
12 exigences.

13 Q. [27] D'accord.

14 M. GIUSEPPE GIANUZZI :

15 R. Puis de notre côté, il faut traduire la norme.
16 C'est Giuseppe, excusez-moi. Il faut traduire la
17 norme. Donc, elle est quand même assez volumineuse,
18 ce qui demande un temps en surplus des autres
19 juridictions qui adoptent la norme telle qu'elle
20 dans leur version anglaise.

21 Q. [28] Le Coordonnateur mentionne qu'il ne connaît
22 pas les impacts des coûts associés à l'exigence E7
23 dans son entièreté car les plans d'action
24 corrective ne sont pas disponibles.

25 Cependant, le Coordonnateur mentionne la

1 possibilité que des projets de plus de soixante-
2 cinq millions (65 M\$), selon l'article 73 de la
3 Loi, pourraient découler des plans d'action
4 corrective et exigeraient des approbations
5 réglementaires de la Régie.

6 Êtes-vous en mesure de commenter sur la
7 nature de la probabilité d'occurrence d'un projet
8 de plus de soixante-cinq millions (65 M\$), à ce
9 stade-ci?

10 M. BENOÎT DELOURME :

11 R. Je vais la prendre, Louis, si tu veux bien.

12 M. LOUIS GIBSON :

13 Oui, O.K.

14 M. BENOÎT DELOURME :

15 R. Euh... ce n'est pas évident répondre comme
16 question, dans la mesure... Alors, comme je vous
17 l'indiquais tout à l'heure, on a encore beaucoup de
18 travail devant nous. Et on n'a pas fini, on calcule
19 le courant. On n'a pas encore eu de discussions
20 avec les manufacturiers.

21 Donc, on n'est même pas capable de savoir,
22 de nos vingt (20) transformateurs qui sont
23 potentiellement à risque, lesquels sont
24 effectivement à risque. Et, après ça, la question
25 qui va se poser, c'est : Est-ce que je suis capable

1 de prendre des schémas d'exploitation ou des
2 actions préventives pour essayer de les protéger?
3 Et après, si je n'en ai pas, est-ce que je vais
4 devoir mettre de l'argent dessus?

5 Aujourd'hui, j'aurais tendance à vous dire,
6 comme ça : J'espère que ça va être moins que
7 soixante-cinq (65 M\$) parce que j'ai déjà mis
8 énormément d'argent sur ce réseau là, pour me
9 prémunir contre un paquet d'affaires. La FRT
10 notamment, la compensation série.

11 Donc, intimement, dans le fond de moi-même,
12 en tant que Transporteur, j'espère bien que ça va
13 nous coûter moins que soixante-cinq (65 M\$) parce
14 que j'ai essayé de me prémunir contre un risque aux
15 meilleurs coûts. Et, aujourd'hui, l'équilibre qui
16 était proposé par la TPL, c'était la version 3. En
17 tant qu'ingénieurs et Transporteur, on trouvait que
18 c'était une bonne façon d'écrire le risque et une
19 bonne façon de s'en prémunir.

20 Donc, aujourd'hui, j'espère que ça ne va
21 pas nous coûter trop cher. Parce que si ça nous
22 coûte trop cher, ça veut dire qu'on est peut-être,
23 en train de se sur-couvrir, c'est ça qu'on pense
24 là. Donc, le pif d'ingénieur là, c'est que j'espère
25 bien qu'on va passer en dessous de soixante-cinq

1 (65 M\$) et j'espère bien que ça va être très proche
2 de zéro.

3 Maintenant, je n'ai pas fini mes études,
4 mais ce que je vise, en tant qu'ingénieur, c'est de
5 le minimiser, ce coût. Donc, je n'ai pas tout à
6 fait répondu à votre question là, mais je vous
7 donne l'état d'esprit dans lequel on travaille.

8 Q. [29] Oui, absolument. Je ne sais pas si Monsieur
9 Gibson voulait rajouter de quoi, son micro est
10 ouvert?

11 M. LOUIS GIBSON :

12 R. Non. Bien, je suis d'accord avec ce que monsieur
13 Delourme a dit là. C'est un peu prématuré d'y
14 aller, un peu, aux probabilités, je dirais là.
15 Donc, c'est ça. La norme, la TPL, nous donne quand
16 même là des options de la variance canadienne
17 d'utiliser des spécificités canadiennes qui nous
18 encouragent. Mais, encore une fois, on ne donnera
19 pas là, à ce moment-ci, de chiffres précis.

20 M. BENOÎT DELOURME :

21 R. Je rappelle, quand même, puis Wahiba, je te vois...

22 Mme WAHIBA SALHI :

23 R. Oui, O.K., j'ai ouvert mon micro.

24 M. BENOÎT DELOURME :

25 Vas-y.

1 Mme WAHIBA SALHI :

2 R. J'ai ouvert mon micro. En fait, la question qui se
3 pose, ici, c'est que le cadre réglementaire du
4 Transporteur, quand sera arrivé le moment d'aller
5 soumettre des demandes d'autorisation à la Régie en
6 vertu de 73, ça peut être des projets de soixante-
7 cinq millions (65 M\$). Ça peut être des projets
8 inférieurs à soixante-cinq millions (65 M\$).

9 Donc, dans tous les cas, le Transporteur va
10 se soumettre à l'exercice habituel de demande
11 d'autorisation à la Régie. Que ça soit à travers le
12 véhicule des projets de soixante-cinq millions
13 (65 M\$) ou à travers le véhicule des demandes
14 d'investissements de moins de soixante-cinq
15 millions (65 M\$), la Régie a à se prononcer sur ces
16 investissements-là dans les deux cadres possibles.

17 Q. **[30]** D'accord.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 Q. **[31]** Juste un instant, monsieur Bellemare. Parce
20 que, là, j'ai compris, aujourd'hui, avec les
21 présentations que vous nous avez faites, on
22 comprend que, en fait, la fourchette possible,
23 c'est que vous souhaitez, puis je comprends que
24 vous pensez que ça se pourrait mais c'est loin
25 d'être certain, parce qu'il y a beaucoup d'études

1 encore à faire, que l'impact sur les coûts soit
2 très faible, hein, j'ai entendu très peu d'impact,
3 mais d'un autre côté, bon avec l'ensemble des
4 analyses, consultations auprès du manufacturier,
5 vous n'êtes pas vraiment en mesure de savoir à quel
6 endroit vous allez atterrir.

7 Et donc, ça pourrait aller au-delà, si je
8 comprends bien, de soixante-cinq millions (65M).
9 Donc, on voit ici que l'impact, la fourchette,
10 hein, si on aurait... on ne peut pas avoir un
11 chiffre précis, mais la fourchette des estimations,
12 là, peut être très, très, très large, si je
13 comprends bien, là. Ça pourrait être très faible à
14 très, très épais. Au-delà de soixante-cinq millions
15 (65M). Est-ce que ma compréhension est bonne?

16 M. BENOIT DELOURME :

17 R. Malheureusement oui. Mais mettons que si on mettait
18 une courbe de Gauss par-dessus ça, il y a quand
19 même peu de chances que ce n'est pas soixante-cinq
20 (65), c'est ça qu'on vous dit. La probabilité,
21 comme vous nous la posiez, là, je serais surpris
22 qu'on dépasse de beaucoup. Donc, on n'ira pas à un
23 milliard (1G), c'est sûr que non. Maintenant, est-
24 ce qu'on ira à zéro, sans doute que non, non plus.
25 Et on espère... on espère être le plus précis

1 possible, mais aujourd'hui, comme on vous le
2 disait, là, on a vingt (20) transformateurs.

3 Pourquoi on a de l'incertitude dans ce
4 qu'on fait, là? Peut-être que c'est ça qu'on n'a
5 pas bien exprimé, là. C'est que, comment vous dire?
6 On est très fort en modélisation mathématique de
7 notre réseau. Vous comprenez bien qu'aujourd'hui,
8 un réseau de transport, là, si je veux savoir
9 comment il va se comporter à la prochaine pointe
10 hivernale et puis est-ce qu'il va pouvoir subir la
11 perte d'une ligne ou de deux lignes? Je ne peux pas
12 tester ça en pleine guerre puis d'enlever deux
13 lignes puis de voir ce qui va se passer. On
14 s'entend, là-dessus?

15 Donc, la seule façon qu'on a de travailler,
16 puis, ça, c'est la même chose dans toutes les
17 compagnies de notre industrie, on va faire un
18 modèle mathématique qui va être le plus proche
19 possible de la réalité. Puis sur ce modèle
20 mathématique eh bien, on va imaginer qu'on aurait
21 une situation hivernale de l'hiver prochain ou de
22 l'été prochain, et cetera.

23 Il faudrait faire les calculs puis on va
24 voir comment ça se passe. Et je vous dirais
25 qu'aujourd'hui, on est très à l'aise pour faire des

1 calculs sur le courant alternatif, la stabilité de
2 tension, la dynamique des machines, tout ça, c'est
3 des choses qui sont très connues, très bien
4 encadrées et avec lesquelles on est capable de
5 prendre d'excellentes décisions.

6 On a confiance dans notre modèle
7 mathématique, on en connaît les limites et on est
8 capable de définir à partir de quel moment on doit
9 mettre de l'argent sur le réseau puis je vous
10 dirais que c'est grâce à ça que la plupart des
11 projets qu'on vient vous présenter en tant que
12 transporteur, sont justifiés.

13 Donc, là, là-dessus, très grand degré de
14 confiance.

15 Là, on a un petit problème, là, c'est que,
16 là, aujourd'hui, l'orage géomagnétique, eh bien,
17 c'est un phénomène physique qu'on peut expliquer,
18 qu'on a un petit peu de difficulté à modéliser. On
19 ne va pas se le cacher, là, on a des difficultés à
20 modéliser. Pourquoi on a des difficultés à
21 modéliser? Parce que, eh bien, un il est un peu
22 contre-intuitif, ce phénomène. Deux, il demande de
23 la donnée qu'on n'a pas. Il demande de la donnée
24 qu'on n'a pas l'habitude d'avoir. Donc, il faut
25 qu'on aille chercher de l'information

1 qu'habituellement on néglige. Habituellement, là,
2 la résistivité des sols, là, ballpark, quand je
3 m'en sers pour faire mes calculs, ça me suffit, je
4 suis capable de prendre les bonnes décisions.

5 Et, là, malheureusement, pour prendre des
6 décisions sur les orages géomagnétiques, j'ai
7 besoin d'une précision, donc, de la donnée
8 qu'habituellement, je néglige. Donc,
9 qu'habituellement, je ne néglige pas, mais que je
10 peux majorer sans trop de difficulté, puis, là, ce
11 n'est plus vrai.

12 Donc, si vous voulez, on va explorer des
13 pans de modélisation qu'aujourd'hui, on n'avait pas
14 l'habitude de travailler avec. Donc, là, il faut...
15 c'est là où il faut garder un petit peu de retenue
16 par rapport à l'aspect tranchant de ma décision.

17 Si j'étais dans mon ballpark habituel,
18 j'aurais pu facilement vous répondre. Aujourd'hui,
19 là, je suis dans un domaine de modélisation qui est
20 étendu par rapport à ce que je fais d'habitude.
21 Donc, j'ai un degré d'incertitude par rapport à ce
22 modèle mathématique et c'est ça qui se reflète dans
23 mon discours, si vous voulez. Je n'ai pas le choix
24 que de refléter cette incertitude dans ma façon de
25 m'adresser à vous aujourd'hui, parce que si j'étais

1 tranchant puis que je me trompais, parce que
2 malheureusement, je me suis planté dans mon modèle
3 mathématique.

4 Puis je reviens vous voir dans trois ans :
5 écoutez, Madame Durand, je suis vraiment navré, je
6 me suis complètement planté, ce n'est pas comme ça
7 que ça se passe. Puis finalement, j'en ai pour cent
8 millions de dollars (100M \$), je me sentirais mal
9 aujourd'hui de pouvoir me prononcer comme ça.

10 Donc, cette incertitude dans mon modèle
11 mathématique qui est à la base de ma décision
12 d'ingénieur. Je n'ai pas le choix que de vous la
13 transmettre aujourd'hui.

14 Par contre, ce que j'essaie de vous dire,
15 c'est que je suis très rigoureux puis que je mets
16 en oeuvre tout ce qu'il faut pour avoir les
17 meilleures données possible, je travaille avec
18 NRCAN, je travaille avec mes voisins, pour essayer
19 d'avoir une bonne modélisation de mon bouclier
20 canadien. Donc, je mets tout en oeuvre pour essayer
21 de bien comprendre ce phénomène. Je vais faire
22 appel aux expertises des manufacturiers.

23 Et ça, dans l'objectif de vraiment
24 restreindre, restreindre, restreindre cet entonnoir
25 d'incertitudes et d'arriver avec une vraiment bonne

1 décision. C'est pour ça que j'ai besoin de temps et
2 c'est pour ça qu'aujourd'hui, malheureusement, j'ai
3 du mal à me prononcer avec certitude sur le
4 montant.

5 Je ne sais pas si ça aide un petit peu à
6 comprendre pourquoi j'ai une incertitude
7 aujourd'hui.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Q. **[32]** Oui. Merci, c'est très clair.

10 M. GIUSEPPE GIANUZZI :

11 R. Giuseppe, je pourrais peut-être compléter. En fait,
12 on voit, la norme a été développée par l'industrie,
13 a été approuvée par l'industrie aussi là avant
14 d'être proposée par la NERC. Donc, les entités ont
15 perçu que, la façon que la norme était écrite,
16 l'impact potentiel sur eux devait être limité. Il
17 n'y a aucune entité qui aurait accepté la norme
18 s'ils croyaient que mettre en application la norme
19 aurait eu des impacts non justifiés puis qui
20 n'étaient pas pertinents avec la fiabilité du
21 réseau.

22 O.K. Donc, il faut s'entendre là. Les
23 investissements sont limités, le temps des
24 personnes est limité. Il faut mettre de l'argent où
25 est-ce que c'est le plus rentable possible au

1 niveau de plein de facteurs incluant la fiabilité.
2 Donc, la norme a été développée comme ça.

3 La variante canadienne nous permet d'être
4 vraiment spécifique sur notre territoire. Ce que
5 monsieur Delourme me présentait, donc son équipe
6 travaille avec Ressources naturelles Canada pour
7 bien modéliser les sols, pour bien modéliser
8 différents paramètres du réseaux pour justement
9 réduire l'impact au minimum, en fait, à ce qui est
10 essentiel à la fiabilité du réseau.

11 Si dans cinq ans on nous revient puis on
12 dit « voici, on a un coût énorme à mettre sur le
13 réseau pour répondre à la norme » bien il y a deux
14 raisons : soit qu'il y a vraiment des enjeux au
15 niveau du réseau, donc le réseau ne serait pas
16 fiable. À ce moment-là, il faudrait prendre action
17 puis déterminer, bon, comment qu'on se rend à notre
18 réseau fiable.

19 L'autre possibilité, c'est que la norme
20 n'est pas adaptée, donc qu'elle ne serait pas
21 pertinente au Québec. Donc, à ce moment-là, le
22 Planificateur pourrait revenir au Coordonnateur
23 pour qu'on puisse faire des demandes à la NERC,
24 faire des demandes à la Régie pour « bon bien,
25 regardez, il y a un problème avec la norme. Comment

1 on peut le régler? »

2 Donc, on pense que le processus est bien
3 ficelé. C'est correct et on ne reviendra pas à la
4 Régie avec un coût astronomique sans avoir fait ses
5 devoirs puis sans être conscient et certain que les
6 investissements qui sont demandés sont pertinents à
7 l'interconnexion du Québec et vont améliorer la
8 fiabilité du réseau.

9 Q. **[33]** Juste une petite précision. Est-ce que j'ai
10 bien compris dans ce que vous venez de dire, qu'il
11 pourrait arriver que, par exemple, le coûts soient
12 élevés parce que la norme n'aurait pas été bien
13 définie en fonction des spécificités du Québec? Là
14 j'ai de la misère à...

15 R. Oui. C'est...

16 Q. **[34]** Oui?

17 R. Bien, en fait, comme pour toutes les normes. Toutes
18 les normes, quand elles sont développées, on essaie
19 de voir les impacts. Par contre, au moment de sa
20 mise en application, si une entité arrive et dit
21 « regardez là, je suis en train de mettre en
22 application la norme de la façon qu'elle est écrite
23 et j'ai des enjeux. » O.K. Bien, est-ce que c'est
24 un problème de norme ou est-ce que c'est vraiment
25 un enjeu? C'est des choses qui pourraient être

1 regardées. La NERC a un processus qu'il appelle
2 « Standard Authorization Request ».

3 Donc, lorsque des entités voient des enjeux
4 au niveau d'une norme, ils font une demande à la
5 NERC pour faire des modifications. Donc, ce
6 processus-là peut être fait. En fait, entre la TPL-
7 007-2 et la TPL-007-3, c'est ça qui est arrivé.
8 L'IESO avec Hydro One ont fait une demande à la
9 NERC pour faire modifier la norme parce qu'il y
10 avait un enjeu au niveau de la norme.

11 Q. [35] Mais, dans la mesure où vous avez, si j'ai
12 bien compris, participé activement à l'élaboration
13 de cette version 3 de la norme, est-ce que cette
14 option-là ou la probabilité que, ça, ça arrive ne
15 devrait pas être significativement réduite?

16 R. Bien oui, en fait, monsieur Delourme, c'est ce
17 qu'il a expliqué. C'est... c'est les modèles qu'il
18 y a présentement n'ont peut-être pas toutes les
19 informations requises pour faire une étude
20 complète. Donc, il va aller chercher cette
21 information-là.

22 La norme, de la façon qu'elle a été faite,
23 en nous permettant d'utiliser les dernières
24 révolutions dans la science. Ça fait que la
25 science, elle évolue toujours pour aller chercher

1 des meilleurs modèles de seuil, en raffinant le
2 modèle à son maximum. Mais, on veut que ça limite
3 les impacts à ce qui est essentiel à la fiabilité.

4 Par contre, si on se rend compte qu'il y a
5 vraiment un problème avec comment... la façon que
6 la norme est écrite, particulièrement pour le
7 Québec, ça va être adressé, mais on ne peut pas
8 aujourd'hui dire si, oui ou non, il va y avoir un
9 enjeu dans... dans cinq ans. Par contre, l'opinion
10 des gens c'est que l'impact devrait être à tout le
11 moins limité, mais on ne veut pas se... t'sais, je
12 ne veux pas mettre le Planificateur dans un... dans
13 un dilemme où est-ce qu'aujourd'hui il dirait que
14 l'impact va être faible, puis dans cinq ans il va
15 dire que c'est élevé. C'est un peu le... le
16 paradigme dans lequel on est aujourd'hui.

17 Q. [36] Merci.

18 M. LOUIS GIBSON :

19 R. Si je peux juste compléter. Donc, comme le dit
20 Giuseppe, c'est pour ça qu'on a fait la variante 3,
21 donc la probabilité est quand même assez faible
22 qu'on s'en aille retourner à la norme... à la NERC
23 c'est-à-dire, pour faire des modifications à la
24 norme. Donc, c'est dans le ce but-là exactement
25 pour lequel on a décidé de faire une variante.

1 M. GIUSEPPE GIANUZZI :

2 R. Et... bien Giuseppe encore, pour compléter, au
3 premier (1er) janvier vingt-vingt-quatre (2024) et
4 au premier (1er) juillet vingt-vingt-quatre (2024),
5 on va avoir les CAP de l'Ontario et du Nouveau-
6 Brunswick. Donc, même eux de leur côté, s'il y a
7 des enjeux au niveau de la norme ils vont... ils
8 vont même devoir les soulever avant nous.

9 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

10 Q. [37] Merci. Ma prochaine question s'adresse à
11 madame Salhi. Peut-être que maître Tremblay va
12 pouvoir commenter ou d'autres. Vous nous parliez
13 tout à l'heure d'une autorisation éventuelle sous
14 73 puis pour moi l'adoption d'une norme... puis 73
15 c'est deux choses qui sont différentes et puis
16 j'aimerais vous entendre sur la possibilité que la
17 Régie de l'énergie adopte de façon intérimaire la
18 norme dans son intégralité et laisse le dossier
19 ouvert pendant les dix (10) prochaines années.

20 Mme WAHIBA SALHI :

21 R. Je pourrai vous parler de l'aspect autorisation
22 sous 73, là, puis je laisserai peut-être maître
23 Tremblay vous parler de l'adoption de la norme. Ce
24 que je mentionnais tantôt c'est que dans tous les
25 CAP, si au moment où les CAP vont être faits puis

1 que... moi... moi, je considérais que la norme a
2 été adopté, là, donc, la Régie pourrait se
3 prononcer sur les autorisations qui seraient... qui
4 lui seraient acheminées de la part du Transporteur
5 pour approbation afin de décliner les actions qui
6 auraient été identifiées dans le CAP, donc les
7 actions correctives qui auraient été identifiées
8 dans le CAP.

9 Maintenant pour... pour l'option que vous
10 amenez, j'aimerais mieux que maître Tremblay se
11 prononce. C'est une adoption de norme, ce n'est pas
12 dans mes cordes à moi, le réglementaire du
13 Transporteur.

14 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

15 Oui, je...

16 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

17 Je vous en prie, je vous en prie, continuez,
18 j'interviendrai à la fin.

19 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

20 Q. **[38]** Je voulais peut-être... dans ce cas-là, je
21 vais reformuler ma question sous un autre angle.
22 Donc, quel serait l'impact pour la fiabilité, que
23 la Régie adopte de façon intérimaire la norme dans
24 son intégralité et laisse le dossier ouvert pour
25 les... les sept prochaines années, les dix (10)

1 prochaines années, jusqu'à ce que les coûts des
2 mesures correctives soient déposés avant même qu'il
3 y ait une possibilité de recours à l'article 73.

4 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

5 Tout à fait. Je pense que... puis, moi, je
6 devancerais peut-être un élément d'argumentation
7 ici, si tout le monde est à l'aise avec ça, là, je
8 pense que c'est productif. Et c'est ça l'intention,
9 dans le fond, parce que quand vous mentionnez que
10 le dossier, l'approbation... pardon, pardon.

11 L'adoption de la norme serait faite de façon
12 intérimaire et que le dossier demeurerait ouvert
13 pendant dix (10) ans, en fait notre compréhension
14 du régime réglementaire, avec le rôle du
15 Coordonnateur de la fiabilité au Québec, au niveau
16 de l'évolution des normes, dépôt des normes à la
17 Régie, suivi, etc., bien c'est un peu au même
18 effet. C'est-à-dire que les normes de fiabilité
19 c'est un dialogue qui est continu avec la Régie.

20 Si on prend dans les premières normes que
21 la Régie a adoptées il y a quelques années, bien
22 ces normes-là peuvent vivre un certain nombre
23 d'années. Toutes les normes ne sont pas revues à
24 chaque année par la NERC, alors si... en continu,
25 puis je pense que c'est ça le message du

1 Coordonnateur, c'est qu'en continu lorsqu'il y a un
2 enjeu qui est identifié dans quelque norme que ce
3 soit, la Régie va toujours pouvoir compter sur son
4 Coordonnateur de la fiabilité qu'elle a elle-même
5 désigné, après avoir vérifié qu'il était compétent,
6 pour pouvoir identifier ces enjeux-là.

7 Puis dans le cas de le norme TPL-007, bien
8 c'est facile à expliquer puisque le Coordonnateur
9 n'a pas... n'a pas grand chose à faire pour être au
10 courant des enjeux. Il recevra, par application de
11 la norme, le plan d'actions correctives.

12 Alors, l'adoption des normes, c'est vivant.
13 L'adoption des normes, c'est fait aujourd'hui. Et
14 pour quelque norme que ce soit, si on s'aperçoit
15 qu'il y a un enjeu, bien, vous pourrez compter sur
16 le Coordonnateur pour se représenter à la Régie
17 puis proposer, faire des recommandations puis
18 proposer des choses. Puis la Régie a tous les
19 pouvoirs requis aussi dans ce domaine-là.

20 Laisser un dossier ouvert pendant dix ans,
21 évidemment, bon, je pense que ça pose des enjeux
22 peut-être de gestion administrative, mais à notre
23 avis ce n'est pas requis puisque le régime
24 réglementaire est un dialogue continu avec la
25 Régie. Tant qu'à ça, on pourrait laisser tous les

1 dossiers ouverts parce qu'il y aurait une
2 possibilité qu'on revienne. Alors, ce qu'on essaie
3 de vous dire aujourd'hui, c'est, le régime permet
4 déjà ça, permet une évolution, permet un suivi
5 aussi.

6 Le Coordonnateur a des liens avec
7 l'ensemble des entités puis est en mesure
8 d'identifier tout problème qui pourrait survenir.
9 Et la preuve d'aujourd'hui, je pense que l'objectif
10 qui était poursuivi par tous, c'est de démontrer à
11 la Régie qu'on n'était pas en train de jouer aux
12 dés. On est en train tout simplement de bien
13 comprendre quel est l'impact de la norme. Vous
14 avez, je pense, une bonne, une meilleure... en tout
15 cas, je pense qu'on a tous une meilleure idée après
16 les témoignages détaillés d'aujourd'hui de voir
17 quel est l'impact de cette norme-là, dans quelle
18 zone d'impact on se situe.

19 Alors, tout ça pour dire... Puis ce n'est
20 pas la perspective dans laquelle on est
21 aujourd'hui, mais s'il y avait une catastrophe,
22 autrement dit si on se retrouvait avec une quantité
23 importante d'investissements à faire par le
24 Transporteur, bien, on est à l'extérieur de ce qui
25 est envisagé. Puis, ça, ça pourrait arriver dans

1 n'importe quel domaine. On ne pense pas que c'est
2 plus probable ici que dans d'autres situations.
3 Mais si catastrophe il y avait, ça va être capté
4 par le Coordonnateur lorsqu'il va recevoir le plan
5 d'actions correctives. Et, là, bien, vous pourrez
6 compter sur lui pour jouer son rôle et faire des
7 recommandations à la Régie.

8 Mais, je pourrai peut-être vous le plaider
9 tantôt plus avant s'il y a lieu, mais de mettre en
10 oeuvre la norme, c'est absolument important dès
11 maintenant puisque toutes... pour que toutes ces
12 étapes puissent se faire. Mais notre point, c'est
13 que vous avez, à notre avis, une preuve très
14 détaillée sur l'impact. L'impact, quel est-il?
15 Bien, c'est obtenir des données, faire des études,
16 faire des analyses, identifier des vulnérabilités,
17 éventuellement corriger ces vulnérabilités-là.

18 Mais de son côté, lui, le Transporteur,
19 c'est le deuxième point de ma réponse, le
20 Transporteur, lui, vous venez d'entendre son
21 témoignage, son objectif déclaré, c'est pas
22 maximiser le nombre de dollars requis pour se
23 conformer à la norme. Sa perspective, c'est de
24 dire, bon, bien, un, on a confiance parce que le
25 réseau a déjà été planifié en adéquation avec la

1 norme TPL-001 qui est relativement exigeante, mais,
2 deux, avant de se rendre à un investissement il y a
3 plein d'autres étapes. Et elles ont été énumérées
4 notamment par monsieur Delourme. Je vous les ai
5 notées tout à l'heure. Ça peut être tout simplement
6 des pratiques. Si je me réfère à mes notes... Ça ne
7 sera pas très long. Des mesures préventives. Alors,
8 il y en a plusieurs qui peuvent être envisagées à
9 ce moment-là.

10 Et c'est ça qui, dans le fond, est, je
11 pense, la meilleure garantie. L'objectif, c'est de
12 ne pas dépenser pour rien. Je pense que, ça, c'est
13 clairement établi par le Planificateur. Avant de se
14 rendre là, bien, il aura à faire ses devoirs. Et si
15 on se rendait à une demande à la Régie... Puis on
16 parle du 73. C'est sûr que le chiffre de soixante-
17 cinq millions (65 M\$) a été mentionné parce que
18 c'est la limite réglementaire qui fait en sorte
19 qu'il doit y avoir une autorisation spécifique.

20 Mais ce n'est pas parce que, aujourd'hui,
21 on considère probable qu'il y ait un investissement
22 supérieur à soixante-cinq millions (65 M\$). Je
23 pense que la Régie, lorsqu'elle fixe les tarifs du
24 Transporteur, bien, elle examine les
25 investissements, elle examine les coûts et les

1 charges également. Donc, au niveau des
2 investissements, peu importe le montant, la Régie
3 les examine.

4 Donc, avant de se rendre à dépenser, bien,
5 le Transporteur va faire, lui, l'ensemble de ses
6 démarches, évaluer ce qu'il peut faire à moindre
7 coût avant de dépenser. Et c'est là que la Régie va
8 pouvoir jouer son rôle réglementaire à l'égard du
9 Transporteur dans le cadre de dossiers tarifaires,
10 donc de fixation des tarifs, pour lui poser toutes
11 les questions. Évidemment, vous allez vouloir vous
12 assurer que l'ensemble de ces corrections-là se
13 fait au moindre coût.

14 Voilà! J'espère que c'est en mesure de vous
15 éclairer un peu.

16 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

17 Bien oui, absolument. Puis probablement que vous
18 allez en parler dans votre argumentaire plus tard.
19 Ce qui m'amène à peut-être une autre ligne de
20 questions, parce que je ne suis vraiment pas sur
21 l'article 73 là, moi qui est un... quelque chose
22 qui est complètement externe à ce dossier-ci, mais
23 vraiment sur la possibilité de la Régie d'évaluer
24 l'impact.

25 Et, j'aimerais savoir, pour le

1 Coordonnateur, est-ce qu'il voit une différence
2 entre une adoption intérimaire de la norme en
3 gardant le dossier ouvert? Ou une adoption avec une
4 possibilité de suivi qui serait dans un dossier de
5 normes actif, au moment où les résultats de l'étude
6 d'impact seraient disponibles?

7 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

8 Oui. Alors, je fournis quelques éléments. Donc,
9 comme je vous le disais tantôt, l'important, c'est
10 que la... En fait, ce n'est pas comme je le disais
11 tantôt, mais l'important, c'est que la norme
12 produise ses effets. Donc, qu'elle entre en
13 vigueur.

14 Donc, en ce sens-là, une adoption
15 intérimaire, j'ai de la misère à voir quel sens
16 précis ça pourrait prendre parce qu'il faut qu'elle
17 entre en vigueur et qu'elle produise des effets
18 pour être capable, comme l'ont dit des témoins,
19 d'aller chercher les bienfaits de cette norme-là.

20 Maintenant, si vous nous parlez de suivi,
21 c'est certain que le Coordonnateur, à la demande de
22 la Régie, peut faire des suivis. Est-ce qu'on a
23 besoin de conserver un dossier spécifique pour
24 cette norme-là, ouvert? À mon avis, non puisque la
25 question des suivis, Hydro-Québec, dans les

1 diverses entités que je représente, fait une grande
2 quantité de suivis. Des fois, c'est fait dans des
3 dossiers qui sont actifs. Des fois, c'est tout
4 simplement un suivi qui est fait, qui est déposé de
5 façon administrative aussi. Donc, ça, c'est des
6 façons de faire des suivis qui existent, qui sont,
7 à notre avis adéquates.

8 Alors, si la Régie a une préoccupation
9 qu'elle veut... Elle veut fixer dès maintenant un
10 rendez-vous pour vérifier que la norme qu'elle
11 aurait adoptée, qu'elle aura adoptée, est toujours
12 la bonne chose à faire dans cinq ans, dans six ans,
13 à la suite de l'analyse des plans correctifs, bien,
14 c'est certain que le Coordonnateur va se plier à
15 cette exigence-là et va déposer un suivi à la
16 Régie. Et, ça... ça, il n'y a aucun problème.

17 Puis, à notre avis, on n'est pas obligé de
18 maintenir un dossier ouvert pour ça puisque ça peut
19 être fait de façon administrative. Et, par la
20 suite, on se rappelle que la Régie possède le
21 pouvoir de demander au Coordonnateur d'examiner
22 certaines questions ou de déposer une nouvelle
23 norme. Alors, la Régie pourrait agir de sa propre
24 initiative pour solliciter le Coordonnateur, à ce
25 moment-là, si besoin était.

1 Mais, encore une fois, ce qu'on essaie de
2 dire, c'est que ce n'est vraiment pas ce qu'on
3 envisage comme étant une situation probable. Mais
4 si c'est un élément qui demeure préoccupant pour la
5 Régie, le suivi qui serait fait avec le ou les
6 PAC... Oui, c'est ça, en français, PAC, en anglais
7 CAP, c'est tout à fait quelque chose qui serait
8 possible de faire.

9 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

10 D'accord. Là, vous venez de mentionner quelque
11 chose là, qui... Selon vous, une adoption
12 intérimaire fait en sorte que la norme n'entre pas
13 en vigueur et qu'elle ne produit aucun effet?

14 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

15 Bien, en fait, ce que l'on recherche, c'est
16 l'entrée en vigueur de la norme. Donc, c'est
17 qu'elle produise ses effets. Alors, ce que je
18 disais, c'est que l'adoption intérimaire, c'est-à-
19 dire en attendant, c'est moi, je pense, qui ne
20 saisis pas qu'est-ce qu'on veut faire exactement
21 par une adoption intérimaire parce qu'il faut...
22 Pour que la norme produise ses effets, elle doit
23 être adoptée, elle doit avoir une date d'entrée en
24 vigueur.

25 Maintenant, mon point, c'est que le régime,

1 il peut toujours... C'est un régime qui est vivant.
2 Donc, ce n'est pas comme s'il se passait un
3 événement, puis après ça, bien, nous étions tous,
4 collectivement, obligés d'attendre et de ne poser
5 aucun geste, s'il y avait des changements.

6 Le régime, il est vivant. Alors, lorsqu'il
7 y a des changements, lorsqu'il y a des nouveautés,
8 bien, on est capable d'agir. C'est ce que
9 j'essayais d'indiquer à l'effet qu'on n'a pas
10 besoin, nécessairement, de prononcer une adoption
11 intérimaire parce que le régime permet toujours à
12 la Régie de se manifester, puis permet toujours au
13 Coordonnateur, aussi, de jouer son rôle en continu.

14 Et c'est vrai pour toutes les normes,
15 aujourd'hui. Toutes les normes qui sont adoptées
16 pourraient soulever des enjeux. Et, même si elles
17 ne sont pas adoptées de façon intérimaire, nous
18 possédons, collectivement, la Régie, des entités,
19 le Coordonnateur, tous les outils pour être
20 capables de corriger toute situation qui pourrait
21 se présenter.

22 Donc, pour revenir au mot « intérimaire »,
23 c'est probablement moi, là, qui a de la misère à
24 voir quelle forme ça prendrait, ça, une adoption
25 intérimaire puisque l'objectif que nous

1 poursuivons, à tout le moins, c'est qu'elle
2 produise ses effets par une entrée en vigueur. Ce
3 qui veut dire...

4 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

5 On va entendre en argumentation écrite ou orale sur
6 le fait qu'une adoption intérimaire fait en sorte
7 qu'il y aura... la norme produit ses effets, là,
8 c'est quand même très intéressant juridiquement
9 cette question-là, ça pourrait être une... une DDR
10 juridique à ce moment-là.

11 Sinon, s'il y avait... si la Régie voulait
12 avoir un suivi qui probablement... qu'il y aurait
13 une consultation préalable des entités et des
14 échanges d'informations entre le Coordonnateur de
15 la planification et les entités visées, est-ce que
16 le Coordonnateur aurait une suggestion de formule
17 pour un tel suivi, si jamais il était demandé par
18 la Régie?

19 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

20 Je pense qu'à brûle-pourpoint ce serait un suivi
21 administratif, comme il existe dans... dans
22 plusieurs dossiers, mais si vous avez différentes
23 hypothèses à nous... sur lesquelles vous voudriez
24 qu'on s'exprime on pourrait le faire soit
25 aujourd'hui, soit... soit de façon ultérieure, mais

1 à notre avis un suivi administratif qui serait...
2 qui ferait l'objet d'une ordonnance dans la
3 décision relative à l'adoption de la Régie serait
4 valable.

5 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

6 Pourriez-vous me dire la différence que... que vous
7 faites entre un suivi, s'il y en a une, entre un
8 suivi de nature administrative et un suivi dans le
9 cadre d'un dossier de norme?

10 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

11 Je ne suis pas bien certain de le comprendre. Pour
12 nous, un sui... l'important, pour nous, c'est que
13 si la Régie veut avoir des informations en suivi,
14 qu'elle l'exprime et que nous répondions à ce
15 besoin-là.

16 Mais mon point était simplement que le
17 dossier administratif R... R-4 quelque chose
18 demeure ouvert ou est fermé, ça n'affecte pas la
19 validité de l'ordonnance de faire un suivi. Et à ce
20 moment-là, bien la Régie prendra ou le
21 Coordonnateur proposera, selon le cas, diverses
22 initiatives, sans nécessairement qu'on maintienne
23 un dossier ouvert pour cette seule fin-là.

24 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

25 D'accord. Et à ce moment-là, suite au dépôt

1 éventuel d'un suivi, selon vous, quel moyen la
2 Régie aurait à sa disposition pour intervenir,
3 advenant qu'elle a une préoccupation quant à
4 l'impact de l'exigence sur le réseau du Québec,
5 autre que par sa propre initiative?

6 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

7 On pourrait... on pourrait vous fournir peut-être
8 plus de réponse de façon détaillée par écrit, mais
9 grosso modo, à notre avis, une façon productive de
10 fonctionner serait de demander au Coordonnateur de
11 formuler des recommandations et des propositions à
12 la Régie à la suite, là, des informations du suivi.

13 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

14 Je vais juste prendre quelques instants pour relire
15 mes notes. Excusez-moi, je suis de retour. Donc, ma
16 prochaine question et j'aimerais... j'aimerais
17 entendre, c'est que... est-ce que le Coordonnateur
18 est d'avis qu'il y a un certain changement de
19 paradigme dans les... dans les nouvelles normes qui
20 vont être déposées dans le futur et qu'on pourrait
21 se trouver dans une situation semblable où la... le
22 fait de l'impact qui, auparavant, était plus facile
23 à déterminer dès le dépôt de la norme, va être
24 consécutif à de multitudes d'étapes et d'études qui
25 visent plutôt une finalité que des... des exigences

1 qui sont connues dès le dépôt du dossier?

2 M. GIUSEPPE GIANUZZI :

3 R. C'est qu'en fait, tel qu'on l'a présenté, oui, la
4 NERC, dans certaines normes qui sont déjà en
5 vigueur puis dans son développement de futures
6 normes, le processus de demander de faire une
7 analyse ou une étude, en amont comme étant
8 l'exigence 1, souvent, va être là dans plusieurs
9 normes.

10 En fait, la NERC a déterminé qu'en le
11 faisant de cette façon-là, on était capables de se
12 centrer sur l'essentiel à ce qui était nécessaire à
13 la fiabilité d'un réseau. En fait, la NERC peut
14 couvrir l'entièreté de l'Amérique du Nord. Chaque
15 région a des particularités. Donc, des fois,
16 d'avoir une exigence qui soit exactement la même
17 pour tout le monde est difficile, donc, la façon
18 qu'ils ont trouvé, c'est, on demande de faire une
19 étude.

20 On fait une étude, on regarde puis on
21 regarde ce qui ne fonctionne pas ou ce qui
22 fonctionne ou on regarde quelles entités devraient
23 être visées. Par exemple, on a eu la PRC-26, où
24 est-ce que le Planificateur doit faire une liste
25 des entités et des éléments chez l'entité qui sont

1 visés par la norme.

2 Par la suite, l'entité bien doit répondre
3 aux exigences de la norme. Donc, la NERC aurait pu
4 dire bien O.K., la PRC-26 s'applique à tout, mais
5 pour limiter l'impact de la PRC-26 à seulement ce
6 qui était nécessaire, la première chose qu'il va
7 demander, il va demander au Planificateur : faites-
8 moi une étude puis déterminez à quoi je dois
9 appliquer la norme. Donc, ce processus-là va se
10 reproduire dans le futur, comme on a vu avec la
11 PRC-26, l'approbation d'une exigence a été
12 retardée, en attendant d'avoir une étude du
13 Planificateur.

14 Donc, ce qu'on croit au niveau du
15 Coordonnateur, c'est que ça va se reproduire dans
16 le futur, mais par contre, qu'on a déjà les moyens
17 en place pour faire ce suivi-là. La norme, en tant
18 que telle est approuvée par les membres, elle
19 préparée par les membres de l'industrie, elle
20 approuvée par les membres de l'industrie, en
21 considérant que les impacts sur eux vont être
22 limités, mais en gardant qu'ils doivent faire des
23 actions pour que le réseau soit fiable.

24 Donc, les entités l'ont acceptée de cette
25 façon-là puis pourquoi ils l'acceptent comme ça,

1 c'est qu'ils savent que ça va être limité à ce qui
2 est essentiel à la fiabilité.

3 Donc, oui, ça va se reproduire puis on
4 croit que les mécanismes en place sont déjà là pour
5 couvrir ces futures normes-là.

6 Q. [39] Merci.

7 R. Puis peut-être, je vais peut-être juste rajouter un
8 point, on l'a dit à la présentation, la TPL-007-3,
9 par contre, est la seule, là, que le délai
10 d'approbation réglementaire est spécifiquement dans
11 la norme. Donc, pour les autres normes, cette
12 notion-là n'est pas là. Par contre, t'sais, le
13 Coordonnateur pourra faire cette suggestion-là pour
14 les normes qui auraient besoin de cette même
15 clause-là dans le futur.

16 M. BENOIT DELOURME :

17 R. Si vous me permettez, je peux peut-être donner le
18 point de vue du Transporteur sur cette façon de
19 faire.

20 Je trouve ça très sain, à la base, là, en
21 effet, nous, là, la question qui se pose pour nous,
22 quand on se prémunit contre un risque, c'est à quel
23 prix on s'en prémunit. Et le fait de faire une
24 analyse et puis de bien identifier quel est le
25 ratio bénéfice/coût de l'action, c'est très sain,

1 ça nous permet de vraiment bien mettre les dollars
2 aux bons endroit et de se prémunir contre les vrais
3 risques auxquels on fait vraiment face.

4 Donc, quelque part, nous, c'est déjà ça
5 qu'on fait dans notre quotidien. Et donc, le fait
6 que la NERC s'enligne sur ce genre d'analyse, on
7 trouve que ça reflète bien à la fois les
8 spécificité des utilités, comme le dit Giuseppe,
9 mais également, cette volonté de mettre l'argent au
10 bon endroit.

11 Donc, c'est déjà quelque chose qu'on
12 faisait, nous et je vous dirais, on le fait à la
13 fois pour les normes du comportement dynamique dans
14 la TPL-001 aujourd'hui, elle est complètement
15 intégrée dans notre façon de faire, c'était déjà
16 nos critères d'avant, donc, on avait déjà fait ce
17 travail-là.

18 Alors, on regarde la sécurisation verglas,
19 on va se poser également la même question : où est-
20 ce que je mets de l'argent pour me prémunir contre
21 le verglas. En même temps, je peux pas en mettre
22 partout, ça va me coûter les yeux de la tête. Ce
23 n'est pas raisonnable.

24 Donc, à chaque fois, on va chercher à quel
25 endroit on met cet argent pour vraiment faire le

1 meilleur effet sur le risque qu'on essaie de
2 couvrir.

3 Donc, pour nous, on trouve que c'est
4 excellent comme démarche. Alors, après, c'est vrai
5 que d'un point de vue Régie, bien, il y a cette
6 incertitude, mais dans le fond, j'ai l'impression
7 qu'avec tout ce qu'on vient d'expliquer, il y a
8 plein de moyens de faire des suivis et de s'assurer
9 qu'on n'est pas en train de mettre trop d'argent
10 sur ce réseau puis se surcouvrir. Donc, ça, c'est,
11 je dirais, une façon saine de gérer nos actifs et
12 de se prémunir contre les bons risques. C'est tout.

13 Me ALEXANDRE BELLEMARE :

14 Ça fait le tour de mes questions , donc je redonne
15 la parole à la Régisseur Durand.

16 DISCUSSION

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Merci, Maître Bellemare. Maître Tremblay, juste
19 pour connaître là le... pour planifier le reste de
20 la journée, la suite de l'audience, est-ce que vous
21 préférez toujours faire une argumentation écrite ou
22 orale cet après-midi ou...?

23 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

24 Oui. Merci de la question. En fait, avec tous les
25 échanges qu'on vient d'avoir, j'aurais peut-être

1 une chose à suggérer puis c'est vraiment une
2 suggestion là.

3 Si la Régie a des ... ou si le procureur de
4 la Régie a des choses plus spécifiques ou des
5 précisions sur lesquelles la Régie aimerait qu'on
6 réfléchisse ou qu'on réagisse à certains éléments
7 plus spécifiques- évidemment, on est tous en
8 audience à brûle-pourpoint - on pourrait y répondre
9 dans le cadre d'une argumentation.

10 Ça fait qu'une chose, une façon qui serait
11 productive, à mon avis, de procéder serait que si
12 tel est le cas et que la Régie nous en informe par
13 lettre, tout simplement, nous pourrions, dans le
14 cadre d'une argumentation écrite, répondre ou
15 réagir à diverses propositions ou à divers
16 éléments. Donc, ça, je pense ce serait un. Puis ça,
17 c'est évidemment c'est en votre contrôle.

18 Autrement, j'aurais quand même une
19 préférence pour vous fournir une argumentation
20 écrite plutôt que verbale parce qu'on pourrait
21 avoir le bénéfice de répondre avec... en utilisant
22 le bénéfice peut-être avec un petit peu plus
23 d'analyse des témoignages d'aujourd'hui qui ont été
24 quand même assez techniques.

25 Et je pense qu'on a de notre côté une bonne

1 idée des préoccupations de la Régie. Je pense que
2 les questions de maître Bellemare étaient
3 particulièrement claires au niveau des
4 préoccupations qui sont exprimées, de même que,
5 madame la Régisseur, votre allocution d'ouverture,
6 donc, on est là-dessus.

7 S'il y en avait d'autres et que la Régie
8 nous en informe par lettre, bien on pourrait
9 ajouter ça à notre... à notre liste d'éléments. Et
10 par la suite, bien on pourrait, dans un délai assez
11 rapide là, vous revenir avec nos derniers éléments
12 d'argumentation à caractère juridique qui
13 colligerait, comme je le disais, les principaux...
14 les principaux faits saillants de la preuve
15 testimoniale d'aujourd'hui.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Donnez-moi juste quelques minutes là, je vais
18 consulter mon équipe une minute là puis je vous
19 reviens tout de suite.

20 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

21 Merci.

22 LA PRÉSIDENTE :

23 Oui. Bonjour à tous pour... désolée pour ce court
24 délai. Alors, Maître Tremblay, juste une petite
25 minute. En fait, on va... on va retenir votre

1 souhait d'avoir une argumentation écrite. Et là je
2 veux que vous compreniez bien là où on se situe, la
3 Régie, actuellement.

4 Je pense que la pertinence de la norme
5 n'est pas du tout remise en jeu. On n'est pas là du
6 tout. C'est plutôt au niveau de l'impact et je
7 pense que monsieur Delourme nous a bien expliqué
8 que cette norme-là, elle comporte beaucoup
9 d'incertitude quant à la modélisation des coûts du
10 modèle, hein? Il y a des éléments nouveaux qui font
11 qu'on n'est pas dans le même calcul de l'impact,
12 dans le même niveau de sécurité ou de certitude que
13 traditionnellement, vous pouvez avoir parce que
14 vous sortez de vos paramètres habituels, c'est ça
15 que je comprends.

16 Et puis, moi, comme Régisseur, ce que je
17 fais, c'est pas... on adopte des normes, on fixe
18 des dates d'application. Et ce que je comprends en
19 lien avec la loi, c'est que pour faire ça, le
20 Coordonnateur doit déposer à la Régie de la preuve
21 qui permet à la Régie d'apprécier la pertinence et
22 les impacts de la norme.

23 Puis je comprends très bien la difficulté
24 dans laquelle vous vous trouvez face à l'évaluation
25 de l'impact de la norme. Et, ça, on ne remet pas ça

1 en question. Puis, Maître Tremblay, je comprends
2 aussi très bien votre point de vue que des normes,
3 c'est en constante évolution. Il n'y a rien de
4 statique là-dedans, c'est dynamique. C'est vrai
5 que, avec les normes, on est un peu à faire ça.

6 Mais ce que je comprends, c'est que cette
7 norme-là, particulièrement, l'impact est très
8 difficile à évaluer. Je comprends très bien que
9 vous souhaitez, puis que tout le monde travaille
10 dans ce sens-là que l'impact soit le plus faible
11 possible. Mais il pourrait arriver aussi que
12 l'impact pourrait être plus élevé que souhaité. On
13 va dire ça comme ça. Puis ce n'est pas de mauvaise
14 foi, pas du tout. Je pense que tout le monde
15 travaille de bonne foi.

16 Sauf que, moi, comme régisseur, c'est sûr
17 que si je n'ai pas l'impact, pas le chiffre exact,
18 là, mais là la fourchette qu'on a peut être, hein,
19 c'est quasiment de zéro à cent millions (100 M), il
20 y a une fourchette qui est quand même large pour
21 des très bonnes raisons qui ont été très bien
22 expliquées. C'est ça le niveau d'inconfort dans
23 lequel je me trouve, moi, comme régisseur pour
24 approuver cette norme-là. C'est quant au fait que
25 l'impact des coûts de cette norme-là va être connu

1 dans plusieurs années.

2 Puis c'est par rapport à ça qu'on aimerait
3 vous entendre sur comment on pourrait suivre
4 l'évolution de cet impact-là. Je comprends que ça
5 pourrait très bien arriver que, bon, il n'est pas
6 si gros que ça, puis ça serait simple. Mais si
7 jamais cet impact-là, et pour toutes sortes de
8 bonnes raisons que vous n'aviez pas anticipées ou
9 modélisées, pourrait être plus élevé, bien, comment
10 d'un point de vue juridique, on peut bien faire ça.
11 Je vous entends parler de suivi administratif.
12 C'est sûr qu'un suivi administratif, il n'y a pas
13 de régisseur, il n'y a pas... T'sais, c'est sûr
14 que, dans un dossier de normes, on travaille en
15 fonction des articles spécifiques à l'adoption des
16 normes. Dans un suivi administratif, c'est d'autre
17 chose. Ce n'est pas le même élément.

18 Donc, j'ai l'impression que, dans cette
19 norme-ci, il y a des éléments d'impondérables qui
20 ont été bien expliqués, mais comment on fait pour
21 travailler avec ça puis approuver la norme mais
22 tout en ayant, quand ce sera disponible, bien,
23 l'impact pour. C'est sûr que le Transporteur, c'est
24 une des entités, mais il y a aussi les autres
25 entités qui sont impactées par les analyses que

1 vous allez faire. Puis on ne connaît pas non plus
2 ces impacts-là. Donc, c'est là-dessus qu'on
3 aimerait vous entendre.

4 Puis évidemment, dans les propositions que
5 vous nous feriez pour qu'on arrive à bien suivre
6 l'impact, ce serait intéressant que vous évaluiez
7 l'opportunité d'aller consulter les entités au fil
8 du processus quand vous allez être plus avancé pour
9 avoir leur avis ou leur impression par rapport à
10 vous vous alignez. Puis aussi dans votre
11 argumentaire aussi, ce serait intéressant que vous
12 nous donniez les données à suivre qui pourraient
13 être... que vous pourriez nous donner dans le cadre
14 de ce... je ne sais pas comment appeler ce futur
15 forum-là, qui pourrait être un dossier de normes en
16 cours, le dossier en cours ou... en tout cas ce que
17 vous pourriez suggérer. Je ne sais pas si je suis
18 claire dans ma demande.

19 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

20 Oui, absolument. Je vous remercie d'ailleurs. C'est
21 très, très productif pour nous d'avoir vos
22 commentaires à ce stade-ci. Moi, j'avais une
23 question. Vous avez mentionné vers la fin
24 l'opportunité de consulter les entités. Est-ce que
25 vous voulez dire consulter les entités dès

1 maintenant sur les propositions que l'on vous
2 ferait ou plutôt les consulter dans le cadre de la
3 mise en oeuvre de ces propositions éventuelles-là?
4 Puis je parle dans cinq ans, pour simplifier.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 Oui. Exactement. Vous, vous allez faire vos
7 analyses, vous allez avancer dans l'impact au
8 niveau des coûts. Les incertitudes vont
9 tranquillement diminuer puis vous allez... bien,
10 c'est comme un effet d'entonnoir pour vous
11 dire : Bon, bien, on se dirige vers là, puis les
12 coûts, ça devrait être ça. Puis il faut changer,
13 les transformateurs à modifier, ainsi de suite là.
14 Je ne veux pas m'aventurer là-dedans.

15 Mais quand vous allez être suffisamment
16 avancés dans vos analyses, mais de faire une
17 consultation des entités qui pourraient être visées
18 parce qu'il n'y a pas juste le Transporteur qui est
19 là-dedans là, il y a d'autres entités et la Régie
20 doit se soucier de ces autres entités-là. Vous
21 comprenez?

22 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

23 Très bien. Oui, oui, je comprends bien. C'est très
24 clair de mon côté. Je ne sais pas s'il y a des
25 représentants du Coordonnateur qui ont des

1 questions là? Autrement, je pense qu'on pourrait
2 partir avec ça, de notre côté, pour vous revenir
3 avec nos commentaires.

4 Alors, on va utiliser la maxime : Qui ne
5 dit mot consent. C'est dans ce seul contexte, c'est
6 bien de le préciser. Alors, voilà. Donc, moi, ça me
7 satisferait. Vos commentaires nous permettront de
8 vous revenir avec les éléments précis sur vos
9 préoccupations.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 O.K. Et puis est-ce que vous avez une idée de la
12 date à laquelle vous pourriez nous faire
13 parvenir...

14 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

15 Bien, je pense que si on se donnait un délai de
16 deux semaines là, ça serait bien adéquat pour nous.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 O.K. C'est noté. Et puis, bien, je vous remercie.
19 Je libère les témoins de leur serment. Et, Maître
20 Tremblay, si vous me permettez quelques petits
21 points d'intendance avant qu'on se quitte parce que
22 c'est rare qu'on puisse se parler directement.

23 Je veux juste préciser que je pense que...
24 En tout cas, l'audience qu'on a eue, ce matin là, a
25 été très éclairante. Il y a des points qui ont été

1 amenés, qui n'avaient pas été mis en preuve quant à
2 l'incertitude. Bon, les vingt (20) transformateurs.
3 Il y a beaucoup d'éléments dans la présentation qui
4 vont nous être très utiles dans la compréhension du
5 dossier.

6 Et, en fait, ce qu'on se questionne
7 c'est : Si ça n'avait pas été pertinent de partager
8 ces éléments d'information-là lors de la
9 consultation publique. Pour l'efficacité du
10 dossier, en tout cas, la Régie, on aurait été,
11 disons, mieux équipés pour comprendre où vous en
12 étiez puis... En tout cas, je voulais juste vous
13 faire valoir ça, que souvent quand on commence le
14 dossier puis qu'on est plus efficace, ça évite des
15 demandes de renseignement, ça permet d'aller plus
16 rapidement. Alors...

17 M. GIUSEPPE GIANUZZI :

18 R. Si je peux me permettre... C'est Giuseppe. En fait,
19 dans l'évaluation d'impact du Coordonnateur, dans
20 la pièce... je n'ai plus son numéro, c'est
21 l'information relative aux normes. Ça avait été
22 clairement indiqué.

23 On avait considéré trente (30)
24 transformateurs, cinq mille dollars (5 000 \$) par
25 transformateur E6 puis E10, estimation de trente

1 (30) transformateurs. Ça fait qu'on l'avait indiqué
2 ce point-là. Du même souffle là, on avait mis les
3 estimations de RTA à ce sujet-là.

4 LA PRÉSIDENTE :

5 Merci. Mais, quand même, je trouve que la
6 présentation a été très riche en informations de
7 preuve. Merci pour votre précision, Monsieur.

8 Et puis l'autre chose, aussi, c'est que,
9 Maître Tremblay, c'est que souvent dans les
10 dossiers de normes on met des délais, des dates de
11 dépôts de demandes de renseignement, des délais.

12 Puis, comme par exemple, pour l'audience,
13 on avait mis de nous présenter vos témoins à la
14 planification de l'audience, à midi (12 h),
15 vendredi dernier. Puis il y avait aussi le dépôt de
16 l'annexe qui devait être fait. Puis, finalement, ça
17 a été fait avec retard puis...

18 C'est que, nous, il y a toute une
19 intendance, ici, à la Régie là. Il y a le
20 sténographe. Il faut qu'on planifie. Puis, c'est
21 important que, quand on met des délais et que ces
22 délais ne sont pas respectés, que vous nous
23 préveniez d'avance, avant l'expiration du délai
24 parce que c'est toute la planification et
25 l'efficacité qui découlent de ça.

1 Donc, je profite de l'occasion de vous
2 avoir ici, pour vous réitérer l'importance,
3 d'abord, d'essayer, autant que faire se peut, de
4 respecter les délais de la Régie. Et quand ce n'est
5 pas le cas, de nous en informer avant que le délai
6 soit atteint. En tout cas, ce serait très apprécié.
7 Puis je pense que c'est autant dans l'intérêt de la
8 Régie que dans l'intérêt du Coordonnateur parce que
9 je pense qu'on a tous à coeur l'efficience des
10 dossiers puis de travailler de façon efficace.

11 Ça fait que c'est le petit point
12 d'intendance que je voulais vous amener.

13 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

14 Bien, je vous remercie et message reçu là pour ce
15 qui est des délais. Et d'autre part, on apprécie
16 beaucoup le « feedback » que vous nous mentionnez
17 concernant la présentation parce que, évidemment,
18 pour une préparation d'audience technique comme
19 celle-là, c'est pas toujours facile de savoir quels
20 sont les éléments à préciser. Alors, ça confirme,
21 dans le fond, le travail que toute l'équipe a fait,
22 y compris pendant le congé, a été ciblé aux bons
23 endroits. Donc, ça va nous aider là pour continuer
24 à être le plus productif possible dans nos
25 présentations.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Je vous remercie beaucoup pour cette audience. Je
3 pense que... Est-ce que vous avez d'autres choses à
4 rajouter, Maître Tremblay?

5 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

6 Non, je n'ai rien de mon côté. On vous revient donc
7 dans un délai de deux semaines là avec nos derniers
8 commentaires.

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Alors, je remercie tout le monde et la clarté de la
11 preuve présentée. Et donc, après le dépôt de
12 l'argumentation, bien la Régie prendra le dossier
13 en délibéré pour essayer de rendre une décision,
14 bien, le plus rapidement possible.

15 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

16 C'est très bien. Alors, merci à toute l'équipe. Au
17 revoir! Bonne journée

18

19 AJOURNEMENT

20

21

1

2

SERMENT D'OFFICE :

3

Je soussigné, Claude Morin, sténographe officiel,

4

certifie sous mon serment d'office, que les pages

5

qui précèdent sont et contiennent la transcription

6

exacte et fidèle des notes recueillies par moi au

7

moyen du sténomasque d'une retransmission en

8

visioconférence, le tout conformément à la Loi.

9

10

ET J'AI SIGNE:

11

12

13

Sténographe officiel. 200569-7