

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-3944-2015

DEMANDE D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ

DOSSIER : R-3949-2015

DEMANDE RELATIVE À L'ADOPTION ET À LA  
MISE À JOUR DE 11 NORMES DE FIABILITÉ

DOSSIER : R-3957-2015

DEMANDE D'ADOPTION DE SEPT NORMES DE FIABILITÉ

RÉGISSEUR : Mme FRANÇOISE GAGNON, présidente

AUDIENCE DU 22 MARS 2017

VOLUME 2

CLAUDE MORIN  
Sténographe officiel

COMPARUTIONS

Me PIERRE RONDEAU  
procureur de la Régie;

DEMANDERESSE :

Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY  
procureur de Hydro-Québec (HQCMÉ)

INTERVENANTES :

Me NICOLAS DUBÉ  
procureur d'Énergie La Lièvre S.E.C. (ÉLL) pour  
les dossiers R-3944 et R3957-2015

Me PIERRE D. GRENIER  
procureur de Rio Tinto Alcan inc. (RTA)

OBSERVATRICE AU DOSSIER R-3949-2015 : Me

NICOLAS DUBÉ  
procureur d'Énergie La Lièvre S.E.C. (ÉLL)

PARTICIPANTE :

Me YVES FRÉCHETTE  
procureur de Hydro-Québec Transport (HQT)

---

TABLE DES MATIÈRES

	<u>PAGE</u>
LISTE DES ENGAGEMENTS	4
LISTE DES PIÈCES	5
PRÉLIMINAIRES	6
PREUVE DE HQCMÉ	7
NICOLAS TURCOTTE	
MICHAËL GODBOUT	
CHARLES-ÉRIC LANGLOIS	
INTERROGÉS PAR Me PIERRE RONDEAU	8
PREUVE DE HQT	71
ÉRIC LOISELLE	
MARC DUSSEAULT	
CHARLES-ÉRIC LANGLOIS	
INTERROGÉS PAR Me YVES FRÉCHETTE	74
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me NICOLAS DUBÉ	97
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PIERRE D. GRENIER	101
INTERROGÉS PAR Me PIERRE RONDEAU	122
INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE	129
PREUVE DE RTA	137
MARC FORTIN	
INTERROGÉ PAR Me PIERRE D. GRENIER	137
CONTRE-INTERROGÉ PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY	160
INTERROGÉ PAR Me PIERRE RONDEAU	171

LISTE DES ENGAGEMENTS

PAGE

E-4 (HOCMÉ) :	Liste des normes faisant référence à la caractéristique « raccordées au RTP » reproduite à l'Annexe C des installations (Demandé par la Régie)	59
---------------	--	----

---

R-3944-2015/R-3949-2015

R-3957-2015

22 mars 2017

- 5 -

LISTE DES PIÈCES

	<u>PAGE</u>
A-0076 :      Présentation de Hydro-Québec TransÉnergie	74
A-0077 :      Curriculum vitae de M. Marc Dusseault	76
A-0078 :      Curriculum vitae de M. Éric Loisel	77
C-RTA-0036 : Curriculum vitae de M. Marc Fortin	137
C-RTA-0037 : Présentation PowerPoint de RTA	140

---

1 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt-deuxième  
2 (22e) jour du mois de mars :

3

4 PRÉLIMINAIRES

5

6 LA GREFFIÈRE :

7 Protocole d'ouverture. Audience du vingt-deux (22)  
8 mars deux mille dix-sept (2017), dossier R-3944-  
9 2015, dossier R-3949-2015 et dossier R-3957-2015.  
10 Poursuite de l'audience.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Alors, bonjour à tous ce matin. Tel que convenu,  
13 nous allons commencer avec l'interrogatoire de la  
14 Régie. Alors, Maître Rondeau... Maître Tremblay.

15 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

16 Bien, en fait, je voulais juste faire un état de  
17 situation des engagements tel que je m'y étais  
18 engagé hier. Pour les engagements E-1 et E-3, ils  
19 seront déposés sur le SDÉ en cours de journée et  
20 j'aurai des copies papier demain matin lors de  
21 l'audience.

22 Pour l'engagement E-2, et ça c'est... ça,  
23 c'est les documents de la NERC. Alors, ce sont des  
24 documents assez volumineux, là. Alors, ça va aller  
25 à vendredi le dépôt SDÉ et papier pour cet

1 engagement-là.

2 LA PRÉSIDENTE :

3 Vous voulez dire vendredi de cette semaine, là?

4 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

5 Oui, oui, oui, le vingt-quatre (24) mars.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 O.K.

8 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

9 Excusez-moi, j'ai marqué sur ma feuille vingt-  
10 quatre (24) mars. Alors, voilà!

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Parfait. Merci. Merci pour les précisions. Alors,  
13 Maître Rondeau, c'est à vous.

14

15 PREUVE DE HQCMÉ

16

17 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt-deux

18 (22e) jour du mois de mars, ONT COMPARU :

19

20 NICOLAS TURCOTTE

21 MICHAËL GODBOUT

22 CHARLES-ÉRIC LANGLOIS

23

24 LESQUELS, sous la même affirmation solennelle,

25 déposent et disent :

1 INTERROGÉS PAR Me PIERRE RONDEAU :

2 Q. [1] Bonjour Messieurs. J'aborderais d'abord, en  
3 premier lieu, les FAC-010-2 et 011-2 portant sur  
4 les méthodes d'établissement des limites  
5 d'exploitation du réseau dans l'horizon de  
6 planification et d'exploitation pour la 011.

7 Vous nous y indiquiez hier que vous  
8 appliquez le critère du défaut triphasé depuis  
9 deux mille cinq (2005), c'est exact?

10 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

11 R. C'est pas précisé, c'est... le défaut triphasé est  
12 appliqué sous différents horizons dans  
13 différents... dépendamment de l'applicabilité, le  
14 moment auquel on a commencé à l'appliquer ou dans  
15 quel réseau, ça varie.

16 Je peux préciser, depuis deux mille cinq  
17 (2005), la mention que j'ai faite hier, c'est  
18 précisément l'application du défaut triphasé dans  
19 les réseaux non-Bulk dans l'horizon de  
20 planification. Le déclencheur deux mille cinq  
21 (2005), c'est pour... c'était pour cette précision-  
22 là.

23 Q. [2] O.K. Vous avez procédé à l'application de ce  
24 critère à compter de... sur un horizon de  
25 planification. Ce qui veut dire que vous avez peut-



1 être, pour certains segments non-Bulk, ça s'est  
2 fait en deux mille sept (2007) ou en deux mille  
3 huit (2008). Est-ce que c'est ce que je dois  
4 comprendre?

5 R. C'est lors de... à partir de deux mille cinq (2005)  
6 qu'on pourrait le qualifier comme le déclencheur  
7 d'ajout de ce critère-là. Les analyses de réseaux  
8 qui ont été faites par après par le planificateur  
9 peuvent avoir nécessité des investissements dus à  
10 l'ajout de ce critère-là.

11 Q. [3] O.K.

12 R. Mais, c'est au cas le cas.

13 Q. [4] C'est au cas. C'est pas dans tous les cas que  
14 vous appliquez le critère?

15 R. Lors d'une étude, c'est pas... c'est pas sur une  
16 base volontaire que le critère est appliqué.  
17 Lorsque les études d'intégration sont faites, le  
18 critère est applicable. Depuis deux mille cinq  
19 (2005), toute étude qui est faite depuis deux mille  
20 cinq (2005), le critère est applicable au moment où  
21 l'étude est complétée.

22 Q. [5] O.K.

23 R. Comme les études ne sont pas faites dans un  
24 contexte, et le planificateur pourra en témoigner,  
25 les études ne sont pas faites dans un contexte

1 nécessairement de rétrofit. Les études sont faites  
2 par sous-réseau, par projet. Particulièrement pour  
3 les cas non-Bulk, on parle d'études qui sont faites  
4 dans une section du réseau pour lesquelles les  
5 autres sections ont moins d'interactions. Donc, il  
6 peut y avoir des projets, des investissements, des  
7 décisions qui sont prises pour un projet donné. Et  
8 là je ne peux pas aller dans le détail de cas  
9 précis. Ça pourrait être abordé avec le  
10 planificateur, mais clairement c'est ce processus-  
11 là qui est fait depuis deux mille cinq (2005).

12 Q. [6] O.K. Alors, si je comprends bien, ce critère-là  
13 c'est pour les... dans un horizon de planification.  
14 Mais, qu'en est-il de l'horizon d'exploitation?  
15 (9 h 15)

16 R. D'un point de vue de l'exploitation, les critères  
17 applicables sont un peu différents dans le sens  
18 qu'ils sont formulés un peu différemment à  
19 l'interne d'Hydro-Québec, mais respectent l'esprit  
20 des normes FAC-010, 011, 014 et TPL. À Hydro-  
21 Québec, on a une pratique qui est d'arrimer autant  
22 que possible ce qui est fait en conception avec ce  
23 qui est fait en exploitation.

24 Donc, les planificateurs ont des niveaux de  
25 performance attendus. Et en exploitation, on

1 s'attend à retrouver le même niveau de performance.  
2 C'est sûr qu'il y a la réalité de l'exploitation du  
3 réseau et de la pratique de l'industrie qui veut  
4 que ce n'est pas les mêmes enjeux. Mais au point de  
5 vue de la performance, si le réseau a été conçu  
6 pour subir un événement, on s'attend autant que  
7 possible d'avoir des performances équivalentes en  
8 exploitation.

9           Donc, pour répondre à votre question, les  
10 limites de transit, lorsqu'un réseau a été conçu  
11 pour subir une contingence, sont établies pour  
12 rencontrer ce niveau de performance-là. Donc, dans  
13 le cas du défaut triphasé, s'il y a des  
14 investissements en réseau qui ont été faits pour le  
15 respecter et que ces équipements-là sont hors  
16 service une fois en exploitation, on va ajuster les  
17 limites de transit pour respecter ce qui a été fait  
18 en conception.

19 Q. [7] Maintenant, mais avant deux mille cinq (2005)  
20 quel était le critère qui était utilisé si vous  
21 avez introduit le défaut triphasé depuis deux mille  
22 cinq (2005) pour des fins de planification, dans un  
23 horizon de planification et d'exploitation? Avant  
24 deux mille cinq (2005) de quelle façon ça a été  
25 fait?

1 R. Je vais vous répondre que la question devrait  
2 s'adresser au Planificateur. Je n'étais pas là  
3 personnellement en deux mille cinq (2005).

4 Q. [8] O.K.

5 R. J'ai des idées sur ce qu'il y avait comme critères,  
6 mais je préfère que la question soit posée  
7 directement au Planificateur pour l'historique  
8 avant deux mille cinq (2005).

9 Q. [9] Évidemment, juste une petite question que je  
10 voulais poser. Quand je regarde la FAC-010-2.1, à  
11 l'exigence 2.1, où l'on traite d'un défaut  
12 monophasé à la terre ou d'un défaut triphasé, le  
13 plus grave des deux. Comment est-ce que je dois  
14 interpréter cette disposition-là? Est-ce qu'un  
15 défaut monophasé peut être plus important qu'un  
16 défaut triphasé dans certains cas?

17 R. C'est une excellente question que je vais tenter de  
18 répondre, mais qui n'est pas évidente. Que même  
19 dans l'industrie, les gens, je peux témoigner  
20 qu'ils ne s'entendent pas nécessairement sur la  
21 probabilité qu'un défaut monophasé puisse  
22 effectivement être plus sévère. Mais j'aimerais  
23 d'abord souligner que cette clause-là est aussi  
24 présente dans la FAC-011. Donc c'est le même  
25 langage.

1                    Clairement, le défaut triphasé d'un point  
2 de vue de perturbation est plus... donne un plus  
3 gros coup sur le réseau par la nature du phénomène  
4 qui est d'amener la tension à zéro volt de séquence  
5 directe des trois phases. Et les trois phases  
6 simultanément à zéro volt, en comparaison d'un  
7 défaut monophasé où il y a une seule phase qui est  
8 amenée à zéro volt et les deux autres phases sont,  
9 on va dire, saines. Et, à ce moment-là, il continue  
10 à y avoir des possibilités de transit de puissance  
11 pendant le défaut. Ce qui n'est pas le cas avec un  
12 défaut triphasé.

13                    Donc, clairement, là, au point de vue  
14 technique, c'est très facile d'expliquer que le  
15 défaut triphasé est plus sévère fondamentalement  
16 qu'un défaut monophasé. Je ne peux pas témoigner de  
17 la raison pourquoi ils l'ont mis comme ça dans la  
18 norme. Mais il y a d'autres normes, comme les  
19 critères NPCC, et d'autres pratiques qui ont le  
20 même genre de distinction de considérer les deux,  
21 de prendre le plus grave des deux.

22                    Et une des raisons que je peux expliquer  
23 pourquoi que, dans certains cas, le défaut  
24 monophasé pourrait être plus sévère, ça serait dans  
25 des situations où il y a des équipements qui ont

1 des réactions différentes qu'une machine synchrone  
2 conventionnelle, un alternateur de centrale  
3 hydraulique conventionnel, à un défaut par des  
4 modes de contrôle discrets et qui peuvent avoir une  
5 dynamique qui s'aggrave lorsque la tension est  
6 moins creuse, ou descend moins basse en séquence  
7 directe, donc la tension des trois phases, qu'un  
8 défaut franc à ses bornes.

9 Et les exemples d'équipement comme ça, ce  
10 serait des convertisseurs à courant continu ou des  
11 parcs éoliens avec des systèmes de contrôle qui  
12 réagissent différemment à des défauts monophasés  
13 que triphasés et pour lesquels le phénomène  
14 transitoire résultant pourrait dans certains cas  
15 faire que le monophasé est plus sévère. Mais  
16 vraiment, je peux témoigner que le triphasé est  
17 reconnu comme étant un parapluie de robustesse qui  
18 couvre le biphasé et le monophasé.

19 (9 h 20)

20 Q. [10] Même au Québec est-ce que le monophasé  
21 pourrait produire, est un événement plus important  
22 ou, en raison de la configuration, c'est suffisant  
23 avec le défaut triphasé?

24 R. Je ne connais pas de cas précis où on a dû prendre  
25 des mesures atténuantes pour couvrir un défaut

1           monophasé versus un triphasé au Québec.

2       Q. [11] Ce que je comprends... j'ai compris, Monsieur  
3       Turcotte, je pense que vous avez indiqué, hier, je  
4       me trompe peut-être, ce n'est peut-être pas vous,  
5       là, que l'impact d'appliquer un défaut triphasé est  
6       encore à l'étude, est-ce que c'est vous?

7       M. NICOLAS TURCOTTE :

8       R. Ce n'est pas... l'impact est connu, je pense, à  
9       l'application d'un défaut triphasé, comme monsieur  
10      Langlois l'a exprimé. C'est que le Coordonnateur,  
11      suite au questionnement de la Régie, s'est bien  
12      rendu compte qu'il y a, de façon inhérente aux  
13      champs d'applications entre la planification et  
14      l'exploitation, puisque monsieur Langlois, comme il  
15      vient de l'exprimer, depuis deux mille cinq (2005),  
16      le défaut triphasé est appliqué dans les  
17      critères... pour les critères des contingences  
18      applicables pour la planification du réseau, on va  
19      l'appeler, RTP non-Bulk. Et dû à ces petites  
20      différences-là, entre la planification et ce qu'il  
21      est possible d'appliquer comme contingences en  
22      exploitation, bien, le Coordonnateur s'est rendu  
23      compte qu'effectivement, il y avait peut-être  
24      des... une certaine anomalie, puis je vais  
25      l'appeler inhérente aux champs d'applications.

1                   Donc, pour régler ce problème-là... et ça  
2                   avait été... ça a été soulevé, comme je l'ai dit, à  
3                   la FERC mais à un degré beaucoup moindre, sur les  
4                   contingences applicables ou la différence entre les  
5                   contingences applicables entre les TPL et les FAC à  
6                   FERC. Et quand je parlais, hier, d'arrimage, c'est  
7                   ça qui était... dont il était la question à FERC.

8                   Maintenant, les différences dans les champs  
9                   d'applications inhérentes au Québec sont  
10                  différentes et ça nécessite... et on croit que ça  
11                  nécessite une clause, qu'on a qualifiée de grand-  
12                  père, je réitère que ce n'est pas une clause de  
13                  droits acquis, c'est une clause grand-père, c'est  
14                  une particularité Québec qu'on appliquerait avec  
15                  les modalités que j'ai soulevées... avec les  
16                  deux... j'ai appelé « couches », hier, dans mon  
17                  témoignage, les deux sous-couches, c'est-à-dire les  
18                  deux critères d'application. Soit que  
19                  l'installation ou le réseau ne peut pas rencontrer  
20                  la performance attendue de la norme. Et,  
21                  deuxièmement, c'est qu'il n'y a pas eu de  
22                  modification substantielle depuis l'adoption de la  
23                  norme. Ça revient à dire qu'une installation... des  
24                  installations réseau, je vais qualifier plutôt de  
25                  réseau, qui seraient modifiées dans le temps devra



1           rencontrer ces critères lors de la modification.

2       Q. [12] O.K.

3       R. Juste continuer. Dans un effort pour que le réseau  
4           puisse tendre, à terme, à rencontrer la performance  
5           attendue en exploitation des normes FAC. Donc,  
6           c'est une tendance pour que... Le Coordonnateur est  
7           bien conscient qu'on ne peut pas arriver d'emblée,  
8           automatiquement, actuellement, à toute la  
9           performance qui est attendue mais, à terme, on  
10          aimerait y arriver pour que l'arrimage puisse se  
11          faire. Encore une fois, c'est dans une optique de  
12          fiabilité et de robustesse de réseau parce que  
13          c'est le critère qui est appliqué ailleurs pour...  
14          pour un réseau plus robuste.

15       Q. [13] Par ailleurs, toujours du côté exploitation,  
16          quel critère est utilisé pour les SOL de  
17          l'interconnexion RTA, d'une part, Abitibi, Gaspésie  
18          et Outaouais? Est-ce que c'est différent ou c'est  
19          le même ou...

20       R. Je vais répondre en deux volets.

21       Q. [14] Oui, allez-y.

22       R. Si vous permettez. Dans le réseau... les sous-  
23          réseaux qui appartiennent à Hydro-Québec, donc  
24          Abitibi, Gaspésie, Outaouais, le critère qui est  
25          utilisé pour établir les stratégies d'exploitation

1 et les limites de transit c'est le défaut triphasé.

2 Dans le cas de RTA, le défaut triphasé,  
3 dans les stratégies qui sont appliquées  
4 actuellement, qui sont en vigueur depuis un bon  
5 bout de temps, n'avaient pas été utilisées comme la  
6 contingence dimensionnante, si on peut dire. Et le  
7 défaut monophasé rencontre la performance pour les  
8 limites de transit, l'ensemble des configurations  
9 qui sont actuellement utilisées en import-export.  
10 Ça ne veut pas dire que le défaut triphasé ne passe  
11 pas, qu'on peut dire, ne rencontre pas aucune  
12 performance, ça veut juste dire que les limites  
13 qu'on a actuellement, le niveau de performance  
14 attendu, c'est d'assurer une stabilité selon les  
15 méthodes qu'on utilise dans d'autres réseaux, mais  
16 avec un défaut monophasé.

17 (9 h 25)

18 Q. [15] Ce défaut monophasé qui est appliqué,  
19 d'ailleurs, plutôt que le...

20 R. Oui.

21 Q. [16] ... le défaut triphasé? C'est ce que vous  
22 dites essentiellement?

23 R. Oui. On pourrait le résumer comme ça, oui.

24 Q. [17] Puis c'est toujours comme ça, j'imagine,  
25 depuis... depuis que vous êtes là, depuis deux

1 mille cinq (2005) à tout le moins?

2 R. Moi je suis là depuis deux mille huit (2008). Je  
3 n'ai pas tout l'historique. Ce que j'en sais, c'est  
4 que les stratégies qui sont en vigueur, les modes  
5 d'exploitation qui sont en vigueur aujourd'hui sont  
6 là depuis un bon moment et il y a des comités  
7 techniques et des études qui sont faites  
8 ponctuellement, conjointement avec RTA pour des  
9 configurations particulières, donc ça a évalué dans  
10 le temps tout ça, là.

11 On parle de quelque chose qui est en  
12 vigueur depuis plusieurs années et qui s'est greffé  
13 des morceaux, des modes d'exploitation que RTA  
14 avait besoin dû à des retraits, par exemple, qu'on  
15 n'avait jamais étudiés, qui ont été étudiés par  
16 sous-couches. Et des fois, ce n'est même pas un  
17 défaut en tant que tel qui est la contingence  
18 redoutée, ça peut être simplement une surcharge ou  
19 une perte d'éléments. Donc, c'est évolutif ces  
20 limites-là, mais il n'y a pas de révisions  
21 complètes qui ont été faites en tenant compte de  
22 nouveaux critères formellement.

23 Q. [18] Mais normalement, les révisions, quant à  
24 l'application du critère, généralement, est-ce que  
25 ça se fait sur une base périodique, côté

1 planification et exploitation?

2 R. Ça se fait surtout en tenant compte de l'évolution  
3 du réseau.

4 Q. [19] O.K. Et... Allez-y, poursuivez.

5 R. Oui. J'allais juste dire, c'est différent dans  
6 l'optique d'un réseau de transport comme le réseau  
7 Bulk où on a des lignes à 735kV et des grandes  
8 interfaces et un réseau régional où on a des  
9 stratégies beaucoup plus particulières. La façon de  
10 réviser tout ça et de l'étudier, le niveau de  
11 complexité n'est pas le même. Il n'y a pas de  
12 périodicité ferme, ni dans les normes, ni dans les  
13 processus au Québec pour réviser. C'est vraiment  
14 basé sur l'évolution des réseaux.

15 Q. [20] O.K. Et par ailleurs, pour RTA, il y a des  
16 limites actuelles, les SOL sont établis  
17 présentement. Est-ce qu'ils ont toujours été les  
18 mêmes depuis, à tout le moins, pendant que vous  
19 êtes là, depuis que vous êtes...?

20 R. C'est en lien avec ce que je mentionnais il y a...  
21 à la question... c'est deux questions, c'est-à-dire  
22 qu'il y a clairement eu une évolution progressive  
23 pour couvrir des modes d'exploitation qui n'avaient  
24 peut-être pas été regardés et des petits  
25 changements, des ajustements aux réseaux de RTA qui

1 ne sont pas nécessairement majeurs, qui peuvent  
2 être un nouveau réglage de protection, un  
3 ajustement dans une centrale, l'ajout d'un parc  
4 éolien du côté d'Hydro, des trucs comme ça qui  
5 peuvent nécessiter d'ajuster une configuration  
6 précise, mais pas nécessairement de revoir le tout.

7 Q. [21] Est-ce que... j'essaie d'interpréter vos  
8 propos et ça veut dire, par exemple, que les  
9 limites sont établies depuis... un scénario, les  
10 limites étaient toujours les mêmes, vous faites de  
11 petits ajustements, mais c'est à l'intérieur de  
12 certaines marges, ça ne change pas, les limites ne  
13 changent pas, vous pouvez faire des études ou est-  
14 ce qu'il y a eu quelque chose, à votre  
15 connaissance, qui a réellement... est-ce qu'il y a  
16 quelque chose qui a pu modifier les limites elles-  
17 mêmes? Parce que je ne le sais pas, si on fixait la  
18 limite basse, est-ce que ce cas-là s'est produit?  
19 Parce qu'on peut toujours manoeuvrer à l'intérieur  
20 de certaines limites.

21 (9 h 30)

22 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

23 R. Juste pour être certain, pour clarifier que... je  
24 vais reprendre les propos pour être sûr puis vous  
25 me direz si ça clarifie. Le réseau de RTA est quand

1 même complexe dans le nombre de configurations  
2 possibles à cause du fait qu'il est bouclé par  
3 plusieurs interfaces avec le réseau d'Hydro,  
4 plusieurs lignes et les combinaisons de retrait à  
5 l'interne et autour du réseau qui peuvent faire  
6 qu'il y a un paquet de configurations possibles et  
7 RTA peut transférer de l'énergie à Hydro-Québec et  
8 Hydro-Québec peut transférer de l'énergie à RTA,  
9 donc il y a quand même un... la stratégie de tout  
10 ça se résume à un tableau qui comprend une panoplie  
11 de configurations et de SOL, de limites de transits  
12 qui ont été établis.

13           Donc, chaque configuration a ses  
14 contraintes, ses limites dépendamment des  
15 changements qu'il y a eu sur le réseau dans le  
16 temps et des interactions, des besoins ponctuels de  
17 RTA versus Hydro pour des modes d'exploitation qui  
18 n'avaient pas été étudiés ou qui n'avaient pas été  
19 optimisés. Il peut y avoir eu des ajustements de  
20 certaines de ces limites-là dans le temps, mais il  
21 n'y a pas eu de révision complète par le fait que  
22 le réseau de RTA n'a pas été modifié de façon  
23 significative, à ma connaissance, dans ce laps de  
24 temps là, donc c'est au cas le cas. S'il y a un  
25 changement dans la région, par exemple de Chute-

1 des-Passes, dans une configuration donnée, c'est ce  
2 mode d'exploitation là, cette configuration-là qui  
3 a été étudiée par nos ingénieurs en coopération  
4 avec RTA pour établir une optimisation, par  
5 exemple, dû à un retrait d'équipement. Pendant ce  
6 temps-là, toutes les autres config. du tableau  
7 n'ont pas nécessairement été revues.

8 Q. [22] Mais vous me confirmez que, à date, il n'y a  
9 pas eu d'études basées sur un défaut triphasé pour  
10 RTA?

11 R. Je pourrais vous demander de répéter la question  
12 pour être certain de...?

13 Q. [23] Je vous ai juste demandé si vous aviez  
14 entrepris une étude... Est-ce que vous avez  
15 entrepris une étude d'impact d'un défaut  
16 triphasé... Donc, ce que je vous posais comme  
17 question, à savoir : est-ce que vous avez entrepris  
18 ou est-ce qu'il y a une étude en cours sur le  
19 défaut triphasé pour les liens d'interconnexions  
20 avec RTA? Est-ce que vous avez entrepris ça?

21 R. Oui, comme monsieur Turcotte l'a mentionné hier, il  
22 y a une évaluation très préliminaire qui a été  
23 faite pour, avec des hypothèses parapluie, on peut  
24 dire, pour non pas quantifier mais évaluer de façon  
25 globale qu'est-ce que ça avait l'air d'appliquer un

1 défaut triphasé. Mais il n'y a pas d'étude de  
2 révision des limites de transits qui a été faite.

3 Q. [24] Et, est-ce que vous avez des conclusions  
4 préliminaires sur l'impact que ça peut avoir?

5 M. NICOLAS TURCOTTE :

6 R. Les conclusions que j'ai qualifiées dans mon  
7 témoignage étant préliminaires et qui sont  
8 préliminaires parce que, comme j'ai dit, elles sont  
9 inhérentes au manque de données que nous avons,  
10 effectivement il y a une revue à la baisse,  
11 effectivement, des limites.

12 Q. [25] Une revue à la baisse? Vous pouvez donner un  
13 ordre de grandeur?

14 R. Non, c'est ça, comme le mentionnait monsieur  
15 Langlois, on n'a pas les valeurs.

16 Q. [26] Vous n'avez pas les valeurs?

17 R. Mais on sait qu'il y a un impact à la baisse, ça  
18 c'est clair.

19 Q. [27] O.K. J'avais omis de vous poser une question  
20 fondamentale au départ dans les questions  
21 d'introduction. Quelles sont les raisons qui ont  
22 motivé l'exploitant du réseau de transport au  
23 Québec d'adopter le critère triphasé? On parle de  
24 deux mille cinq (2005) à ce moment-là, quelles  
25 étaient les raisons pour lesquelles vous l'avez



1       adopté?

2       (9 h 36)

3       Me CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

4       R. Je vais laisser le Planificateur répondre pour la

5       partie de deux mille cinq (2005). Je n'étais pas là

6       entre deux mille cinq (2005) et deux mille huit

7       (2008), je ne peux pas témoigner des pratiques de

8       l'exploitant à ce moment-là. Mais une chose est

9       sûre, c'est que depuis que je suis dans

10      l'entreprise il y a une volonté de l'exploitant

11      d'arrimer ses critères avec la performance entendue

12      d'un point de vue de comment que le réseau a été

13      conçu. Et le défaut triphasé fait partie des

14      contingences des critères non... on s'entend qu'on

15      parle principalement des réseaux non-Bulk parce que

16      les réseaux Bulk, clairement, il y a un arrimage

17      entre la planification et l'exploitation depuis

18      l'adoption des critères NPCC au début des années

19      deux mille (2000). Alors on parle vraiment... le

20      cheminement qu'on discute depuis les dernières

21      minutes, on parle du réseau non-Bulk pour lequel le

22      réseau a été seulement en partie conçu au fil du

23      temps avec un défaut triphasé dû à l'adoption du

24      critère en deux mille cinq (2005). Et l'exploitant

25      a comme pratique, depuis que je suis dans

1 l'entreprise, d'étudier le défaut triphasé, de le  
2 regarder, c'est un critère de robustesse, dans bien  
3 des cas ça ne cause aucun problème, même si le  
4 réseau n'a pas été nécessairement conçu pour le  
5 défaut triphasé, par la nature du réseau étudié  
6 ici.

7 Un réseau avec seulement une certaine  
8 quantité de charge et pas d'équipement dynamique  
9 radial peut, dans certains cas, ne pas avoir un  
10 impact significatif dû à l'application du défaut  
11 triphasé. Alors pour bien des cas de figure, on  
12 fait le défaut triphasé en exploitation et on n'a  
13 pas de problème et on ne se pose même pas la  
14 question si le réseau a été conçu ou pas avec ce  
15 critère-là. Par contre, dans certains cas on arrive  
16 dans des réseaux où il y a de la génération et où  
17 le défaut triphasé est problématique,  
18 particulièrement dans des configurations de réseau  
19 dégradé. Et là on se rend compte, en arrimant nos  
20 hypothèses avec ce qui a été fait en planification,  
21 que le réseau n'a pas été conçu avec le défaut  
22 triphasé et c'est là que les problèmes peuvent  
23 commencer à surgir, dont dans le cas de l'interface  
24 avec RTA, par exemple.

25

1 Me PIERRE RONDEAU :

2 Q. [28] O.K. Si j'essaie de résumer brièvement votre  
3 témoignage, vous faisiez référence au réseau Bulk,  
4 aux critères du NPCC dont HQT est membre, puis à ce  
5 moment-là pour le réseau Bulk ça visait la  
6 protection de l'interconnexion, là, par définition  
7 c'est assurer la sécurité chez nos voisins,  
8 s'assurer qu'il n'y a pas d'impact significatif  
9 d'un défaut d'une installation au Québec par la  
10 définition. C'est ça... à partir de là, après ça  
11 vous l'avez étendu au réseau non RTP. À date, ce  
12 que vous m'avez donné.

13 R. J'aimerais apporter une clarification importante.  
14 Les critères applicables au réseau Bulk vont bien  
15 au-delà du défaut triphasé. On parle d'application  
16 de contingence multiple, de refus d'opérer de  
17 disjoncteurs, qui ne sont pas du tout considérés  
18 dans les réseaux ou à peu près pas dans les réseaux  
19 non-Bulk. Donc le niveau de performance attendu, je  
20 le qualifierais de proportionnel à l'impact que ça  
21 peut avoir, oui. Les critères Bulk sont d'un niveau  
22 de robustesse qui va bien au-delà de l'application  
23 du défaut triphasé, dû à l'impact inhérent du  
24 réseau Bulk sur l'interconnexion du Québec sur les  
25 voisins. Dans les réseaux non-Bulk, le défaut

1 triphasé, qui reste à peu près la seule contingence  
2 problématique ou appliquée, devient un niveau de  
3 performance pour ce sous-réseau-là.

4 Q. [29] O.K. Je vais revenir à monsieur Turcotte avec  
5 votre clause grand-père, toujours au regard de ces  
6 deux normes. Quel serait l'impact de la... sur la  
7 fiabilité de l'interconnexion d'appliquer cette  
8 clause-là? Et quelle en serait la portée, surtout?  
9 D'abord l'impact et ensuite la portée.

10 M. NICOLAS TURCOTTE :

11 R. L'impact réel, actuellement, serait l'application  
12 du statu quo.

13 Q. [30] O.K.

14 (9 h 42)

15 R. C'est un peu... c'est un peu ça. À long terme,  
16 comme j'ai dit, le deuxième... la deuxième couche  
17 de la clause grand-père étant que toute  
18 modification significative - suite à une  
19 modification significative, le réseau doit  
20 rencontrer les performances attendues de la norme -  
21 permettrait d'ajouter et d'augmenter la fiabilité  
22 au fil du temps. Donc comme je l'ai mentionné tout  
23 à l'heure, on tend vers un niveau de robustesse et  
24 de fiabilité en exploitation qui va être de plus en  
25 plus supérieur comme la décision a été prise par le

1 planificateur en 2005 pour les réseaux non-Bulk,  
2 incluant les réseaux RTP non-Bulk. Le niveau de  
3 fiabilité, en appliquant le défaut triphasé, va  
4 être augmenté au fil du temps lorsque des  
5 modifications significatives ou... significatives  
6 de réseau sont apportées.

7 Q. [31] O.K.

8 R. Donc, l'impact à long terme : amélioration du  
9 niveau de robustesse, amélioration du niveau de  
10 fiabilité. Impact à court terme, c'est un peu ça  
11 votre question, c'est le statu... en fait, le statu  
12 quo.

13 Q. [32] Et quelle serait l'étendue de l'impact, ou la  
14 portée? Est-ce que... est-ce que vous avez déjà  
15 identifié les installations qui feraient l'objet de  
16 cette clause grand-père?

17 R. De façon préliminaire, oui. De façon exhaustive qui  
18 pourrait appuyer mon témoignage en ce moment, non.  
19 Dans le sens qu'on a une vague - je vais le dire,  
20 comme, en bon français - j'ai une vague idée de...  
21 on a une vague idée de où ça va s'appliquer, mais  
22 comme j'ai dit, de manière officielle, vous  
23 indiquer les installations ou les parties de  
24 réseau, il y a des vérifications à faire. C'est  
25 pour ça que l'essence de notre témoignage c'est

1 de... c'était d'anticiper les questions de la  
2 Régie, avant de venir ici. Puis on savait qu'il y  
3 avait un... des différences dans des champs  
4 d'application - on va l'appeler comme ça - des  
5 différences dans les performances attendues entre  
6 les deux, entre la planification et l'exploitation  
7 qui avait été décelée, et on s'en est bien rendu  
8 compte. Donc, fallait... fallait arriver ici avec  
9 une proposition. Mais la proposition elle-même, de  
10 un, n'a pas fait l'objet de consultation avec les  
11 entités, comme j'ai mentionné dans mon témoignage.  
12 De deux, le libellé lui-même sera à revoir  
13 lorsque... C'est très très très préliminaire ce que  
14 l'on a établi dans la présentation.

15 Q. [33] O.K. Alors...

16 R. Oui. Puis de trois, c'est complexe. Vous  
17 comprendrez que l'évaluation se fait dans l'unité  
18 de monsieur Langlois et le SRPI, pour  
19 l'établissement des limites, et à chaque fois, bien  
20 faut... c'est des, comme monsieur Langlois l'a  
21 mentionné, c'est au cas le cas. Donc, c'est pour ça  
22 que je vous dis que je n'ai pas la...

23 Q. [34] O.K.

24 R. ... liste des cas le cas.

25 Q. [35] Non, non, ça va.

1 R. Mais ça... ça...

2 Q. [36] J'ai compris votre réponse.

3 R. Merci.

4 Q. [37] Par ailleurs, je comprends de votre témoignage  
5 d'hier, que vous allez propo... vous proposez une  
6 clause grand-père, mais ça va être soumis aux  
7 entités concernées pour obtenir leurs commentaires  
8 sur votre proposition? C'est ce que j'ai compris?

9 R. Oui, c'est exact. Parce que je répète que - je vais  
10 juste être encore plus clair - la norme FAC-010 et  
11 FAC-011, qui est en révision devant vous, l'était  
12 pour le retrait d'exigences sous le paragraphe  
13 qu'on appelle le paragraphe 81 de FERC. Donc, c'est  
14 pour ça que on...

15 Q. [38] Oui, c'est un autre, oui.

16 R. C'est une autre... c'est un autre sujet finalement.  
17 Puis je veux juste rajouter aussi que le niveau de  
18 complexité est assez... est attendu de notre part.  
19 Le niveau de la complexité de la clause elle-même,  
20 pour justement avoir... ne pas être trop large, ne  
21 pas couvrir toutes les entités et ne pas permettre,  
22 justement, qu'il y ait des, je veux dire... je veux  
23 dire comme ça que s'il y a une modification  
24 significative, qu'une entité ne puisse s'y dérober,  
25 dans le fond. Que le... à terme, que le niveau de

1 performance attendu, puisse être celui qui est  
2 attendu par le coordonnateur, à long... à terme.

3 Q. [39] Maintenant, pour avoir une bonne  
4 compréhension, vous indiquez que vous étiez ici au  
5 regard de la FAC-010 et 011 pour le retrait de  
6 l'exigence 5 au terme du Project 81, Projet 81, je  
7 pense, de la FERC, alors ça, ça a été fait. Alors  
8 qu'est-ce qui en est de l'application de norme...  
9 de ces deux normes-là maintenant que vous proposez  
10 une clause grand-père? Qu'est-ce qui arrive, donc,  
11 sur la norme elle-même?

12 R. Qu'est-ce que vous... je...

13 Q. [40] Pour l'adoption puis...

14 R. Bien l'adoption c'est... il y a deux choix. Soit  
15 d'emblée le coordonnateur dépose un dossier, tout  
16 simplement, un dossier de révision de ces normes-  
17 là, en soit, soit la Régie, bien sûr, nous  
18 l'ordonne, et vous avez... la Régie à tout le  
19 pouvoir de nous ordonner de la faire, bien sûr,  
20 suite à nos suggestions ou à notre engagement qu'on  
21 peut prendre aujourd'hui.

22 Q. [41] C'est ça parce qu'elle est... elle a été  
23 adoptée cette norme-là?

24 R. Elle est en vigueur.

25 Q. [42] Elle est en vigueur, c'est ça. Elle est



1           vigueur. Alors, est-ce qu'on suspend la... on la  
2           suspend...

3           R. Non.

4           Q. [43] ... l'application ou est-ce qu'on la maintient  
5           jusqu'à ce que vous déposiez un nouveau dossier  
6           visant à introduire cette notion, ou la clause  
7           grand-père, comme particularité du Québec, c'est  
8           ce...

9           R. On suggère de ne pas la suspendre.

10          Q. [44] O.K.

11          (9 h 48)

12          R. De la maintenir, parce qu'effectivement c'est  
13          des... c'est des petits cas de figure qui existent  
14          à certaines parties du réseau, mais globalement, le  
15          coordonnateur a jugé qu'elle était valable.  
16          Maintenant, ce que vous me décrivez ça se fait  
17          aussi en surveillance. Et, là, ça dépasse le cadre  
18          de l'application CC.

19          Q. [45] On est au niveau...

20          R. C'est ça. Vous comprendrez qu'on ne peut pas... Je  
21          ne peux pas dire au surveillant ou d'emblée  
22          témoigner sur ce que fera ou non le surveillant de  
23          la fiabilité sur l'application de ces normes-là.

24          Q. [46] Mais pour vous?

25          R. Pour nous...

1 Q. [47] Le Coordonnateur, vous suggérez que l'on  
2 maintienne, qu'on ne suspende pas...

3 R. Je le suggère, parce que, comme on a exprimé, c'est  
4 des cas de figure qui existent à certains endroits  
5 du réseau. Globalement, bien, je vais dire oui,  
6 d'emblée, la majorité du réseau RTP non-Bulk  
7 supporte le défaut triphasé. Donc, le niveau de  
8 robustesse attendu, la performance attendue est  
9 rencontrée.

10 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

11 R. Je vais peut-être compléter un élément important.  
12 On focusse beaucoup sur la contingence du défaut  
13 triphasé. J'aimerais souligner que la norme FAC-011  
14 et la norme FAC-014 ont un ensemble de principes de  
15 bonnes pratiques qui sont reconnus et qui sont  
16 utilisés pour l'exploitation du réseau par les  
17 normes TOP et IRO. Donc, il y a un lien qui se fait  
18 entre toutes ces normes-là en exploitation. Et ces  
19 grands principes-là font partie de ce qui est fait  
20 à Hydro-Québec, entre autres par le Coordonnateur  
21 et par l'exploitant. Donc, on parle de la  
22 problématique précise de l'application du défaut  
23 triphasé dans les réseaux non-Bulk, mais l'ensemble  
24 de la norme a lieu d'être et est arrimé avec les  
25 principes d'exploitation avec les réseaux voisins à

1 l'interne de l'interconnexion, autant pour le  
2 réseau principal que pour les réseaux non-Bulk.

3 M. NICOLAS TURCOTTE :

4 R. J'aimerais juste rajouter ce que je viens de dire  
5 puis compléter ce que monsieur Langlois vient de  
6 dire. En fait, la norme, elle est bonne. C'est dans  
7 son champ d'application, dans l'établissement des  
8 limites SOL. Donc, pour les respecter, le  
9 Coordonnateur n'a qu'à les rabaisser. Et, bon, le  
10 niveau de performance est rencontré. C'est dans  
11 l'établissement. Ce n'est pas que la norme n'est  
12 pas bonne. C'est les SOL elles-mêmes qui sont  
13 établies. Je ne sais pas si je suis assez clair à  
14 ce niveau-là.

15 Q. [48] Oui, oui.

16 R. C'est les limites elles-mêmes qui seront à revoir à  
17 la baisse dans certains cas.

18 Q. [49] O.K. Par ailleurs, on était toujours sur un  
19 défaut monophasé en ce qui concerne notamment RTA.  
20 Est-ce qu'on pourrait limiter l'application au  
21 défaut monophasé jusqu'à ce que vous ayez la clause  
22 grand-père? Est-ce que ce serait quelque chose qui  
23 pourrait être envisagé?

24 R. Juste pour bien répondre à votre question,  
25 j'aimerais que vous spécifiez votre question. Puis

1 je vais juste essayer de comprendre bien votre  
2 question. Est-ce que vous me parlez du cas  
3 spécifique du réseau de RTA ou vous me parlez dans  
4 la globalité de l'interconnexion?

5 Q. [50] J'essayais d'appliquer dans la globalité sans  
6 nécessairement centrer sur RTA, parce que vous  
7 m'indiquez que c'était... Je ne voulais pas avoir  
8 une réponse spécifique à RTA. Mais RTA est le  
9 cas...

10 R. Je ne sais pas si c'est un cas de figure. C'est ça.  
11 J'exprime...

12 Q. [51] C'est parce que je n'ai pas votre liste, rien.  
13 Alors je ne peux pas...

14 R. Mais c'est ce qui a été soulevé en... C'est ce qui  
15 a été soulevé effectivement dans les séances de  
16 travail. Maintenant, effectivement... Bien, là,  
17 j'essaie de comprendre la question, parce que  
18 j'essaie de comprendre la résultante. La résultante  
19 étant soit, vous maintenez le statu quo, la Régie  
20 peut maintenir le statu quo en adoptant une  
21 quelconque décision, ordonnance ou quoi que ce soit  
22 qui va maintenir le statu quo pour l'établissement  
23 du monophasé. Mais comme j'ai dit, dans la  
24 globalité de l'interconnexion, on a jugé la norme  
25 bonne avec ce que monsieur Langlois... Donc, le

1 deuxième cas de figure, c'est que le Coordonnateur  
2 abaisse les limites pour respecter les contingences  
3 applicables en vertu des FAC. C'est les deux cas de  
4 figure qui existent.

5 (9 h 52)

6 Q. [52] Oui, présentement, si vous abaissiez les  
7 limites, ça pourrait causer préjudice, notamment, à  
8 RTA? Bien...

9 R. Je...

10 Q. [53] Je ne sais pas, là.

11 R. Je ne peux pas... Encore une fois, c'est parce que  
12 ça serait anticiper l'évaluation qu'on en ferait.  
13 Parce que la valeur de la limite elle-même, je ne  
14 l'ai pas, en fait. Mais... je vais m'arrêter, dans  
15 mon témoignage, à il y aurait un abaissement  
16 probablement de ces limites-là, effectivement.

17 Q. [54] Oui, si vous appliquez les critères triphasés,  
18 c'est...

19 R. Le défaut triphasé.

20 Q. [55] Triphasé?

21 R. Pardon, le... oui, oui. Bien, les critères tels que  
22 la performance attendue de la norme.

23 Q. [56] C'est ça.

24 R. C'est ça. Mais, comme je vous dis, la problématique  
25 d'établir d'emblée, soit par décision ou par

1 ordonnance, l'établissement du critère monophasé,  
2 peut-être ça... ça maintient le statu quo mais ça  
3 anticipe trop largement ce que le Coordonnateur  
4 veut faire avec la clause grand-père. Ça ne permet  
5 pas à terme que les modifications réseaux  
6 significatives puissent rencontrer les niveaux  
7 performance attendus par le Coordonnateur dans un  
8 horizon moyen, long terme. Donc... c'est tout.

9 Q. [57] C'est votre réponse.

10 R. Effectivement, c'est ma réponse. Mais j'essaie  
11 peut-être de saisir... comme j'ai dit, je comprends  
12 la problématique, maintenant c'est le moyen qui  
13 m'échappe.

14 Q. [58] Oui, c'est ça, j'essaie de trouver une  
15 formula... tu sais, une formule ou une composition,  
16 j'essaie d'avoir vos commentaires sur de quelle  
17 façon dispose-t-on des deux normes, FAC-010 et  
18 FAC-011, qui sont présentement en vigueur, compte  
19 tenu des préoccupations qui ont été manifestées au  
20 courant de l'audience et qui a donné suite à  
21 votre... en fin de compte, qui a provoqué, si je  
22 peux dire, le déclenchement d'une proposition à  
23 venir et à être étudiée avec les entités  
24 concernées. C'est ce que j'essaie juste de situer,  
25 est-ce qu'on doit suspendre? Est-ce qu'on doit ne

1 pas suspendre? Ou de retenir juste le critère  
2 monophasé tant et aussi longtemps qu'on n'aura pas  
3 complété l'étude?

4 R. C'est clair que, pour le Coordonnateur, la  
5 suspension n'est pas acceptable. Elle est vigueur,  
6 la norme, donc on la juge à cause des motifs que  
7 monsieur Langlois a exprimés, les arrimages, TOP,  
8 IRO, les autres critères... les autres contingences  
9 applicables dans... pardon, dans la norme FAC qui  
10 sont valables, qui assurent un niveau de fiabilité  
11 du réseau.

12 Donc, le Coordonnateur n'est pas là, là.  
13 N'est pas à demander la suspension... même que ce  
14 n'est pas ça qu'il propose. Ce qu'il propose c'est  
15 de dire, il n'y a pas, selon lui, péril en la  
16 demeure, c'est au Coordonnateur, à ce moment-là, à  
17 réévaluer les limites. Mais, pour les niveaux de  
18 performance attendus à long terme, bien sûr, le  
19 Coordonnateur propose la fameuse clause grand-père  
20 à venir.

21 Q. [59] À venir. Mais c'est un... je pense que la  
22 question se situait plus en période transitoire.  
23 Entre le moment... entre aujourd'hui et le moment  
24 où serait mise en vigueur la clause grand-père.  
25 C'est ça, cette période-là, là, qui...

1 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

2 Et, pendant que les témoins confèrent, je vous  
3 entends bien, j'entends bien vos questions et, en  
4 argumentation, on va être capable de vous ficeler  
5 quelque chose de plus concret, je dirais, sur la  
6 séquence des événements. Et on va réfléchir aussi à  
7 la question de la période transitoire, là, si on  
8 parle d'une décision de la Régie, bien, on sera  
9 plus explicite sur ce qui est recherché.

10 R. Oui, puis je fais suite à ce... les propos de mon  
11 procureur. Si jamais il y a tel type d'ordonnance  
12 de la Régie, bien, qu'on puisse être consulté sur  
13 le libellé lui-même pour qu'on s'arrime sur la...  
14 la clause à venir ou...

15 Me PIERRE RONDEAU :

16 Q. [60] D'accord, c'est une démarche...

17 M. CHARLES-ÉRIC TREMBLAY : ??

18 R. C'est une démarche, effectivement.

19 Q. [61] ... pour tenter d'avoir le... un petit peu  
20 tous les tenants et aboutissants de la  
21 problématique qui est soulevée. Je prends bonne  
22 note de vos commentaires ainsi que les commentaires  
23 de votre procureur. Je vous remercie.

24 (9 h 58)

25 R. Oui. La norme...



1 Q. [62] TPL-003, là, je m'excuse.

2 R. Les normes TPL sont approuvées aux États-Unis.

3 Q. [63] Elles sont toutes approuvées?

4 R. Je ne peux pas dire toutes.

5 M. MICHAËL GODBOUT :

6 R. Mais je vais prendre TPL 001 à 004 ont été  
7 approuvées dans ces versions qui sont référées ici.

8 Q. [64] Oui.

9 R. Elles ne sont pas en vigueur actuellement, elles  
10 ont été remplacées par la TPL-001-4.

11 Q. [65] Ah O.K. Alors, la TPL-003 a été adoptée  
12 mais... a été approuvée mais non mise en vigueur  
13 puis ça va être remplacé éventuellement par la...

14 R. Elle a été mise en vigueur et elle est actuellement  
15 remplacée.

16 Q. [66] Elle est actuellement remplacée par la TPL-  
17 001-4?

18 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

19 R. Oui, qui concilie les quatre TPL.

20 Q. [67] Qui concilie l'ensemble des normes TPL, c'est  
21 ça?

22 R. Oui.

23 Q. [68] Bon. La norme, cette norme-là, TPL-003, n'a  
24 jamais été adoptée ici par la Régie?

25

1 M. MICHAËL GODBOUT :

2 R. C'est exact.

3 Q. [69] Alors, si elle n'a jamais été adoptée au  
4 Québec, il n'y a pas de normes en français, là, il  
5 n'y pas de textes français correspondant à la TPL-  
6 003, au Québec, auquel on fait référence dans la  
7 FAQ, là?

8 R. La norme TPL-003 a été déposée pour adoption dans  
9 le dossier 3699.

10 Q. [70] O.K.

11 R. Donc par conséquent, il y a des textes qui existent  
12 en français.

13 Q. [71] O.K. Puis c'est la version originale,  
14 j'imagine? Est-ce qu'il y avait une version ou  
15 c'était la...?

16 R. Bien dans ce cas-ci, le renvoi n'a pas de version  
17 dans la TPL-003. Je crois que c'est la... bien,  
18 dans notre présentation, on disait : « TPL-003-1 ».   
19 Il faudrait que je confirme la chose mais je crois  
20 que c'est les... je crois qu'il y avait eu... je ne  
21 sais pas c'est quelle version qui a été demandée en  
22 adoption, il faudrait confirmer.

23 Q. [72] Est-ce que vous vouliez confirmer ou vous  
24 pouvez confirmer? Non, je viens de juste prendre  
25 votre dernier propos, là.

1 R. Oui. Bien, on peut confirmer. Voulez-vous une  
2 confirmation tout de suite? On peut le faire.

3 Q. [73] Confirmer qu'effectivement, que la norme TPL-  
4 003 a été déposée dans le cadre du 3699.

5 R. Ça je le confirme.

6 Q. [74] O.K.

7 R. Oui. Alors là, la question c'est, la TPL-003-1  
8 qu'on a fait référence dans notre présentation, si  
9 c'est cette version-là ou une autre, mais il y a  
10 une version, ici il n'y pas de version dans le  
11 renvoi, il y a une version de la TPL-003 qui a été  
12 déposée dans 3699.

13 Q. [75] O.K.

14 R. Ça, je le confirme.

15 Q. [76] O.K. Par ailleurs, Monsieur Turcotte, quant  
16 aux MOD-029 et 008 qui portent sur l'établissement  
17 de l'ATC, on indiquait... vous avez indiqué, dans  
18 votre témoignage, qu'après discussion avec le  
19 Transporteur, le Transporteur veillerait à faire  
20 modifier l'appendice C des Tarif et Conditions pour  
21 qu'il y ait concordance avec les normes en causes,  
22 c'est ce que vous avez dit hier?

23 M. NICOLAS TURCOTTE :

24 R. Oui. En fait, discussion, je vais spécifier,  
25 discussion avec, notamment, entre... un échange de

1           conversations entre les procureurs d'ELL aussi et  
2           que le Coordonnateur vérifie auprès du  
3           Transporteur, effectivement, puis c'est ce qu'on  
4           nous a confirmé.

5       Q. [77] O.K. Quel serait l'impact, à ce moment-là?  
6           Parce que là, on ne peut pas savoir exactement,  
7           j'imagine, je n'ai pas posé la question au  
8           Transporteur, là, on va nécessairement devoir  
9           repousser l'entrée en vigueur de la norme, de ces  
10          deux normes-là? Jusqu'à ce qu'il y ait conformité,  
11          concordance entre...? Puis quel serait l'impact  
12          dans une telle éventualité si on devait repousser  
13          la mise en vigueur de la norme pour des fins  
14          d'obtention par le Transporteur d'un appendice C  
15          qui corresponde...?

16       R. Les représentations que vous avons eues du  
17          Transporteur sont à l'effet qu'il n'y a pas  
18          d'impact de l'adoption de la norme. Maintenant,  
19          comme je l'ai dit, après consultation entre les  
20          procureurs du Coordonnateur, procureurs du  
21          Transporteur et procureurs d'ELL, il a été convenu,  
22          effectivement, qu'il serait peut-être souhaitable,  
23          au Québec, que pour le prochain dépôt tarifaire, il  
24          y ait un arrimage. Donc, la date d'entrée en  
25          vigueur de ces MOD, de ces normes MOD là puisse

1 être arrimée, la date d'entrée en vigueur puisse  
2 être arrimée avec la date d'entrée en vigueur du  
3 tarif. Puis le Coordonnateur s'attend,  
4 effectivement, que ce soit fait en deux mille dix-  
5 huit (2018), là.

6 Q. [78] Oui.

7 (10 h 04)

8 R. ... pour grosso modo...

9 Q. [79] Au début de l'année deux mille dix-huit  
10 (2018).

11 R. Les attentes légitimes du Coordonnateur, c'est que  
12 dans le prochain tarifaire il y ait effectivement  
13 un arrimage qui soit fait. Mais soit dit en  
14 passant, je réitère les représentations que nous a  
15 faites le Transporteur sont à l'effet qu'il n'y a  
16 pas d'impact. C'est ce que nous avons... comme je  
17 vous dis, c'est un contrat commercial, nous, nous  
18 croyons que la norme telle que telle, elle est  
19 bonne.

20 Q. [80] Merci. Je vous réfère maintenant à la PRC-002-  
21 2 portant sur les surveillances des perturbations  
22 et production de données. Ça comporte une  
23 disposition particulière, cette norme-là, à  
24 l'Annexe Québec à l'effet que ça s'applique  
25 seulement aux installations du réseau, transport

1 principal?

2 M. MICHAËL GODBOUT :

3 R. Effectivement.

4 Q. [81] O.K. Compte tenu de cette disposition  
5 particulière à l'annexe relative au RTP, est-ce  
6 qu'il est possible que... Je vais me reprendre.  
7 J'avais... J'ai la question sous un angle un peu  
8 différent. À l'Annexe Québec il y a une disposition  
9 particulière concernant l'annexe 1 à la disposition  
10 particulière pour l'étape 1 où on indique que  
11 lorsque le propriétaire des installations transport  
12 dresse la liste complète des jeux de barres du RTP  
13 qu'il possède, il peut à sa discrétion ajouter un  
14 ou des jeux de barres non-RTP qu'il possède à sa  
15 liste aux fins de l'application de cette norme en  
16 autant que chaque jeu de barres non-RTP soit  
17 connecté à au moins un élément du RTP décrit à  
18 l'exigence 3.2.1. O.K.?

19 M. NICOLAS TURCOTTE :

20 R. Oui.

21 Q. [82] C'est dans ce contexte-là. Alors, compte tenu  
22 de cette disposition particulière, il est possible  
23 qu'une entité visée soit amenée à positionner des  
24 enregistreurs uniquement sur des barres RTP?

25 R. Non-RTP, vous voulez dire?

1 Q. [83] Non-RTP, excusez-moi.

2 R. Si et seulement si elles sont équivalentes à ces  
3 barres, si ces barres ont un courant de court-  
4 circuit équivalent à une barre RTP. Donc, c'est une  
5 sorte d'allégement qui était suggéré par l'entité  
6 RTA et le Coordonnateur, pour des raisons  
7 d'allégement et des raisons peut-être d'enregistrer  
8 les défauts là où il est important de le faire, je  
9 vais le dire comme ça, a pris d'emblée cette  
10 suggestion de RTA et a essayé de la codifier dans  
11 l'Annexe. C'est ce qu'on y retrouve ici,  
12 effectivement. Donc, pour répondre à votre  
13 question, c'est oui.

14 Q. [84] Alors, dans ce contexte-là, est-ce que  
15 l'objectif visé par la norme est réellement atteint  
16 quand vous accordez cette discrétion?

17 R. C'est une question difficile à répondre, parce  
18 qu'en fait, l'objectif bien sûr c'est d'enregistrer  
19 des perturbations, des défauts sur les barres  
20 nécessitant de le faire, je vais dire ça comme ça  
21 et, bon, si la question sous-jacente c'est : est-ce  
22 qu'il existe d'autres barres qui sont non-RTP qui  
23 ont des défauts supérieurs à des barres RTP? Là, à  
24 ce moment-là, un cas de figure que je viens  
25 d'exposer, chez certaines entités, probablement que

1 le cas... oui, c'est le cas.

2 (10 h 08)

3 Oui, en fait, effectivement on me rappelle que  
4 l'intention de la norme c'est de mettre des  
5 enregistreurs de défaut lorsque c'est essentiel à  
6 la fiabilité. Maintenant, comme je dis, c'est... ça  
7 respecte l'esprit de la norme, sauf que ce que ça  
8 met en exergue, ce que ça met en lumière c'est  
9 qu'il y a peut-être des barres avec des courants,  
10 des courts-circuits supérieurs qui sont situés hors  
11 RTP pour une entité. C'est ce que ça met en  
12 exergue, effectivement.

13 Q. [85] O.K. Mais maintenant, compte tenu de la  
14 discrétion qui a été accordée à l'entité, est-ce  
15 qu'il ne serait pas souhaitable de modifier les  
16 étapes puis faire... l'étape 8 traite de la  
17 discrétion de l'entité, alors la faire passer à  
18 l'étape 1, cette étape-là?

19 R. Votre sugges... bien votre suggestion, votre  
20 affirmation est à l'effet qu'on devrait modifier  
21 l'étape 8 et l'étape 1? Inverser l'étape 8 et  
22 l'étape 1? Est-ce que j'ai bien compris?

23 Q. [86] Non, c'est pas... c'est pas ça. C'est plutôt  
24 de mettre la disposition particulière que vous avez  
25 à l'étape 1, suivant le texte de la norme, de la



1           placer à l'étape 8.

2           R. Ah!

3           Q. [87] Si vous n'êtes pas capable de me donner une  
4           réponse, vous pourrez étudier la question puis nous  
5           soumettre votre...

6           R. Je vais laisser monsieur Godbout répondre parce  
7           qu'il a une meilleure connaissance des étapes que  
8           moi.

9           M. MICHAËL GODBOUT :

10          R. Alors on a considéré cette option-là pour faire la  
11          disposition particulière et la raison qu'on l'a  
12          fait de cette façon-là, c'est qu'on croyait que  
13          c'était plus simple à comprendre. Ou peut-être que  
14          vous ne croyez pas la même chose, mais d'entrée de  
15          jeu, l'annexe 1, je prends pour acquis que vous la  
16          connaissez puisque vous nous posez des questions  
17          spécifiques là-dessus. C'est à peu près neuf étapes  
18          pour faire à peu près quatre étapes de travail, là.  
19          C'est une structure assez complexe. Il y a  
20          différentes options où intervenir avec une  
21          disposition particulière.

22                        La façon qu'on... la raison qu'on a choisie  
23          comme ça, c'est que... ce qu'on dit... en accordant  
24          la discrétion à l'étape 1 puis en permettant à  
25          l'entité de rajouter des barres comme il le

1       souhaite, « right », tu peux ajouter des barres, tu  
2       peux ajouter toute barre que tu veux, mais  
3       ultimement... En effectuant la procédure on  
4       s'assure que, entre autres la barre la plus  
5       importante appartenant à cette entité-là est  
6       sélectionnée. Ça, c'est l'étape 6. Pour plusieurs  
7       entités au Québec, c'est la seule qui va  
8       s'appliquer, l'étape 6, parce qu'ils n'auront pas  
9       suffisamment de barres RTP pour avoir à désigner  
10      plus qu'un endroit.

11                Pour les entités qui sont plus importantes  
12      ou advenant qu'une entité du Québec devienne plus  
13      importante, dans l'étape 8 il y a un niveau de  
14      discrétion, mais l'étape 8 ne serait pas atteinte  
15      pour des entités plus petites parce que c'est  
16      l'étape 6 qui prime... réduire à la supérieure  
17      et... ta-ta-ta... à l'étape 7 : « Si la liste  
18      compte entre 1 et 11 barres », si... je vous réfère  
19      à l'étape 7, deuxième paragraphe :

20                    Si la liste compte entre 1 et 11 jeux  
21                    de barres désignés pour la saisie de  
22                    données SCED, le jeu de barres dont la  
23                    puissance de court-circuit triphasé  
24                    est déterminé à l'étape 3 est le plus  
25                    élevée.

1 Par exemple, pour le cas de RTA, c'est à cette  
2 étape qu'il va primer. Donc l'étape 8 ne serait pas  
3 atteinte, il n'y aurait pas de niveau  
4 discrétionnaire.

5 Par conséquent, pour résumer, l'annexe 1  
6 fait un... il y a un processus sur des barres. Nous  
7 permettons à une entité de rajouter des barres dans  
8 ce processus-là, mais ce processus-là assure que  
9 seules les barres les plus importantes vont  
10 ressortir de cette sélection-là. Alors le fait  
11 que... tu pourrais rajouter plein de barres sans  
12 importance, elles ne seront pas sélectionnées. Et  
13 pour rendre la chose plus... en superficie absurde,  
14 on a dit que c'est des barres, qu'ultimement la  
15 barre doit être aussi importante ou plus importante  
16 que la... que les barres actuelles.

17 (10 h 14)

18 Q. [88] Je vais passer à un autre sujet. On a discuté  
19 un petit peu hier des centrales non raccordées ou  
20 des centrales raccordées au RTP. Je constate, à  
21 l'annexe C du registre, qu'il y a une colonne qui  
22 porte le nom « Raccordées au RTP » et les centrales  
23 qui sont énumérées sont, oui ou non, raccordées au  
24 RTP. Il n'y a pas de mention de « raccordées  
25 directement au RTP » ou indirectement, alors c'est

1           autour de ça.

2                        J'imagine, il y a des normes, par exemple,  
3           comme la PRC-006 qu'on travaillait hier, sur  
4           laquelle on procède à l'examen des normes... C'est  
5           une des normes qui fait l'objet de l'examen. On  
6           traite de raccordement direct au RTP. Alors, il y a  
7           peut-être d'autres normes où c'est raccordé,  
8           purement raccordé au RTP sans préciser si c'est  
9           directement ou indirectement. Alors, j'essaie de  
10          circonscrire un petit peu la définition du « non  
11          raccordée » au RTP.

12                        Pour vous donner une piste un peu, les  
13          centrales... l'Île-de-la-Madeleine par exemple, la  
14          centrale de l'Île-de-la-Madeleine n'est pas  
15          raccordée au RTP. Je suis d'accord. Ça prendrait un  
16          passage...

17          M. NICOLAS TURCOTTE :

18          R. Je suis tout à fait d'accord avec vous.

19          Q. [89] Vous êtes d'accord. Bon. Par ailleurs, il y a  
20          d'autres... il y a d'autres installations de  
21          production qui ne sont pas raccordées au RTP,  
22          notamment par exemple les centrales de RTA qui est  
23          ici, elles ne sont pas raccordées au RTP. Et ce,  
24          pour quelles raisons qu'elles ne sont pas... on  
25          considère qu'elles ne sont pas raccordées au RTP?

1 Suivant la colonne ici, là, on dit « Raccordées au  
2 RTP » et j'y vais... Je vous proposerais une  
3 proposition de réponse. Est-ce que c'est parce que  
4 c'est un lien non-RTP?

5 (10 h 16)

6 M. MICHAËL GOUBOUT :

7 R. Dans votre exemple, par exemple, Îles-de-la-  
8 Madeleine, ce serait un exemple d'une centrale qui  
9 n'est pas raccordée mais aussi qui n'est pas  
10 synchronisée. Alors, la distinction à la colonne  
11 quand on dit « raccordée à l'intention du  
12 Coordonnateur » c'est raccordé par un lien RTP,  
13 donc une centrale qui se raccorde à un lien RTP.

14 Q. [90] Directement?

15 R. Oui. Alors, la notion de directement, on en a  
16 entendu parler beaucoup hier, mais c'était dans les  
17 normes d'origine. Et dans les annexes, ça se peut  
18 qu'on l'ait fait. Il y a beaucoup de normes. Mais  
19 normalement ce qu'on essaie de faire, c'est de  
20 reproduire la caractéristique identifiée au  
21 registre. C'est le but. Alors, normalement, par  
22 exemple, dans la PRC-025, dans l'annexe, on dit :

23 Des installations de production qui ne  
24 seront pas raccordées au RTP sont  
25 exemptées.

1 C'est parce qu'ils n'ont pas un lien RTP pour les  
2 raccorder. Donc, pour nous, c'est implicite que  
3 c'était directement raccordé. Donc, c'est pour ça  
4 qu'on a répondu comme on l'a fait hier. Si dans  
5 certaines annexes on a fait « directement  
6 raccordée », dans des versions ultérieures, on va  
7 corriger le tir.

8 Q. [91] Parfait.

9 M. NICOLAS TURCOTTE :

10 R. En fait j'essaie de comprendre aussi la question si  
11 ce n'est pas une suggestion de rajouter au registre  
12 « directement raccordée ».

13 Q. [92] Bien, c'est ce que je posais comme question.  
14 C'est ça, je l'ai apporté. Si on changeait la  
15 colonne où c'est indiqué présentement « raccordées  
16 au RTP » « raccordées directement au RTP », est-ce  
17 que... C'est ce que je vous propose...

18 R. Je comprends.

19 Q. [93] ... comme piste. C'est une piste, là.

20 R. Je comprends. Mais il n'en demeure pas moins que la  
21 caractéristique principale de la centrale, c'est  
22 qu'elle est RTP, parce qu'elle est synchrone avec  
23 le réseau. Donc, elle participe à plusieurs  
24 critères de fiabilité qu'on a mentionnés dans un  
25 autre dossier R-3952. Ces centrales-là demeurent

1 RTP. Elles sont connectées au RTP. Le lien qui les  
2 unit au RTP n'est peut-être pas lui-même RTP parce  
3 que, comme on a exprimé dans le dossier 3952,  
4 chaque élément a fait un peu l'objet d'une analyse  
5 selon des critères de fiabilité. La centrale répond  
6 aux critères de fiabilité. Elle est RTP. Elle est  
7 connectée, elle est raccordée. Mais là, la notion  
8 du lien lui-même, effectivement, le lien ne peut...

9 Q. [94] Bien, c'est parce que...

10 R. ... peut ne pas être classifié.

11 Q. [95] J'essaie de voir ce qui est à la base de  
12 votre... de l'objectif visé par la colonne. On dit  
13 « raccordées au RTP ». On prend l'exemple de RTA.  
14 Ce sont des centrales qui sont synchronisées avec  
15 le réseau, qui sont des centrales RTP, mais le lien  
16 ne l'est pas. Pourquoi faire une distinction ici  
17 dans la colonne entre ce qui est... Par exemple, le  
18 cas de figure de Îles-de-la-Madeleine n'est  
19 définitivement pas raccordé au réseau. Mais pour  
20 les autres, pourquoi est-ce qu'on fait une... Quel  
21 est l'objectif visé par la distinction? Il y a  
22 d'autres normes qui s'appliquent?

23 M. MICHAËL GOUBOUT :

24 R. En principe, pour reprendre, le but de... le  
25 registre des entités contient des spécifications

1 nécessaires pour l'application des normes. Donc,  
2 typiquement, c'est soit dans la norme d'origine ou  
3 dans l'annexe. On a une caractéristique. Alors, ça  
4 peut être « raccordé au RTP », ça peut être  
5 « Bulk ». Et on identifie les éléments de Bulk.  
6 Alors, là, il y a certaines normes qui identifient  
7 qu'il ne s'applique pas ou qu'il s'applique juste à  
8 des éléments qui sont raccordés au RTP. Par exemple  
9 la PRC-025-1. Il y en a peut-être une couple  
10 d'autres.

11 Cette distinction existe, elle est  
12 nécessaire pour l'application des normes. Donc, on  
13 en a besoin dans le registre. La notion du libellé,  
14 bien, nous, le libellé, on peut le changer. Mais,  
15 là, après ça, il faut qu'on change les normes,  
16 parce que quand on l'a mis dans le registre, c'est  
17 un peu ce qu'on disait hier, c'est autodéfinissant.  
18 Ça se définit soi-même. On a une liste  
19 d'installations. Puis on dit « raccordées à RTP ».  
20 On aurait pu mettre « X » comme... Puis, là, tu dis  
21 oui. Puis dans la norme, tu dis, tout ce qui est X  
22 est visé. Ça se définit en soi. On peut améliorer  
23 le libellé. Mais après ça, il faut qu'on le change  
24 partout pour qu'on puisse faire le lien entre la  
25 caractéristique dans la norme et/ou son annexe et



1 dans le registre.

2 (10 h 21)

3 Pour la notion de... revenir à votre  
4 question, les Îles-de-la-Madeleine n'est pas...  
5 n'est pas au registre. Toutes les installations qui  
6 sont au registre sont synchrones au réseau. Et  
7 cette caractéristique-là, de non raccordées, est  
8 présente au registre parce qu'elle est utilisée  
9 dans les annexes au Québec. Elle n'a pas... on a eu  
10 une question là-dessus dans un autre dossier. Le  
11 registre n'est pas là pour dire comment gros une  
12 entité est ou plein de détails d'entités. C'est là  
13 pour préciser des caractéristiques nécessaires, à  
14 la suite de débats, à l'application des normes ou  
15 annexes.

16 M. NICOLAS TURCOTTE :

17 R. Juste pour spécifier. Pour les Îles-de-la-  
18 Madeleine, c'est un réseau autonome. C'est comme  
19 la... Blanc-Sablon, bon, des endroits comme ça.

20 Q. [96] Oui, effectivement, je comprends, le propos  
21 que vous tenez c'est que « raccordées au RTP »  
22 étaient les termes utilisés dans les normes, alors  
23 vous l'avez reproduit dans le registre, comme ça  
24 constituait une caractéristique. Bon.

25

- 1 M. MICHAËL GODBOUT :
- 2 R. Exact.
- 3 Q. [97] Et, si on a fait une distinction entre oui ou  
4 non, ici, il y avait une raison fondamentale  
5 également. Est-ce qu'il y a beaucoup de normes qui  
6 sont impliquées, qui ont trait à la caractéristique  
7 de « raccordées au RTP », c'est ça que j'essaie  
8 de... je pense que vous l'avez soulevé tout à  
9 l'heure...
- 10 M. NICOLAS TURCOTTE :
- 11 R. C'est ça, c'est ce qu'on a soulevé, effectivement,  
12 PRC-025-1, la section A, 3.3, section 3.3,  
13 l'exemption elle-même. Il y a une notion de  
14 « raccordées au RTP ». Donc, la caractéristique du  
15 registre est ainsi, trouve application dans cette  
16 norme-là.
- 17 Q. [98] Est-ce que vous pourriez, juste sommairement,  
18 tenter de revoir, quand on aura terminé ici, je  
19 soupçonne que vous ne serez pas libérés tant qu'on  
20 n'aura pas entendu le Transporteur, d'essayer de  
21 voir la portée de cette colonne-là, de « raccordées  
22 au RTP », combien de normes sont affectées?
- 23 R. Vous voulez la liste des normes où on y retrouve la  
24 mention...
- 25 Q. [99] C'est ça, qui justifie...

1 R. ... « raccordées au RTP » est utilisée?

2 Q. [100] Qui justifie la distinction entre non ou oui,  
3 raccordé.

4 R. Pas de problème, on peut prendre l'engagement... je  
5 pourrais le libeller ainsi. De vous dresser la  
6 liste...

7 Q. [101] C'est la liste des installations...

8 R. Non, des normes.

9 Q. [102] Des normes. La liste des normes qui font  
10 référence à la caractéristique « raccordées au  
11 RTP » reproduite à l'Annexe C ici, des  
12 installations.

13

14 E-4 (HQCMÉ) : Liste des normes faisant  
15 référence à la caractéristique  
16 « raccordées au RTP » reproduite  
17 à l'Annexe C des installations  
18 (Demandé par la Régie)

19

20 Q. [103] J'avais juste un tableau. Par curiosité  
21 également, parce qu'on avait fait beaucoup de  
22 « directement raccordées au RTP », on faisait  
23 allusion à ce qu'était la situation aux États-Unis  
24 puis ça avait trait à la production dispersée.  
25 C'est là que le... cette notion-là était importante

1           parce que ça ne visait pas les éoliennes ou les  
2           installations solaires. Est-ce que j'ai compris que  
3           c'est ce que vous avez indiqué hier?

4           M. MICHAËL GODBOUT :

5           R. On a un engagement là-dessus, de préciser la nature  
6           de la dépendance dans la norme d'origine à la NERC.

7           Q. [104] O.K. C'est parce que j'avais une page,  
8           j'étais sur les installations de RTA puis je  
9           notais, par exemple, que la Seigneurie de Beaupré,  
10          qui sont des installations de production éolienne,  
11          oui, elles sont raccordées au RTP, il y en a  
12          d'autres qui ne le sont pas. Alors, quelle est la  
13          distinction, la raison d'être de...

14          R. Il faut quand même comprendre que là, hier, on a  
15          rentré dans un grand débat, on a pris des  
16          engagements pour situer un contexte d'application à  
17          la NERC qui, dans ma mémoire, datait d'il y a huit  
18          mois, là, quand on a fait la séance de travail.  
19          Nous, le Coordonnateur, on dit que le champ  
20          d'application qu'on a proposé pour la norme au  
21          Québec, dans l'annexe, est bon. La notion de  
22          dispenser ou ne pas dispenser, telle qu'ils l'ont  
23          mise en place aux États-Unis, c'est une question  
24          plus méthodologique. Ça a trait à un autre dossier  
25          de comment les installations sont visées au Québec.

1 Nous, on a le RTP et le RTP fait cette job-là,  
2 de... d'établir le champ d'application de la norme.  
3 Donc, puisqu'on a le RTP, la notion de disperser ou  
4 non ne joue pas et, par conséquent, une éolienne  
5 qui a une capacité suffisante, donc qui est RTP,  
6 directement raccordée, a certaines obligations sous  
7 la norme actuelle. Par contre, je sais qu'il y a  
8 quand même... il y a eu discussion sur cette norme-  
9 là pour l'application de la MOD-025-2 dans un cas  
10 comme celui-là, qui est raccordé. Ça, il faudrait  
11 que j'y pense, là, pour...

12 (10 h 26)

13 Q. [105] Peut-être un élément... le lien qui raccorde,  
14 est-ce qu'il y a un lien quelconque qui a...

15 R. Oui, effectivement.

16 Q. [106] ... la capacité...

17 R. Il y a un lien. La...

18 Q. [107] Vous êtes en train de lire le...

19 M. NICOLAS TURCOTTE :

20 R. Excusez-moi, je prenais l'opportunité de ne pas  
21 répondre pour consulter le GEN-S-500,  
22 effectivement, mais vous mentionniez la Seigneurie  
23 de Beaupré?

24 Q. [108] Oui.

25 R. Bien, elle me semble raccordée directement.

- 1 Q. [109] C'est raccordé directement?
- 2 R. Directement au RTP, oui.
- 3 Q. [110] Et quelle est la capacité du lien? Est-ce
- 4 qu'il y a un...?
- 5 R. Je n'en ai aucune idée.
- 6 Q. [111] O.K.
- 7 R. Je suis désolé. Je suis désolé, je ne l'ai pas...
- 8 je n'ai pas le registre sous les yeux, c'est pour
- 9 ça.
- 10 M. MICHAËL GODBOUT :
- 11 R. Si vous avez le registre sous les yeux, ça doit
- 12 être la capacité du parc.
- 13 Q. [112] Ah, je pensais qu'il pouvait y avoir une
- 14 indication...
- 15 M. NICOLAS TURCOTTE :
- 16 R. La ligne elle-même, c'est la... en fait, je peux
- 17 vous donner le numéro de la ligne, là, mais je ne
- 18 pense pas que ce soit très utile.
- 19 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :
- 20 R. Est-ce que la question c'est la capacité en termes
- 21 de mégawatts qui transitent sur cette ligne-là?
- 22 Q. [113] Oui.
- 23 R. C'est la question? Pour le parc Seigneurie de
- 24 Beaupré ou on parle...
- 25 Q. [114] Bien, pour le parc, c'est parce qu'il y a

- 1 d'autres liens en Gaspésie, c'est des non-liens...  
2 j'essayais juste de voir la raison pour laquelle...  
3 c'est parce que c'était un connecteur ou c'était le  
4 lien ou...? Qu'est-ce qui faisait que c'était...?  
5 R. On parle du parc éolien ou du lien auquel il est  
6 raccordé?  
7 Q. [115] Oui. C'est ça.  
8 R. C'est quoi? Est-ce que la question c'est le parc  
9 lui-même ou le lien 315kV qui lui est raccordé?  
10 Q. [116] Bien c'est ça, c'est... je... c'est parce que  
11 je comprends qu'il y a certaines installations  
12 éoliennes où il y a un connecteur puis c'est le  
13 parc lui-même qui est connecté directement. Et il y  
14 en a d'autres où c'est une configuration  
15 différente...  
16 R. Non.  
17 Q. [117] ... ou ils ne sont pas raccordés directement  
18 au RTP...  
19 R. Non. Chaque parc éolien a un point de raccordement  
20 au réseau de transport qui peut être 120kV, deux  
21 cent trente (230), trois cent quinze (315). Mais de  
22 façon générale, les parcs éoliens ont un design  
23 similaire, ils ont tous un point de raccordement au  
24 réseau HQ. Dans le cas de Seigneurie de Beaupré,  
25 c'est un réseau à 315kV...

1 Q. [118] Bon, c'est ça.

2 R. ... qui est considéré comme un élément RTP.

3 Q. [119] C'est ça.

4 R. Non pas à cause du parc éolien...

5 Q. [120] Non, non, à cause du...

6 R. ... à cause du critère.

7 Q. [121] ... non, c'est ça la question que je vous  
8 posais. Alors, je vous remercie bien, Monsieur, ça  
9 va être tout.

10 R. Merci.

11 LA PRÉSIDENTE :

12 Merci, Maître Rondeau. Ça va compléter les  
13 questions pour la Régie, je n'aurai pas de  
14 questions. Je ne vous libérerai pas tout de suite  
15 parce qu'après le Transporteur, il se pourrait que  
16 la Régie ait peut-être d'autres questions, alors,  
17 on va attendre le témoignage du Transporteur. Mais  
18 je vous suggérerais peut-être une petite pause de  
19 cinq, dix minutes avant qu'on enchaîne avec maître  
20 Fréchette et le Transporteur. Maître Tremblay, vous  
21 vouliez ajouter quelque chose?

22 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

23 Oui, c'est ça, là, suite aux discussions d'hier  
24 concernant la justification de l'inclusion au RTP,  
25 des centrales qui ne sont pas liées directement au



1 RTP, on a eu une discussion hier concernant le  
2 champ d'application et j'ai annoncé que je voulais  
3 déposer des notes sténographiques. Alors, étant  
4 donné que ce sujet-là est extrêmement important  
5 pour le Coordonnateur parce que les normes dont on  
6 a parlé, notamment MOD-025, PRC-006, là, ce sont  
7 des normes très importantes pour la fiabilité et  
8 pour le Coordonnateur, vous l'avez déjà entendu,  
9 l'inclusion des centrales qui n'ont pas un lien RTP  
10 est très importante pour ces normes-là  
11 spécifiquement. Alors notre compréhension était que  
12 ce n'était pas à l'étude, donc, dans ce dossier-ci  
13 d'évaluer si des centrales RTP pouvaient être  
14 exclues de l'application d'une norme, là. Mais  
15 si... moi je... on ne peut pas prendre de chance  
16 sur ça parce que c'est un enjeu trop important pour  
17 la fiabilité.

18 Alors ce que je veux faire, c'est déposer  
19 des extraits des notes sténographiques du dossier  
20 3952 qui sont quelques pages. C'est le témoignage  
21 de monsieur Sylvain Bastien, là, j'avais mentionné  
22 que j'inclurais les contre-interrogatoires de mon  
23 confrère, maître Grenier. Toutefois, là, ça fait  
24 soixante-quinze (75) pages, alors je ne les ai pas  
25 déposées, mais s'il veut compléter, ça ne me

1 déranger pas. Mais ce que je vous demanderais donc,  
2 c'est de recevoir cet extrait de témoignage là. Je  
3 l'ai souligné en jaune dans le document et si la  
4 Régie décide d'examiner, malgré que c'est ce  
5 qu'on... c'est... notre opinion, c'est qu'on ne  
6 devrait pas le faire, mais si jamais la Régie, à  
7 l'instar... à l'instigation d'une intervenante  
8 décide d'examiner cette question-là, bien, au moins  
9 vous aurez entre les mains le témoignage pertinent  
10 sur ça. Alors, je voudrais donc déposer ces  
11 extraits de notes sténographiques, il n'y a pas de  
12 passages...

13 (10 h 31)

14 LA PRÉSIDENTE :

15 C'était ma prochaine question, oui.

16 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

17 Confidentiels, là, concernant des installations  
18 spécifiquement de RTA là-dessus. C'est vraiment les  
19 explications qu'avait données monsieur Bastien.  
20 Alors, je les ai relues hier, là, et je ne crois  
21 pas qu'il y ait quoi que ce soit de confidentiel.  
22 Cela dit, j'en ai des copies, si quelqu'un y voyait  
23 un élément confidentiel, bien, on pourrait ne pas  
24 le déposer au SDÉ immédiatement, là, puis attendre  
25 à la journée de demain.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Oui. Bien, probablement que je prendrais votre  
3 dernier conseil, là, peut-être que les gens  
4 pourront le regarder et s'il n'y a pas de  
5 confidentialité, la Régie accepterait d'accepter le  
6 dépôt.

7 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

8 C'est bien. Alors, pendant la pause, je remettrai  
9 des copies à mon confrère et à la Régie, et tout le  
10 monde pourra en prendre connaissance et se faire sa  
11 propre opinion.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Maître Grenier, vous voulez ajouter quelque chose?

14 Me PIERRE D. GRENIER :

15 Si on est pour déposer la preuve principale, il  
16 faut également considérer déposer le contre-  
17 interrogatoire, il faut également envisager de  
18 déposer la preuve de RTA qui traite de ça. Je veux  
19 dire, on est en train de déposer la preuve du  
20 dossier 3952, là, dans le 3944, c'est ce qu'on est  
21 en train de faire et déposer un petit bout de  
22 doigt, bien, c'est le bras qu'il faut déposer, pour  
23 faire une métaphore. Je dois vous avouer que j'ai  
24 un peu... Je vais réfléchir durant la pause, là,  
25 mais ça me pose des problèmes de vouloir déposer un

1 petit bout de preuve alors que le dossier 3952 est  
2 beaucoup plus large que le petit bout de preuve que  
3 le Transporteur est venu faire devant vous et dans  
4 un contexte où ce dossier-là était confidentiel.  
5 Donc je vais en parler avec ma cliente à la pause,  
6 puis je vous reviendrai avec mes commentaires au  
7 début de la séance.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Dans ce cas-là, nous prendrons une pause de quinze  
10 (15) minutes pour permettre à toutes les parties de  
11 pouvoir en discuter. Moi, j'ai dix heures trente-  
12 cinq (10 h 35), alors c'est la bonne heure, là, à  
13 moins dix (10 h 50) nous revenons.

14 Me PIERRE D. GRENIER :

15 Merci.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Merci.

18 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

19 REPRISE DE L'AUDIENCE

20 (10 h 55)

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Alors, Maître Tremblay, je vous écoute.

23 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

24 Oui. Bien, en fait, après diverses discussions, une  
25 alternative peut-être plus intéressante ou

1           procéduralement moins controversée pour certains  
2           serait de... à ce moment-là, de faire entendre un  
3           ou deux témoins, là, sur ce point-là. Alors, on est  
4           à faire les vérifications pour savoir quand les  
5           témoins pourraient être disponibles. Pour  
6           l'instant, ce serait demain matin à l'ouverture,  
7           mais ce n'est pas confirmé. Je pense qu'un des  
8           témoins est à l'extérieur, mais on est à confirmer  
9           ça.

10                       Alors, ce que je vais donc tout simplement,  
11           à ce moment-là, demander à la Régie, c'est qu'on  
12           présente cette preuve-là cet après-midi ou demain  
13           matin ou, en tout cas, à un moment qu'on sera  
14           capable de trouver, là, sur le sujet de  
15           l'importance donc des centrales à RTP et raccordées  
16           au RTP par un lien qui n'est pas RTP. Alors, je  
17           serai en mesure de vous donner une confirmation de  
18           la disponibilité de ces témoins-là aussitôt que  
19           possible, là. Les appels sont en train de se faire.

20           LA PRÉSIDENTE :

21           Donc, si je comprends bien, les notes sténo ne  
22           seront pas déposées et...

23           Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

24           Bien, c'est ça.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 ... vous allez remplacer ça par le témoin...

3 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

4 Tout à fait.

5 LA PRÉSIDENTE :

6 ... qui va venir dire probablement la même chose  
7 que...

8 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

9 Bien, je pense qu'il n'y aura pas de grande  
10 surprise, mais à ce moment-là, effectivement, je  
11 pense que c'est même supérieur pour tout le monde,  
12 même pour la Régie qui pourra, si elle le souhaite  
13 aussi, poser des questions, les personnes seront  
14 là. Alors, voilà!

15 LA PRÉSIDENTE :

16 Je pense que c'est une bonne façon aussi parce que  
17 ça susciterait beaucoup d'inconfort de la part de RTA  
18 et de la Régie également. Maître Grenier, vous  
19 vouliez ajouter quelque chose?

20 Me PIERRE D. GRENIER :

21 Bien, je remercie de la... je remercie de la  
22 proposition qui est faite par le procureur du  
23 Coordonnateur parce que j'allais vous dire qu'on  
24 allait contester cette façon de procéder. Donc, je  
25 comprends qu'on ne déposera pas les notes

1 sténographiques, enfin l'extrait qui a été remis ce  
2 matin et puis on va attendre la suite des choses  
3 avec maître Tremblay pour faire cette preuve-là  
4 s'il le juge opportun dans le contexte de la  
5 présente... du présent dossier.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 Tout à fait.

8 Me PIERRE D. GRENIER :

9 Alors, je n'ai pas d'autres commentaires. Je ne  
10 vous présenterai pas mes arguments sur cette  
11 partie-là parce que je comprends qu'on n'insistera  
12 pas pour le faire. Merci.

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Parfait.

15 Me PIERRE D. GRENIER :

16 Oui.

17 LA PRÉSIDENTE :

18 Alors, merci. Alors, nous allons poursuivre avec le  
19 Transporteur, Maître Fréchette.

20 PREUVE DE HQT

21 Me YVES FRÉCHETTE :

22 Alors, oui. Bonjour, Madame la Régisseuse. Bonjour  
23 aux gens de la Régie. Bien sûr, bonjour à mes  
24 confrères ici à l'arrière. Alors, Yves Fréchette  
25 pour le Transporteur.

1                   En écho à votre missive du neuf (9) mars  
2                   qui nous était transmise et à laquelle il y avait  
3                   des questions qui étaient spécifiques, évidemment  
4                   on a répondu le quinze (15) mars. Vous avez, dans  
5                   la présence du panel du Transporteur, alors,  
6                   rapidement, bien sûr, vous avez monsieur Loïselle  
7                   au bout, monsieur Dusseault et, voyons, monsieur  
8                   Langlois. Je suis-tu dans la lune, des fois, j'en  
9                   perds des bouts. Je me trompe entre les noms de mes  
10                  enfants, vous me pardonneriez, parfois.

11                  Alors, je vous ai déjà déposé les CV qui  
12                  étaient manquants, soit celui de monsieur Dusseault  
13                  et de monsieur Loïselle, également, la présentation  
14                  qui sera faite qui est un reflet, ni plus ni moins,  
15                  des questions qui étaient intégrées dans la lettre  
16                  du neuf (9) mars. Alors, on a pris d'emblée les  
17                  questions puis on va les adresser directement.  
18                  Alors, c'étaient les éléments que je voulais vous  
19                  mentionner.

20                  Tout le monde a eu des copies, là, de ce  
21                  que je vous ai transmis. Ça fait que peut-être  
22                  procéder à l'assermentation. Je crois que  
23                  monsieur... il y en a seulement...

24                  LA PRÉSIDENTE :

25                  Monsieur Langlois...



1 Me YVES FRÉCHETTE :

2 ... monsieur Langlois est déjà assermenté, toujours  
3 sous le même serment.

4 LA GREFFIÈRE :

5 Est-ce que vous souhaitez produire tout de suite  
6 les documents ou...

7 Me YVES FRÉCHETTE :

8 Oui, je vais le faire. Bien...

9 LA GREFFIÈRE :

10 ... juste le faire au fur et à mesure?

11 Me YVES FRÉCHETTE :

12 Oui, je vais le faire. Je vais le faire tout de  
13 suite après, si vous permettez.

14 LA GREFFIÈRE :

15 Parfait.

16

17 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt-deuxième

18 (22e) jour du mois de mars, ONT COMPARU :

19

20 ÉRIC LOISELLE, ingénieur orientation des  
21 automatismes, direction planification et expertise

22 technique, ayant une place d'affaires au 2,

23 Complexe Desjardins, Montréal (Québec);

24

25 MARC DUSSEAULT, ingénieur chef orientation du

1           réseau principal, ayant une place d'affaires au 2,  
2           Complexe Desjardins, Montréal (Québec);

3

4           CHARLES-ÉRIC LANGLOIS, sous la même affirmation  
5           solennelle;

6

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

9

(11 h 00)

10          INTERROGÉS PAR Me YVES FRÉCHETTE :

11          Q. [122] Alors, voilà, peut-être pour débiter, là,  
12               rapidement avec l'adoption de la présentation.  
13               Alors, je vais y aller avec vous, monsieur  
14               Dusseault. Monsieur Dusseault, il y a une  
15               présentation qui a été déposée et dont notre  
16               charmante collègue va nous donner la cote A quelque  
17               chose, là, je vous laisse...

18          LA GREFFIÈRE :

19          A-0076.

20          Me YVES FRÉCHETTE :

21          C'est bien.

22

23          A-0076 :           Présentation de Hydro-Québec  
24                               TransÉnergie

25

1 Q. [123] Alors, la présentation que vous avez  
2 préparée. Donc, cette présentation, Monsieur  
3 Dusseault, elle a été préparée sous votre contrôle  
4 et vous allez l'adopter comme étant votre  
5 témoignage?

6 M. MARC DUSSEAULT :

7 R. Absolument.

8 Q. [124] C'est bien. Alors, les rubriques qui seront  
9 celles qui vont être couvertes, pour votre  
10 information, les rubriques qui sont couvertes, il y  
11 a quatre questions spécifiques qui sont adressées à  
12 la Régie et ce sont les sections 3 et 4 qui seront  
13 répondues par monsieur Dusseault.

14 Maintenant, à vous, Monsieur Loisel.

15 Alors, la présentation que nous avons ici et qui  
16 est projetée à l'écran a été préparée sous votre  
17 contrôle et vous l'adoptez comme étant votre  
18 témoignage dans cette audience?

19 M. ÉRIC LOISELLE :

20 R. Je l'affirme.

21 Q. [125] C'est bien. Alors, en ce qui concerne  
22 maintenant monsieur Loisel, son apport concernera  
23 la rubrique 2 de cette présentation-là. Alors,  
24 c'est la question sur laquelle il a les  
25 informations pour pouvoir répondre aux

1 interrogations de la Régie.

2 Alors, Monsieur Langlois, la  
3 présentation... à vous maintenant, la présentation  
4 a été faite sous votre... en partie, sous votre  
5 responsabilité et vous l'adoptez comme étant votre  
6 témoignage?

7 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

8 R. Oui, je l'adopte.

9 Q. [126] C'est bien. Alors, dans le cas de monsieur  
10 Langlois, c'est la rubrique 1 de la présentation,  
11 donc le dernier sera le premier. Alors, c'est lui  
12 qui débutera pas la présentation. Mais, peut-être  
13 avant d'aller dans ces formalités-là, peut-être  
14 rapidement vous introduire, Monsieur Dusseault et  
15 Monsieur Loïselle.

16 Peut-être, Monsieur Dusseault, on a votre  
17 curriculum vitae qui a été déposé ici sous la  
18 cote...

19 LA GREFFIÈRE :

20 Ce sera le A-0077.

21 Me YVES FRÉCHETTE :

22 ... A-0077.

23

24 A-0077 : Curriculum vitae de M. Marc Dusseault

25

1           Donc, peut-être brièvement, Monsieur Dusseault,  
2           faire état à la Régie de vos expériences et de  
3           votre poste, là, vos fonctions à Hydro-Québec.

4           M. MARC DUSSEAULT :

5           R. Avec grand plaisir. Donc, je suis chef orientation  
6           du réseau principal depuis sept ans, je crois. Et  
7           la fonction de mon unité est de proposer des  
8           orientations d'évolution et de développement pour  
9           le réseau de transport principal. C'est également  
10          dans mon équipe qu'on s'occupe des critères de  
11          conception du réseau et des exigences de  
12          raccordement de centrales.

13                        J'ai occupé le poste d'ingénieur depuis,  
14          mon doux, ça fait vingt-cinq (25) ans déjà. Donc,  
15          j'ai eu des rôles, entre autres, pendant plus de  
16          dix (10) ans comme ingénieur à études et projets et  
17          j'ai eu à m'occuper de certains des enjeux de  
18          planification qu'on va discuter aujourd'hui.

19          Q. [127] C'est bien. Maintenant, Monsieur Loïselle, on  
20          a déposé votre CV, votre curriculum vitae qui va  
21          être sous la cote?

22          LA GREFFIÈRE :

23          A-0078.

24

25          A-0078 :           Curriculum vitae de M. Éric Loïselle

1 Me YVES FRÉCHETTE :

2 Q. [128] Alors, peut-être rapidement, Monsieur  
3 Loisel, faire état de vos fonctions, de votre  
4 formation et expérience.

5 M. ÉRIC LOISEL :

6 R. Oui. Donc, je suis ingénieur contrôle et protection  
7 à TransÉnergie depuis treize (13) ans. Je suis en  
8 fonction dans une unité qui s'occupe de conception,  
9 de design, d'architecture de système de contrôle  
10 commandes. Et on est aussi responsable, évidemment,  
11 de s'assurer de la conformité aux exigences  
12 réglementaires des systèmes d'automatisme. Plus  
13 personnellement, je suis le SME pour la PRC-023-3 à  
14 Hydro-Québec TransÉnergie. Et je suis... j'ai été  
15 observateur sur des normes qui touchent la  
16 loadability, donc la capacité de charge des relais  
17 de protection PRC-025, PRC-026. Et je suis aussi  
18 représentant de TransÉnergie sur... au NPCC pour le  
19 TFSP, le « Task Force on System Protection. »

20 Q. [129] C'est bien. Alors, ces formalités étant  
21 accomplies, alors la parole serait... à moins que  
22 vous ayez des questions ou quoi que ce soit, des  
23 observations, la parole serait au panel, monsieur  
24 Langlois pour débiter la présentation qui est  
25 projetée à l'écran.

1 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

2 R. Merci. Alors, le sujet que je vais aborder va peut-  
3 être sembler un peu redondant avec les discussions  
4 des derniers jours, mais je vais tenter de le  
5 présenter dans un angle un peu différent qui,  
6 j'espère, complétera les discussions qui ont eu  
7 lieu.

8 Le sujet qui a été demandé par la Régie est  
9 que le Transporteur fournisse des explications au  
10 niveau des exigences de la norme TPL et de leurs  
11 impacts sur la détermination de la limite de  
12 transit dans les normes FAC-010 et FAC-011.

13 Alors, de mon point de vue, il n'y avait  
14 pas de question spécifique en tant que telle.  
15 Alors, j'ai tenté de dresser un portrait de la  
16 vision que j'avais de l'enjeu et c'est ce qui va  
17 suivre dans cette présentation.

18 (11 h 05)

19 Alors, les contingences appliquées pour la  
20 détermination des limites SOL sont dans les normes  
21 FAC-010 et FAC-011. Les contingences simples,  
22 simple étant un simple événement qui entraîne le  
23 déclenchement d'un seul équipement, comme le défaut  
24 triphasé qu'on a discuté amplement, sont prévus aux  
25 normes TPL-001-4, FAC-010 et FAC-011. Le défaut

1 triphasé est un critère reconnu par l'industrie,  
2 incluant Hydro-Québec, comme une contingence à  
3 appliquer pour évaluer la robustesse et la  
4 performance d'un réseau. Hier, j'ai exprimé plus en  
5 détail technique en quoi ça consistait, je vais  
6 vous épargner ces détails et vous pourrez me  
7 questionner si vous voulez de la clarté là-dessus.

8 Le Transporteur, en tant que fonction de  
9 planification, utilise ce critère-là dans son  
10 réseau... dans l'ensemble de son réseau Bulk et  
11 dans le réseau non-Bulk depuis deux mille cinq  
12 (2005) non pas par l'obligation de conformité à des  
13 normes, mais par ses propres critères internes.  
14 Comme on l'a discuté amplement, l'application d'un  
15 défaut triphasé pour déterminer les limites de  
16 transit sur un réseau qui n'a pas été planifié avec  
17 ce critère-là peut, je dis bien « peut » parce que  
18 c'est très variable, entraîner des problématiques  
19 de détermination des limites ou des baisses de  
20 performance à une limite donnée ou pour rencontrer  
21 la performance, nécessiter la baisse des limites de  
22 transit.

23 Donc pour les contingences simples que je  
24 viens de discuter, la norme TPL-001, à mon sens,  
25 n'a pas une portée directe dans les FAC. Il y a un



1 lien qui se fait indirectement entre l'objectif des  
2 TPL puis l'objectif des FAC, dans le sens que c'est  
3 les mêmes contingences simples, mais il n'y a pas  
4 de référence explicite dans la norme... les normes  
5 FAC pour les contingences simples, qui fait  
6 référence aux TPL. Donc à mon sens il n'y a pas  
7 une... il n'y a pas d'impact direct des TPL dans la  
8 façon que les FAC doivent être appliqués pour les  
9 contingences simples, dont le défaut triphasé.

10 OÙ il y a une portée des TPL qui peut être  
11 discutée, c'est au niveau des contingences qu'on  
12 qualifie de multiples, dont plusieurs sont  
13 présentes dans les TPL pour assurer un niveau de  
14 robustesse à des événements plus sévères, pour  
15 lesquels il y a un niveau de performance qui est  
16 moindre attendu. C'est tout décrit dans la norme  
17 TPL.

18 Un exemple de contingence multiple serait  
19 la perte simultanée de deux lignes parallèles, par  
20 exemple. Ou un défaut... un refus d'opérer d'un  
21 disjoncteur qui entraînerait la perte de plusieurs  
22 éléments. Dans la norme FAC, fondamentalement, on  
23 ne demande pas d'établir les limites avec des  
24 contingences multiples. Par contre, dans chacune  
25 d'elles, dans les FAC-010 et FAC-011, il y a une

1 exigence qui fait référence aux contingences des  
2 normes TPL. On en a parlé un peu ce matin.

3 Dans le cas de la FAC-010, l'exigence 2.6  
4 mentionne spécifiquement ou fait référence à la  
5 norme TPL-003 qui, à mon sens, est la même  
6 référence que... le même concept qui été référé à  
7 la norme TPL-001, à savoir que dans un horizon de  
8 planification le planificateur doit évaluer la  
9 réponse du réseau face à des contingences multiples  
10 qui sont spécifiées dans la TPL. Et dans ce cas-ci,  
11 le champ d'application des normes FAC-010 et FAC-  
12 011 étant le RTP.

13 Par contre, c'est pas demandé... c'est  
14 demandé d'établir des limites de transit dans nos  
15 horizons de planification, par contre ces limites-  
16 là ne se retrouvent pas directement en réseau parce  
17 que c'est le planificateur qui a le mandat de les  
18 étudier dans un autre horizon. Alors à la question  
19 si cette exigence-là a un impact sur les capacités  
20 de transport, je répondrais : non. Parce qu'il n'y  
21 a pas de norme de la NERC qui exige d'exploiter le  
22 réseau avec des limites d'exploitation qui sont  
23 faites dans le cadre de la norme FAC-010. Alors peu  
24 importe l'impact qui est constaté en appliquant ces  
25 contingences-là - je parle bien de la norme FAC-010

1 - ça ne se reflète pas par une exploitation du  
2 réseau qui est contraignante.

3 (11 h 10)

4 Dans la norme FAC-011, où on revient dans un  
5 horizon d'exploitation, et là vraiment on fait le  
6 lien avec l'exploitation temps réel du réseau par  
7 les normes TOP IRO, l'exigence 3.3 de la FAC-011  
8 demande d'avoir un processus permettant d'établir  
9 quelles limites de stabilité correspondent à la  
10 liste des contingences multiples fournie par le  
11 responsable de la planification conformément à  
12 l'exigence E6 de la norme FAC-014.

13 Dans la norme FAC-014, il y a un pont qui  
14 se fait avec FAC-010 et 011 pour que le  
15 Planificateur ait transmis au Coordonnateur de la  
16 fiabilité la liste des contingences qui peuvent  
17 engendrer des... multiples qui peuvent engendrer  
18 des problèmes de stabilités, ce qui se fait  
19 indirectement à l'interne de TransÉnergie par nos  
20 processus internes. Et à ce moment-là, le  
21 Coordonnateur a le choix d'appliquer ou pas ces  
22 contingences multiples-là dans son horizon  
23 d'exploitation pour ses limites qui se retrouvent  
24 en temps réel.

25 Donc, la morale de l'histoire, c'est qu'on

1 demande d'avoir un processus par le Coordonnateur  
2 pour évaluer les contingences des TPL fournies par  
3 le Planificateur qui pourraient avoir un impact. Et  
4 c'est à lui de décider s'il établit ses SOL en  
5 fonction de ces contingences-là.

6 Dans notre cas spécifique, avec le contexte  
7 du champ d'application, ce qui est fait, c'est que  
8 sur le « Bulk Power System », sur le réseau Bulk,  
9 le Planificateur et l'exploitant utilisent les  
10 contingences multiples de la TPL pour la conception  
11 et la détermination des SOL sur le réseau non-Bulk  
12 mais RTP. Le Coordonnateur applique sa méthodologie  
13 de la norme FAC-011 qui comprend le défaut triphasé  
14 et ne s'oblige pas, ne se contraint pas à appliquer  
15 les contingences multiples par son processus,  
16 n'utilise pas les contingences multiples des TPL.  
17 Ce qui est inhérent au champ d'application TPL sur  
18 le Bulk, FAC sur le RTP.

19 En conclusion, l'évaluation des limites sur  
20 l'horizon de planification de FAC-010, ça n'a pas  
21 d'impact sur les capacités de transport. Et à  
22 Hydro-Québec, ces deux normes-là se chevauchent et  
23 sont faites dans le cadre des activités de la même  
24 unité qui, dans ce cas-ci, est mon équipe SRPI. Ça  
25 termine pour moi.

1 M. ÉRIC LOISELLE :

2 R. Donc, on va changer complètement de registre. On va  
3 parler maintenant de relais, de système de  
4 protection et de la PRC-023, donc qui est une norme  
5 qui adresse la capacité de charge de protection.  
6 Donc, l'idée de la norme, c'est de s'assurer que  
7 les relais de protection ne vont pas déclencher,  
8 donc ne vont pas opérer de façon inopinée, entre  
9 autres en condition de surcharge. Donc, la norme  
10 demande d'évaluer les conditions de surcharge, donc  
11 de déterminer les conditions de surcharge maximum.  
12 Et à l'exigence 1, la norme énumère treize (13)  
13 critères applicables pour déterminer les conditions  
14 de surcharge pour lesquelles il faut évaluer les  
15 systèmes de protection.

16 Le critère qui est... Ou en fait, le  
17 critère pour lequel on a des enjeux, ce sont les  
18 critères 10 et 11. En fait, le critère 11 est une  
19 extension du critère 10. Et si on regarde en détail  
20 le critère 10 de l'exigence 1, on a une première  
21 énumération qui fait référence à une  
22 caractéristique assignée associée à la plaque  
23 signalétique du transformateur avec une marge de  
24 cinquante pour cent (50 %) pour la charge maximum à  
25 utiliser pour évaluer nos systèmes de protection.

1 Et, ça, c'est une caractéristique qui est connue  
2 pour chaque transfo, qui ne pose absolument pas  
3 problème.

4 Et la deuxième énumération, en fait le  
5 critère nous demande d'utiliser la plus  
6 contraignante des deux valeurs qu'on trouve. Et  
7 dans la deuxième énumération, on parle d'une  
8 caractéristique assignée en situation d'urgence de  
9 transformateur qui est établie par l'exploitant. Et  
10 aussi on parle d'une marge applicable de quinze  
11 pour cent (15 %) sur cette caractéristique assignée  
12 en situation d'urgence. Et cette deuxième  
13 énumération ne s'applique pas à Hydro-Québec  
14 TransÉnergie pour la raison que l'exploitant  
15 n'établit pas de caractéristiques assignées en  
16 situation d'urgence. Et l'autre point aussi que je  
17 veux mentionner, c'est la marge qui est imposée  
18 ici, le quinze pour cent (15 %). On va y revenir un  
19 petit peu plus loin dans la présentation.

20 (11 h 15)

21 Donc deuxième acétate s'il vous plaît. Donc, la  
22 façon dont Hydro-Québec TransÉnergie gère les  
23 conditions de surcharge et faire une guide de  
24 surcharge qu'on établit. Donc, le guide de  
25 surcharge est rédigé, réalisé par un comité

1 d'experts sur lequel... en fait, qui est sous la  
2 charge du propriétaire de l'installation. Et, dans  
3 ce comité, on a des experts appareillage qui  
4 connaissent très bien les transformateurs, qui  
5 rédigent des spécifications d'approvisionnement sur  
6 les transformateurs, qui vont faire des essais  
7 d'homologation sur les transformateurs et c'est eux  
8 aussi qui sont responsables de la maintenance des  
9 transformateurs. Donc, c'est ceux qui sont les plus  
10 à même de déterminer les conditions de surcharge  
11 applicables maximum pour un transformateur.

12 Et on a aussi des chercheurs de l'IREQ qui  
13 sont impliqués sur ce comité. Entre autres, pour ce  
14 qui est de la notion du vieillissement des  
15 équipements. Donc, quand on sollicite un  
16 transformateur au-delà de sa capacité nominale,  
17 bien, il y a des impacts sur le vieillissement, sur  
18 l'isolant. Donc, on a des chercheurs à l'Institut  
19 de recherche électrique du Québec qui travaillent  
20 sur cet aspect-là. Et aussi des experts en  
21 protection pour s'assurer de bien protéger, de bien  
22 couvrir les conditions pour lesquelles on ne  
23 voudrait pas que les transformateurs soient  
24 exploités.

25 Et, dans ce comité d'experts, on a la

1 participation aussi de l'exploitant du réseau.  
2 Donc, ça c'est important parce que les régimes de  
3 charge qui vont être établis, définis, dans le  
4 guide de surcharge, bien, c'est d'un commun accord,  
5 finalement, entre le propriétaire de l'installation  
6 et l'exploitant du réseau.

7           Donc, le guide de surcharge définit trois  
8 régimes de charge pour diverses conditions. On a,  
9 évidemment, la condition de charge nominale puis on  
10 a deux conditions d'urgence qui sont définies : une  
11 condition d'urgence courte durée, une condition  
12 d'urgence longue durée. Et, de ces régimes de  
13 charge, va découler des encadrements  
14 d'exploitation, donc c'est la façon dont on va  
15 exploiter les transformateurs. Puis aussi des  
16 encadrements de protection, c'est la façon dont on  
17 va protéger les transformateurs.

18           Donc, par rapport à cette façon de faire  
19 là, ce qu'il est important de mentionner c'est  
20 qu'en fait, si on veut faire la comparaison avec ce  
21 qui est énuméré dans la norme, bien, ce n'est  
22 pas... ce n'est pas des caractéristiques assignées  
23 en situations d'urgence qui sont établies par  
24 l'exploitant mais bien établies par le propriétaire  
25 de l'installation.



1                   Puis, aussi, une des conditions, en fait, à  
2 partir du moment où on a un transformateur qui est  
3 en condition d'urgence, bien, ça nécessite la  
4 gestion en temps réel de la condition d'urgence.  
5 Donc, on a des alarmes, on a du monitoring de la  
6 température et donc, les transformateurs, dans ces  
7 situations-là, c'est ça, sont gérés en temps réel.  
8                   Maintenant, si on regarde plus  
9 particulièrement les deux situations ou les deux  
10 conditions d'urgence qu'on a, courte et longue  
11 durée. Ce qu'on peut mentionner aussi c'est que ce  
12 qu'on permet c'est l'atteinte... on permet  
13 d'exploiter le transformateur jusqu'à l'atteinte  
14 d'une température de cent quarante (140) degrés C.  
15 La température du point chaud. À cent quarante  
16 (140) degrés C, la durée de vie, si on exploite le  
17 transformateur à cent quarante (140) degrés C, pour  
18 un transformateur avec un échauffement spécifié  
19 soixante-cinq (65) degrés C, on a une durée de vie  
20 estimée d'à peu près deux ans. Donc, c'est... au-  
21 delà du cent quarante (140), il est convenu qu'on  
22 ne peut pas aller au-delà de ça. Donc, on va  
23 équiper nos transformateurs de protection thermique  
24 et on déclenche dès qu'on atteint le fameux cent  
25 quarante (140) degrés C.

1                   Donc, la situation d'urgence courte durée,  
2 dans le fond, c'est, si on veut, une boîte à outils  
3 qu'on donne à l'exploitant pour lui dire : « Bien,  
4 voici, tu peux exploiter ton transformateur au  
5 maximum de ses capacités jusqu'à l'atteinte de ce  
6 fameux cent quarante (140) degrés C. » Donc, on  
7 fournit des courbes... le guide de surcharge  
8 fournit des courbes à l'exploitant pour considérer  
9 la charge pour les contingences, températures  
10 extérieure, la durée aussi de la surcharge. Et,  
11 dans ce contexte-là, c'est important de le  
12 mentionner, la protection, les seuils de  
13 déclenchement... au niveau de la protection  
14 électrique, par exemple, une protection de  
15 surintensité, bien, ils sont connus de  
16 l'exploitant. Ils vont être utilisés comme un  
17 intrant, au même titre que la durée, la température  
18 extérieure et la charge pour les contingences.

19                   (11 h 20)

20                   Donc, si on est dans une logique différente de la  
21 norme où plutôt que d'avoir une limite d'urgence  
22 qui est fournie par l'exploitant et que le  
23 propriétaire de l'installation électrique doit...  
24 doit rencontrer, bien, là c'est le contraire, c'est  
25 qu'on donne à l'exploitant : voici, tu peux te

1 rendre jusqu'à ce facteur de surcharge, mais si tu  
2 dépasses ce seuil-là, tu as une protection qui va  
3 opérer. Donc, l'exploitant doit gérer son  
4 transformateur au cas le cas et il connaît les  
5 protections sur chacun de ses transformateurs et il  
6 va se rendre, finalement, au maximum de la  
7 capacité.

8 Maintenant, la deuxième situation, c'est  
9 la... la deuxième condition, c'est la condition  
10 d'urgence longue durée. Dans ce régime, à ce  
11 moment-là, on assure que la protection ne va pas  
12 opérer et l'exploitant a un facteur de charge  
13 maximum pour se rendre, pour, finalement, avoir un  
14 quatre heures d'exploitation dans cette condition-  
15 là avant d'atteindre le cent quarante degrés C  
16 (140 °C). Donc, ça va être des caractéristiques  
17 assignées maximums pour, finalement, durer quatre  
18 heures avant d'avoir le cent quarante (140). Et  
19 nous, ce qu'on veut mentionner aussi, c'est que  
20 dans ce régime-là, la marge, finalement, entre le  
21 seuil de déclenchement de la protection et le  
22 seuil... le facteur de charge maximum qu'on permet  
23 à l'exploitant, bien elle n'est pas... elle n'est  
24 pas quinze pour cent (15 %) comme la norme l'exige,  
25 elle est plus basse. En fait, le coussin qu'on se

1           donne, elle est plus faible parce que, justement,  
2           on gère nos transformateurs en temps réel et les  
3           transformateurs sont supervisés. Donc, c'est  
4           spécifiquement cette énumération 2 là qui fait  
5           l'objet de la disposition particulière.

6                        Et pour parler un petit peu de  
7           l'historique, là, de la disposition particulière,  
8           au début, la volonté, c'était d'associer,  
9           finalement, la situation d'urgence longue durée  
10          avec l'énumération 2 de la norme, la condition...  
11          la caractéristique assignée en condition d'urgence  
12          par l'exploitant. On voulait que ces deux choses-là  
13          soient égales. Et pour que ça soit... pour que ça  
14          fonctionne, bien, il fallait abaisser la marge de  
15          sécurité, d'où le fameux cent cinq pour cent  
16          (105 %) initial qu'on avait demandé plutôt que cent  
17          quinze (115). Mais après analyse, on a reconsidéré  
18          la chose et on a choisi plutôt d'ajouter une  
19          exigence supplémentaire, un critère supplémentaire  
20          pour couvrir spécifiquement ce cas-là où on a gardé  
21          la disposition initiale de la norme du cent quinze  
22          pour cent (115 %) avec la caractéristique assignée  
23          définie par l'exploitant, si elle existait. Ou si  
24          elle n'existe pas, bien là, on vient dire, on va  
25          s'assurer que la protection, finalement, respecte

1 les conditions d'urgence longue durée avec les  
2 facteurs de charge qu'on définit dans ce cas-là.

3 Et juste un autre petit dernier point sur  
4 la disposition particulière, on parle bien de  
5 condition d'urgence dans le critère qui a été  
6 ajouté plutôt que de situation d'urgence et on  
7 parle de facteur de charge plutôt que de  
8 caractéristique assignée pour refléter le  
9 vocabulaire qu'on emploie à Hydro-Québec  
10 TransÉnergie et qu'on retrouve dans le guide de  
11 surcharge. Et puis ça permet... à mon avis, c'est  
12 une bonne chose parce que ça permet de bien  
13 distinguer la caractéristique assignée en situation  
14 d'urgence définie par l'exploitant tel que décrit  
15 dans la norme, versus le critère supplémentaire  
16 qu'on ajoute pour la condition d'urgence. Ça clos  
17 mon exposé.

18 M. MARC DUSSEAULT :

19 R. Donc, bonjour. Mon nom est Marc Dusseault. Je vais  
20 vous parler un peu de la courbe de surtension en  
21 annexe 1 de la norme PRC-024. J'ai deux pages qui  
22 font un peu un survol et une troisième page qui va  
23 parler un petit peu plus d'un aspect spécifique de  
24 la courbe.

25 Donc, les exigences relatives à la tension

1 ont été établies par des experts à TransÉnergie  
2 depuis déjà plusieurs années, ont fait l'objet, en  
3 fait, de révisions au cours des ans de nature très,  
4 très complexe où on implique à la fois des experts  
5 en appareillage, des experts dans différents  
6 domaines à TransÉnergie. Et ces courbes-là sont  
7 dictées par les caractéristiques particulières du  
8 réseau de transport.

9           Lorsqu'on compare le réseau de TransÉnergie  
10 de l'interconnexion au Québec aux réseaux... aux  
11 interconnexions adjacentes, on constate  
12 immédiatement que les caractéristiques ne sont pas  
13 les mêmes.

14 (11 h 25)

15 Au Québec, on a un réseau avec de la production  
16 éloignée, avec un niveau de tension très élevé qui  
17 comporte beaucoup moins de lignes, est beaucoup  
18 moins maillé. Donc, les conséquences de ces  
19 caractéristiques-là occasionnent, sur les  
20 performances des équipements, des impacts. C'est  
21 donc justifié pour le Transporteur d'exiger pour  
22 les centrales qui sont raccordées à son réseau des  
23 caractéristiques plus sévères, donc des durées de  
24 maintien en service des groupes plus longues et des  
25 niveaux de tension qui sont généralement plus

1           contraignants que pour les autres interconnexions.

2                        Les phénomènes de surtension dans les  
3           réseaux non-Bulk ont une étendue plus limitée que  
4           les phénomènes qui touchent le comportement de la  
5           fréquence. La fréquence de soixante hertz (60 Hz)  
6           est vue de tous les endroits qui sont synchronisés  
7           en réseau alors que les surtensions sont plus  
8           localisées.

9                        Pour cette raison, le Transporteur est  
10          disposé à offrir une certaine flexibilité vis-à-vis  
11          les exigences en surtension, de manière à assurer  
12          une continuité par rapport à la situation actuelle.  
13          Cependant, et ce, à TransÉnergie, on l'affirme  
14          depuis des années que c'est très souhaitable que  
15          l'ensemble des centrales du réseau soient  
16          assujetties à ces paramètres-là. Par ailleurs, les  
17          exigences de raccordement du Transporteur font  
18          effet un peu de ça, les exigences s'appliquent à  
19          toutes les centrales raccordées, qui ont un  
20          mégawatts (1 MW) et plus.

21                        On m'a fait part d'une question par rapport  
22          à la courbe elle-même, spécifiquement sur la  
23          première portion qui peut-être, où on pourrait  
24          l'interpréter comme une tenue infinie en tension.  
25          L'interprétation à faire dans ce cas-là ça touche

1 les phénomènes de surtension qui sont très élevés,  
2 qui sont en haut de 1,4 p.u. et d'une durée très  
3 courte, donc de moins de deux cycles. On parle de  
4 perturbations comme des chocs de foudre ou des  
5 surtensions lors de la manoeuvre de nos  
6 équipements.

7 Il n'y a pas de systèmes de protection qui  
8 peuvent protéger les, qui peuvent agir assez  
9 rapidement pour nécessité un réglage. La protection  
10 à ces phénomènes-là doit être inhérente au réseau,  
11 doit être une protection mécanique par des  
12 parafoudres. Donc on a un choc de foudre et c'est  
13 la protection des équipements même qui agit.  
14 Cependant, lorsque l'événement est passé on  
15 souhaite que les centrales restent en service à  
16 l'intérieur des paramètres indiqués. Donc  
17 l'objectif de fournir un réglage, il n'y a pas de  
18 réglage possible dans cette plage-là parce que le  
19 système ne pourrait pas agir assez rapidement. Et  
20 lorsqu'ils sont assez rapides pour agir, on  
21 souhaite qu'ils restent à l'intérieur des plages  
22 prescrites. Ça fait un peu le tour de ce sujet. Ça  
23 va me faire plaisir de répondre aux questions par  
24 la suite, évidemment.

25 Le dernier point, c'est concernant la



1 cohérence entre les normes MOD-001-8 et 29 et  
2 l'appendice C des Tarifs et conditions. Je souhaite  
3 mentionner que le Transporteur, comme ça été  
4 mentionné précédemment je crois, modifiera au  
5 besoin l'appendice C des Tarifs et conditions dès  
6 que possible, aussitôt que la Régie aura rendu sa  
7 décision. Mais suivant ma compréhension, après  
8 avoir discuté avec mes collègues, se sont des  
9 modifications très mineures qui ne devraient pas  
10 avoir un grand impact. J'ai terminé.

11 Me YVES FRÉCHETTE :

12 Alors voilà, je pense que ça complète, Monsieur  
13 Dusseault, Messieurs, alors je pense que ça  
14 complète la présentation qui était en écho aux  
15 questions que vous nous aviez transmises dans votre  
16 lettre du neuf (9) mars. Alors les témoins sont  
17 disponibles pour contre-interrogatoire.

18 LA PRÉSIDENTE :

19 Merci Maître Fréchette. Alors, Maître Dubé, est-ce  
20 que vous avez des questions pour ELL?

21 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me NICOLAS DUBÉ :

22 Q. [130] Alors, bonjour, Nicolas Dubé pour ELL.

23 Questions de précisions, ça s'adresse je crois à  
24 monsieur Dusseault.

25 À la présentation, quand on lit au point

1 4 : « Cohérence entre les normes MOD et l'appendice  
2 C », dès que possible j'ai entendu le coordonnateur  
3 témoigner tantôt à l'effet que ses attentes étaient  
4 que cela soit fait en deux mille dix-huit (2018).  
5 Donc, est-ce qu'il est de ma compréhension que le  
6 Transporteur, s'il y a des modifications qui  
7 doivent être faites à l'appendice C, il est présent  
8 dans le cadre du dossier tarifaire deux mille dix-  
9 huit (2018)?

10 M. MARC DUSSEAULT :

11 R. Ma compréhension est que comme les modifications  
12 sont mineures, je ne crois pas que le Transporteur  
13 voit une urgence à agir très rapidement.

14 (11 h 30)

15 Je crois que c'est la raison pour laquelle on a  
16 souhaité indiquer que dès que possible, et non  
17 immédiatement après, je... Encore une fois, selon  
18 ma compréhension, les... les modifications à faire  
19 auraient peu d'impacts, même voir aucun impact,  
20 donc, en principe, il y aurait possiblement pas de  
21 modification. Encore une fois, c'est ma  
22 compréhension. Donc, c'est également ma  
23 compréhension qu'on ne souhaite pas identifier ça  
24 clairement comme une modification obligatoire  
25 immédiate, mais d'agir avec diligence lorsque la

1 norme sera... les normes seront approuvées.

2 Q. [131] Donc si, advenant le cas où vous en venez à  
3 la conclusion qu'il n'y a pas de modification à  
4 faire à l'appendice C, est-ce que vous allez  
5 informer la Régie d'une manière quelconque, par  
6 exemple dans le cadre du dossier tarifaire 2018?  
7 Comment les intervenants à la prochaine tarifaire  
8 vont savoir que le transporteur, si vous me  
9 permettez l'expression, a fait ses devoirs en  
10 vérifiant la cohérence et peu confirmer à la Régie  
11 qu'il n'y a pas de modifications ou qu'il y a des  
12 modifications à faire à l'appendice C?

13 R. C'est une excellente question. J'oserais espérer  
14 que le transporteur va informer la Régie des  
15 conclusions, puis s'il n'y a pas de modifications,  
16 va tenir la Régie au courant. Mais je vais vous  
17 avouer que comment ça va faire exactement...

18 Q. [132] Parfait. Bon, je n'ai plus de questions.  
19 Merci.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Merci, Maître Dubé. Maître Grenier pour RTA?

22 Me PIERRE D. GRENIER :

23 Madame la Régisseur, si vous permettez de nous  
24 donner cinq minutes de pause pour regarder avec  
25 monsieur Fortin la présentation qui a été faite,

1 voir si on a des demandes de précisions à formuler  
2 au panel de HQT, et puis je vais vous revenir  
3 aussitôt. Merci.

4 LA PRÉSIDENTE :

5 O.K. Vous avez besoin de cinq minutes? O.K. Et puis  
6 vous avez annoncé quarante-cinq minutes, est-ce que  
7 ça va toujours être à peu près de cet ordre-là?

8 Me PIERRE D. GRENIER :

9 Non.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Non?

12 Me PIERRE D. GRENIER :

13 Non.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 O.K.

16 Me PIERRE D. GRENIER :

17 J'avais quelques questions avant la présentation,  
18 donc je devrais... dépendamment des questions que  
19 j'aurai sur la présentation, je ne devrais pas  
20 excéder probablement dix à quinze minutes.

21 LA PRÉSIDENTE :

22 Parfait. Non, c'est juste pour...

23 Me PIERRE D. GRENIER :

24 Oui, tout à fait.

25

1 LA PRÉSIDENTE :

2 ... vérifier avec l'horaire que j'ai actuellement.

3 Alors, nous allons prendre cinq minutes de pause.

4 De retour à - je ne vois pas très bien, là, mais à  
5 quarante; onze heures quarante (11 h 40).

6 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

7 REPRISE DE L'AUDIENCE

8 (11 h 44)

9 LA PRÉSIDENTE :

10 Maître Grenier, c'est à vous.

11 CONTRE-INTERROGÉS PAR Me PIERRE D. GRENIER :

12 Q. [133] Bonjour messieurs, madame. J'ai entre les  
13 mains l'organigramme, la pièce B-106. J'aimerais,  
14 Monsieur Dusseault, que vous me situiez sur  
15 l'organigramme. Peut-être, Maître Tremblay...

16 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

17 Oui.

18 M. MARC DUSSEAULT :

19 R. C'est écrit trop petit, je vais avoir besoin de mes  
20 lunettes. Alors, vous voyez sous Marc Boucher, il y  
21 a l'unité de Marc-André Rousseau; sous Marc-André,  
22 il y a l'unité de Jean-Pierre Giroux, la direction  
23 Planification. Mon unité se situe dans l'unité de  
24 monsieur Stéphane Talbot, qui est la Planification  
25 et Stratégies du réseau principal.

1 Q. [134] Merci, Monsieur Dusseault. Et, Monsieur  
2 Loisel, est-ce que vous pouvez faire la même  
3 chose?

4 M. ÉRIC LOISELLE :

5 R. Donc, toujours sous Marc Boucher, sous Marc-André  
6 Rousseau, directeur principal Planif, Expertise, et  
7 dans mon cas, ça va être sous Maxime Lajoie,  
8 directeur Expertise et soutien technique, sous...  
9 ce serait sous Lise Bouchard, chef... Non. Excusez-  
10 moi! C'est un organigramme très à jour. Oui, ce  
11 serait sous Martine Charbonneau, chef Expertise et  
12 soutien automatismes.

13 Q. [135] Mes questions au départ vont porter sur les  
14 normes TPL, FAC-010, FAC-011 qu'on a discuté dans  
15 votre présentation. Si je comprends bien de votre  
16 témoignage, pour ce qui est du réseau Bulk, HQT  
17 utilise la norme TPL, c'est exact?

18 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

19 R. C'est exact.

20 Q. [136] Pour ce qui est du réseau non-Bulk, HQT  
21 applique la FAC-010 et la FAC-011, c'est exact?

22 R. Je spécifierais que, sur le réseau non-Bulk, HQT  
23 applique les FAC-010 et 011 seulement pour les  
24 parties qui sont RTP.

25 Q. [137] O.K. Et donc on comprend quand je mentionne

1 le mot « appliquer » les normes FAC, on parle de  
2 défaut triphasé et des contingences multiples?

3 R. Les normes FAC obligent que l'établissement des  
4 limites qui tiennent compte du défaut triphasé pour  
5 la capacité de transport en exploitation. Mais dans  
6 ma présentation ce que j'ai expliqué, c'est qu'il y  
7 a des mentions des contingences multiples, mais il  
8 n'est pas obligatoire de les utiliser pour  
9 déterminer les capacités de transport dans un  
10 horizon d'exploitation.

11 (11 h 50)

12 Q. [138] Et sur cette base-là, Monsieur Langlois, je  
13 comprends également que HQT applique ces normes  
14 FAC-010 et FAC-011 dans la planification, pour des  
15 fins d'horizon en planification. C'est la partie  
16 qui est un peu compliquée à expliquer. En fait,  
17 c'est que les FAC-010 et 011, quand on les regarde,  
18 ont à peu près le même libellé, à quelques  
19 exceptions près. Une s'applique au Planificateur et  
20 l'autre s'applique au Coordonnateur de la  
21 fiabilité.

22 C'est reconnu dans l'industrie qu'il y a  
23 une certaine redondance inutile entre ces deux  
24 normes là. Je peux en témoigner en ayant été  
25 « observer » sur le « drafting team ». Il y a même

1 une possibilité, je dis bien, une possibilité, que  
2 la FAC-010 soit retirée dans un horizon plus ou  
3 moins lointain, dans le cadre de la révision de ces  
4 normes-là parce qu'il y a une reconnaissance que ça  
5 n'a pas son lieu d'être. Comme je l'ai dit, c'est  
6 les limites qui sont établies dans l'horizon de la  
7 FAC-010 ne sont jamais utilisées directement par  
8 l'exploitant alors que celles de la FAC-011, il y a  
9 d'autres normes qui obligent l'utilisation des  
10 limites qui ont été établies selon cette norme-là  
11 dans un horizon d'exploitation.

12 Alors, dans le cas de TransÉnergie, je ne  
13 peux pas témoigner pour l'ensemble des réseaux en  
14 Amérique du Nord, mais dans le cadre de la  
15 structure et de la façon de fonctionner de  
16 TransÉnergie, mon unité, stratégie du réseau  
17 principale, se situe dans la direction  
18 Planification, donc a un certain de planificateur.  
19 L'équipe de monsieur Dusseault se situe à proximité  
20 en termes géographique et les... on a un certain  
21 rôle à jouer dans la planification du réseau. On  
22 n'investit pas par des projets mais on a un certain  
23 rôle à jouer, entre autres au niveau des réglages  
24 des automatismes de réseau pour le plan de défense.  
25 Et on a une certaine boucle qui se fait entre nos



1 études et celles de Planification.

2           Donc, pour résumer le tout, c'est notre  
3 équipe. SRPI, qui fait l'ensemble des études  
4 nécessaires pour répondre aux objectifs des FAC-010  
5 et 011. Alors, pour la conformité à ces normes-là,  
6 c'est mon équipe qui s'en occupe même si la FAC-010  
7 mentionne la planification du réseau et la FAC-011  
8 mentionne l'exploitation du réseau, on joue... le  
9 rôle est vu comme conjoint dans l'esprit de  
10 répondre à ces deux normes là.

11 Q. [139] Juste pour les fins de bien comprendre  
12 également la portée de votre témoignage, est-ce que  
13 je dois comprendre que, malgré qu'il y a une  
14 planification qui est faite en vertu de la FAC-010,  
15 qu'il n'y a pas d'impact sur les limites SOL au  
16 niveau de l'exploitation?

17 R. Je vais... c'est exact mais je vais le reformuler  
18 autrement pour être certain que c'est bien clair.  
19 Dans l'esprit de ce qu'on fait, nous, on utilise  
20 des réseaux d'études de différentes années. Donc,  
21 on regarde... on étudie les limites de transit dans  
22 différentes configurations de réseaux sur un  
23 horizon qui peut aller de très court terme à un  
24 petit peu plus long terme. Par exemple, on peut  
25 regarder un réseau de deux mille dix-huit - deux

1 mille dix-neuf (2018-2019) dans lequel il y a des  
2 projets futurs qui vont être intégrés et faire une  
3 évaluation des limites de transit, dans ce réseau-  
4 là, malgré le fait que les équipements ne sont pas  
5 encore en service. Alors, à ce moment-là, on  
6 pourrait qualifier ça comme un horizon de  
7 planification. On est deux, trois ans d'avance, il  
8 y a une nouvelle ligne de transport qui s'en vient,  
9 on évalue les SOL, on a une idée des SOL qui vont  
10 être en exploitation dans le futur mais ils ne sont  
11 jamais utilisés directement par le Coordonnateur de  
12 la fiabilité parce que le réseau d'étude est trop  
13 éloigné dans le temps.

14 Par contre, les gens qui font ces mêmes  
15 évaluations là font aussi les études pour le plus  
16 court terme et transmettent des limites  
17 d'exploitation dans l'esprit de la FAC-011 au  
18 Coordonnateur de la fiabilité pour utilisation en  
19 réseau.

20 Q. [140] Est-ce que je dois comprendre, actuellement,  
21 que les limites SOL ne sont pas appliquées pour ce  
22 qui est des réseaux non-Bulk?

23 R. C'est inexact parce que la FAC-011 s'applique tout  
24 de même pour les réseaux non-Bulk, dans le contexte  
25 du réseau RTP. Alors, les limites des FAC-011

1 ont... leur champ d'application touche le Bulk et  
2 le RTP, non-Bulk, dans l'horizon d'exploitation.  
3 Alors, les limites de transit, aujourd'hui, doivent  
4 être déterminées selon la méthodologie de la  
5 FAC-011 dans l'horizon d'exploitation pour tout le  
6 réseau RTP.

7 Q. [141] Est-ce que... dans les faits, est-ce qu'on  
8 applique ces limites-là aux installations non-Bulk  
9 d'HQT?

10 (11 h 55)

11 R. Oui.

12 Q. [142] Au niveau des limites de transit?

13 R. Oui. On applique les limites de transit qui sont  
14 déterminées par cette méthodologie-là.

15 Q. [143] Donc, pour bien, encore une fois, comprendre,  
16 les critères qui vont être utilisés en exploitation  
17 pour... qui vont être déterminés pour les fins de  
18 décider des limites SOL vont dépendre des études de  
19 planification que vous faites en vertu de la FAQ-  
20 10? Et là, je parle toujours des installations non  
21 Bulk, donc RTP. Donc, vous allez faire ces études,  
22 vous allez recommander au Coordonnateur ces limites  
23 de transit basées sur vos études et c'est au  
24 Coordonnateur d'appliquer ces limites de transit  
25 aux entités visées, ou d'en informer les entités

1 visées des limites de transit?

2 R. Pour être bien clair, quand, dans mon équipe, on  
3 établit des limites de transit pour le  
4 Coordonnateur, on se trouve à jouer la fonction de  
5 coordonnateur pour ce volet-là. La méthodologie  
6 FAQ-11, dont il est question dans la norme, doit  
7 être préparée par le Coordonnateur, alors le  
8 Coordonnateur, en quelque sorte, nous mandate pour  
9 le faire, mon unité. Alors, pour le réseau non  
10 Bulk, le Coordonnateur n'a d'autre choix que  
11 d'appliquer les limites que nous lui avons  
12 transmises. Au point de vue logistique, à  
13 l'interne, on parle d'unités d'affaires  
14 différentes, mais c'est tout le rôle de  
15 coordonnateur qui est là. C'est mon équipe qui  
16 transmet les limites de transit qui ont été  
17 étudiées dans le cadre la FAQ-11 avec les  
18 contingences qui sont requises dans le cadre de la  
19 FAQ-11, qui sont les mêmes que celles qui sont dans  
20 la FAQ-10, mais le Coordonnateur n'est pas  
21 intéressé à avoir les limites, ou n'a pas besoin  
22 d'avoir les limites qui sont à la FAQ-10 en tant  
23 que telles.

24 Q. [144] Donc, commentaire de monsieur Fortin, là,  
25 c'est, dans la FAQ-11, c'est au Coordonnateur de

1           décider, dans sa méthodologie, d'utiliser les  
2           défauts triphasés ou les contingences multiples?

3       R. C'est exact. Le Coordonnateur doit se donner une  
4           méthodologie qui a une certaine latitude dans cette  
5           méthodologie au niveau du niveau de performance, au  
6           niveau des contingences, la FAQ-11 en fait état.  
7           Par contre, la FAQ-11 donne une barre minimum à ne  
8           pas franchir. Donc, le défaut triphasé en fait  
9           partie. Donc, le Coordonnateur ne pourrait pas  
10          dire, par exemple, « Le défaut triphasé, on n'a  
11          même pas besoin de le regarder » parce que la FAQ-  
12          11 demande que la méthodologie contienne au minimum  
13          le défaut triphasé.

14       Q. [145] Donc, tout cet aspect de la méthodologie  
15          demeure discrétionnaire au Coordonnateur, c'est le  
16          Coordonnateur qui prend lui-même la décision  
17          d'appliquer ou non, notamment les contingences  
18          multiples?

19       R. Le Coordonnateur dans... je vais reformuler pour  
20          être bien clair. La méthodologie qui est établie  
21          par le Coordonnateur, il y a certains aspects pour  
22          lesquels il y a une latitude. Le Coordonnateur peut  
23          utiliser ses bonnes pratiques puis la norme ne lui  
24          oblige pas une pratique précise, mais demande de le  
25          documenter. Dans ce cas-ci, dans ce cas-ci, un

1 exemple de ça, ça serait l'utilisation des  
2 automatismes. La norme FAQ-11 ne précise pas quand,  
3 ou pour quelle raison, ou pour quel niveau de  
4 robustesse on a le droit d'utiliser des  
5 automatismes. Par contre, elle précise de le  
6 documenter, donc d'avoir... et il y a une clause,  
7 une exigence, qu'on pourrait valider laquelle  
8 exactement, qui demande l'utilisation d'un  
9 automatisme, il faut le préciser dans la  
10 méthodologie, pour quelle contingence, dans quelle  
11 condition de réseau c'est permis. Mais il n'y a  
12 rien... c'est à la discrétion du Coordonnateur,  
13 après ça, de l'utiliser cette... dans sa  
14 méthodologie, cette façon de faire là. Par contre,  
15 pour les contingences, c'est un minimum. Le  
16 Coordonnateur ne peut pas descendre en bas du  
17 défaut triphasé, par exemple. Mais il pourrait  
18 mettre plus de contingences dans sa méthodologie et  
19 l'imposer aux entités.

20 (12 h )

21 Un exemple, nous avons dans notre méthodologie  
22 l'obligation d'avoir utilisé un défaut de  
23 disjoncteur sur le réseau Bulk, pas sur le réseau  
24 non-Bulk, ce n'est pas demandé dans la FAC, mais  
25 Hydro-Québec dans sa méthodologie à titre de

1           Coordonnateur l'a mis comme contingence dans le  
2           respect des normes NPCC. C'est au-delà de ce qui  
3           est demandé dans la FAC et le domaine de  
4           juridiction de champ d'application est précisé dans  
5           la méthodologie. Au Bulk on applique les défauts de  
6           disjoncteurs, au non-Bulk on applique seulement les  
7           contingences simples, minimum de la FAC, qui sont  
8           le défaut triphasé et d'autres moins  
9           problématiques.

10        Q. [146] J'aurais quelques questions sur la PRC-0024.  
11           Je pense que c'est monsieur Dusseault qui va être  
12           la personne qui en a parlé tout à l'heure. Bon,  
13           Monsieur Dusseault, vous avez parlé, c'est la  
14           diapositive numéro 10 dans votre présentation.  
15           Peut-être qu'on pourrait y retourner. Oui.

16                        Vous indiquez dans, votre idée c'est de  
17           dire que lorsqu'une surtension de plus de 1,4 p.u.  
18           d'une durée maximale de trente-trois (33)  
19           millisecondes, il n'y a pas de système mécanique  
20           pour intervenir pour corriger et pour tenir compte  
21           de cet impact-là. C'est ça?

22           M. MARC DUSSEAULT :

23        R. On fait surtout référence au système de protection.  
24           Par exemple, comme on spécifie ici, où on  
25           détecterait la surtension et on ferait ouvrir un

1 disjoncteur. Donc, c'est cette rapidité d'ouvrir le  
2 disjoncteur que je mentionnais que les systèmes ne  
3 sont pas assez rapides pour le faire en bas du  
4 temps précisé.

5 Q. [147] Mais dans un événement où, comme celui au-  
6 delà de 1,4 p.u., où on détecte une surtension sur  
7 le système. Est-ce que vous êtes d'accord avec moi  
8 que ça va enclencher une succession d'événements?  
9 Ce ne sera pas en temps immédiat, mais il va y  
10 avoir une succession d'événements qui vont se  
11 produire et que cette détection-là va faire en  
12 sorte d'ordonner et de compléter le déclenchement  
13 des systèmes de protection.

14 R. Suivant ma compréhension, par exemple, lorsqu'il  
15 arrive un événement sur le réseau on a une mesure  
16 qui peut être prise très rapidement, mais cependant  
17 le signal d'envoyer aux disjoncteurs de l'ouverture  
18 ne doit pas être renvoyé à l'intérieur de ce délai-  
19 là et par la suite ne doit seulement être renvoyé,  
20 donc on doit seulement avoir ouverture lorsque la  
21 tension se situe à l'intérieur des plages  
22 prescrites.

23 Q. [148] Donc, il est possible qu'une fois détecté,  
24 qu'on ne puisse pas arrêter le processus de  
25 déclenchement?



1 R. Une des raisons que nos experts m'ont informées  
2 c'est justement, c'est plutôt un signal de  
3 dimensionnement des parafoudres d'un Producteur qui  
4 sont en cause, parce que le Producteur, comme il ne  
5 peut éliminer l'événement assez rapidement, ses  
6 équipements doivent être conçus par l'entremise  
7 d'un parafoudre, d'être capable de plafonner la  
8 surtension pour éviter d'endommager ses  
9 équipements. Donc, c'est plus une mesure de  
10 robustesse mécanique qu'une mesure de rapidité de  
11 protection.

12 Q. [149] Donc, la réponse à ma question est oui. Il  
13 est possible de ne pas pouvoir arrêter, une fois  
14 qu'on a détecté, il est possible avec les  
15 équipements d'un Producteur, par exemple, ou d'une  
16 entité visée, peut-être pas Hydro-Québec mais il  
17 est possible qu'on ne puisse pas arrêter le  
18 processus une fois l'incident détecté.

19 R. Si les équipements ne sont pas conçus pour résister  
20 à des chocs de foudre d'une ampleur en haut de  
21 1,4 p.u., comme on ne peut pas ouvrir la  
22 protection, bien, ce qui va s'ensuivre c'est des  
23 risques de bris.

24 Q. [150] O.K. Donc la précision qu'apporte monsieur  
25 Fortin, c'est qu'une fois que la détection se fait,

1 les mesures de protection vont suivre. Il est  
2 possible, dans certaines circonstances que les  
3 mesures de protection vont embarquer, vont suivre  
4 l'effet de la détection de l'événement.

5 (12 h 06)

6 R. Encore une fois, le système de protection... la  
7 partie qui va ordonner l'ouverture du disjoncteur  
8 n'est pas là pour protéger le système contre un  
9 choc de foudre. Donc si... si le système qui envoie  
10 le signal au disjoncteur ne prévoit pas... est  
11 conçu pour agir immédiatement suite à la surtension  
12 et envoie un signal, c'est ça qui va arriver.  
13 Cependant dans l'exigence - et c'est justement ce  
14 point-là qui est indiqué - c'est qu'au... on  
15 pourrait avoir une surtension qui est transitoire,  
16 qui est très rapide et par la suite le réseau se  
17 situe à l'intérieur des plages prescrites. Et là,  
18 on souhaite que l'équipement reste en service. Donc  
19 il n'y a pas un réglage de protection par la suite  
20 qui agisse.

21 Q. [151] Mais s'il y a un réglage de protection qui  
22 agit en raison de cet événement-là, de cette  
23 détection de surtension, est-ce qu'il n'est pas  
24 exact, il est possible qu'il y ait un risque de ne  
25 pas pouvoir être à l'intérieur de la courbe?

1 R. Comme je le mentionnais, suite à une surtension de  
2 cette ampleur avec cette rapidité-là, c'est la  
3 protection mécanique de la ligne qui est en cause.  
4 La mesure qu'on fait de la surtension, on ne doit  
5 pas avoir... on ne peut avoir un réglage assez  
6 rapide pour agir sur cette mesure-là. Donc c'est la  
7 mesure par la suite qu'on va enregistrer après  
8 l'événement, comme on l'indique ici. Donc c'est  
9 pour ça que dans la courbe on voit une asymptote,  
10 on voit... on voit l'absence de réglage, si on  
11 veut, pour cette période-là. Mais immédiatement  
12 après le trente-trois (33) millisecondes on voit un  
13 réglage. Et ce réglage-là est existant.

14 Q. [152] Oui. Précision additionnelle de monsieur  
15 Fortin. Est-ce qu'il n'est pas exact qu'un relai de  
16 protection électromécanique ne peut réagir à ce  
17 type de défaut?

18 R. Selon ma compréhension à l'intérieur de deux  
19 cycles, effectivement.

20 Q. [153] Donc est-ce que, Monsieur Dusseault, est-ce  
21 que... est-ce que l'utilisation d'une protection  
22 instantanée est utilisable dans le contexte de la  
23 courbe proposée?

24 R. Encore une fois, il ne faut pas que la conséquence  
25 soit le déclenchement de l'équipement. Si la

1 tension après la perturbation se situe à  
2 l'intérieur des plages prescrites. La raison pour  
3 laquelle nous avons des exigences de surtension,  
4 comme je le mentionnais, c'est relié directement  
5 aux caractéristiques du réseau d'Hydro-Québec, donc  
6 à la présence de surtension, entre autres, et  
7 d'oscillation de puissance et de tension qui sont  
8 plus élevées en moyenne, si on se compare par  
9 exemple aux interconnexions voisines. Donc c'est la  
10 raison pour laquelle on souhaite, lorsqu'il y a des  
11 perturbations sur le réseau, avoir la contribution  
12 de l'ensemble des centrales pour ne pas amplifier  
13 la perturbation, comme on le mentionnait hier.

14 Et dans cette optique-là, lorsqu'il y a une  
15 surtension transitoire, l'équipement du Producteur  
16 devrait être conçu pour... avec des parafoudres  
17 pour passer au travers de façon adéquate. Et par la  
18 suite, ne pas déclencher si la tension se situe à  
19 l'intérieur des plages.

20 Q. [154] Toujours par rapport à la PRC-024 à la page 8  
21 de votre présentation. C'est monsieur Dusseault,  
22 encore, vous allez répondre à cette question, je  
23 présume. Avant... avant la demande d'adoption de la  
24 PRC-024 dans le dossier présent, je comprends que  
25 les exigences de... ces exigences de surtension de

1 HQT existent déjà?

2 R. Oui, absolument.

3 Q. [155] Depuis combien de temps existent-elles, ces  
4 exigences, telles qu'elles sont formulées dans...  
5 dans ce qui est proposé par le Coordonnateur?

6 (12 h 12)

7 R. Depuis très longtemps. Bien, en fait, les  
8 exigences... les exigences qui sont... qui sont  
9 approuvées par la Régie, et qui seront en vigueur,  
10 on l'espère, éventuellement, sont une mouture qui  
11 date de quatre ans, environ, donc un processus de  
12 révision a été fait, principalement pour... pour  
13 tenir compte, entre autres, de la production  
14 éolienne.

15 Auparavant il y a eu quelques itérations de  
16 modifications, encore une fois, comme je le  
17 mentionnais, par des comités d'experts. Lorsqu'une  
18 problématique apparaît en réseau, lorsqu'un enjeu  
19 est particulier, les exigences, et ces courbes-là  
20 en particulier, sont révisées au besoin. Et ça  
21 remonte au moins aussi longtemps... ce qu'il faut  
22 comprendre c'est que la fiabilité du réseau c'est  
23 comme une grande chaîne, hein, il faut que tous les  
24 maillons contribuent, et les critères de conception  
25 du réseau sont arrimés avec les exigences de

1       raccordement du transporteur. Et, donc, entre  
2       autres, lorsqu'on... lorsque TransÉnergie a adopté  
3       ces critères au début des années, je crois, des  
4       années quatre-vingt-dix (90), les critères dans  
5       leur version actuelle, à peu de chose près, les  
6       exigences de raccordement également ont été... ont  
7       été adoptées.

8                Peut-être pour apporter une précision aux  
9       discussions que j'ai entendues précédemment, le  
10      transporteur conçoit son réseau Bulk pour être  
11      capable de résister à des événements, et ces  
12      événements-là ont des conséquences chez les  
13      producteurs. Et pour assurer une fiabilité adéquate  
14      de l'ensemble du réseau, c'est l'ensemble qui doit  
15      participer, donc, rester en service, entre autres,  
16      pour les surtensions indiquées.

17    Q. [156] Donc, je comprends de la pratique... la  
18      pratique établie à l'interne chez le transporteur,  
19      qu'il se donne, pour son réseau, des exigences et  
20      des critères qui sont, à plusieurs égards, beaucoup  
21      plus sévères que ceux qui sont prévus dans les  
22      normes de la NERC, notamment pour le réseau non-  
23      Bulk, c'est exact?

24    R. Vous avez tout à fait raison. Par ailleurs,  
25      lorsqu'on parle à nos collègues des états et des

1 provinces voisines, ce qu'on mentionne, c'est ce  
2 qui est visé... ce qui est visé pour  
3 l'interconnexion Québec ce n'est pas d'avoir une  
4 fiabilité plus grande, c'est plutôt d'avoir le même  
5 niveau de fiabilité. Pour y arriver, on doit  
6 procéder différemment, étant donné nos  
7 caractéristiques.

8 Le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie,  
9 comme je le mentionnais, est moins maillé, à de  
10 plus longues lignes, est exploité à 735kV pour une  
11 bonne partie, et les avantages que ça procure de  
12 pouvoir acheminer sur de très longues distances des  
13 grandes quantités d'énergie, on a également des  
14 inconvénients, donc d'avoir des perturbations qui  
15 ont des conséquences un peu plus grandes.

16 Q. [157] Hum, hum.

17 R. Donc, pour une même perturbation, pour un même  
18 défaut, on a des conséquences. Et également pour  
19 l'ensemble du réseau qui est non-Bulk,  
20 particulièrement pour le RTP.

21 Q. [158] Mais juste pour revenir sur la  
22 caractérisation que je vous ai demandé de faire à  
23 ma question, il n'y a rien qui empêche HQT  
24 d'exiger, pour ses critères de raccordement, des  
25 critères qui sont supérieurs aux critères que la

1 NERC demande au niveau des critères qui sont  
2 adoptés par la NERC?

3 R. Oui, vous avez raison.

4 Q. [159] O.K. Et est-ce que je dois comprendre que les  
5 critères que vous proposez d'ajouter dans la PRC-  
6 024 à l'Annexe Québec, sont supérieurs, sont plus  
7 exigeants - exigeants - que ceux qui sont prévus à  
8 la courbe de la NERC, dans la norme NERC?

9 R. Dans la plupart des cas ils sont plus exigeants, et  
10 je vous dirais que je les qualifierais qu'ils  
11 représentent très bien... ils assurent une  
12 fiabilité adéquate du réseau d'Hydro-Québec.

13 Q. [160] Mais il n'y a rien qui vous empêche de  
14 maintenir des critères plus exigeants, sans que  
15 nécessairement ce soit intégré dans une norme de la  
16 NERC, de la norme telle que... telle qu'adoptée  
17 dans le régime québécois, c'est exact? Parce que  
18 vous l'avez fait pendant de nombreuses années, je  
19 comprends?

20 R. Vous... vous posez là une très bonne question qui  
21 est au coeur de la planification d'un réseau. Hein,  
22 lorsqu'on conçoit et on planifie un réseau d'une  
23 complexité, c'est tributaire... les équipements  
24 qu'on modélise, les équipements qu'on simule, on  
25 doit représenter le plus fidèlement à ce qu'il y a



1 sur le terrain, et les conséquences de ne pas le  
2 faire peuvent être importantes au niveau fiabilité.  
3 Lorsqu'on adopte, à l'interne de TransÉnergie,  
4 certains critères, certaines exigences, ça fait  
5 partie de la fiabilité que d'offrir notre soutien  
6 au Producteur qui, pour s'assurer que les  
7 paramètres de leur centrale reflètent bien les  
8 besoins du Transporteur qui est responsable de  
9 s'assurer du niveau de fiabilité adéquate de  
10 l'ensemble du réseau.

11 (12 h 17)

12 Ça fait que je vous dirais que c'est... ça  
13 a toujours été, en vingt-cinq (25) ans de carrière,  
14 un défi, compte tenu de la quantité de données et  
15 de l'information, que d'établir les  
16 caractéristiques, c'est une chose, de s'assurer  
17 qu'elles sont respectées, c'en est une autre. Et  
18 moi, j'ai vu d'un bon oeil l'arrivée des normes de  
19 fiabilité au Québec, entre autres pour ce volet-là.  
20 Donc, je pense que ça nous oblige à un peu de  
21 rigueur, mais en même temps ça facilite la  
22 collaboration et la transmission d'informations qui  
23 sont au coeur de nos activités.

24 Q. [161] Je vous remercie beaucoup. Ce sera tout pour  
25 moi, Madame la Régisseure.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Merci, Maître Grenier. Alors, nous allons prendre  
3 la pause lunch, à l'heure qu'il est rendu, et la  
4 Régie fera son interrogatoire après. Alors, de  
5 retour, il est... de retour à midi et demie  
6 (12 h 30). Excusez, treize heures trente (13 h 30).  
7 Oui, oui. C'est vrai, sinon... Excusez, treize  
8 heures trente (13 h 30).

9 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

10 REPRISE DE L'AUDIENCE

11 (13 h 35)

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Alors rebonjour à tous. Maître Pierre Rondeau pour  
14 la Régie.

15 INTERROGÉS PAR Me PIERRE RONDEAU :

16 Q. [162] Bonjour, messieurs. Premièrement, je pense  
17 que je vais m'adresser à monsieur Langlois  
18 relativement à la FAC-011 et à l'exigence E.3.3 qui  
19 traite de la méthode que le Coordonnateur de la  
20 fiabilité doit suivre pour établir les SOL. Est-ce  
21 que vous pourriez me dire si, en mode exploitation,  
22 les contingences multiples sont considérées pour  
23 l'établissement des SOL sur les installations non-  
24 Bulk? Et si c'est le cas, dans quelles  
25 circonstances?

1 M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

2 R. Pour donner une réponse hors de tout doute, il  
3 faudrait que je réfléchisse. Mais je vais vous  
4 répondre que la pratique, c'est que, sur le réseau  
5 non-Bulk pour la détermination des SOL, on regarde  
6 le défaut triphasé, perte d'un seul élément. Donc,  
7 la réponse, c'est que les contingences multiples ne  
8 font pas partie de la pratique pour la  
9 détermination des limites en tant que telles.

10 Par contre, ce n'est pas dit que ce n'est  
11 pas regardé du tout. Parce qu'il y a des cas  
12 d'occurrence répétés, par exemple de perte de deux  
13 lignes parallèles qui sont sur le même... la même  
14 tour, biternes, deux circuits, qui peuvent avoir  
15 historiquement causé des problèmes dans un réseau,  
16 et qu'il peut y avoir des stratégies ou des moyens  
17 de limiter les problèmes en cas de perte de ces  
18 éléments-là, qui ne sont pas nécessairement  
19 adressés par le calcul des SOL elles-mêmes. Donc,  
20 ils peuvent être regardés, mais on ne s'impose pas  
21 de mettre une limite pour la couvrir.

22 Q. [163] Maintenant, Monsieur Loïselle, je me réfère à  
23 la présentation et traiter du guide des surcharges  
24 des transformateurs de HQ. Est-ce que ce guide des  
25 transformateurs encadre les transformateurs, tous

1 les transformateurs incluant les transformateurs  
2 aux centrales?

3 M. ÉRIC LOISELLE :

4 R. Le guide ne couvre pas les transformateurs aux  
5 centrales, les transformateurs élévateurs de  
6 tension des centrales. D'ailleurs qui sont non  
7 assujettis à la PRC-023. Ces transformateurs sont  
8 couverts par la PRC-025.

9 Q. [164] Et à la page 7, toujours, Monsieur Loisel, vous  
10 traitez des situations d'urgence de courte  
11 durée et de longue durée, d'autre part. Est-ce que  
12 vous pourriez préciser ce que vous entendez par  
13 courte durée et longue durée?

14 R. Pour la courte durée, c'est une durée variable.  
15 Donc, on a des courbes temps courant. Donc, par  
16 exemple, l'exploitant pourrait, par exemple si  
17 le... valider que la protection lui permet,  
18 pourrait exploiter un transformateur avec un  
19 facteur de surcharge de un point huit (1,8) p.u.,  
20 jusqu'à un point huit (1,8) p.u. Mais dans ce cas-  
21 là, la durée permise serait très courte. Ça  
22 pourrait être de l'ordre de vingt (20) minutes ou  
23 de trente (30) minutes. Donc, ça, c'est la durée  
24 qui va amener finalement l'atteinte du fameux cent  
25 quarante (140) degrés C, seuil auquel il y a

1 déclenchement par la protection thermique.

2 (13 h 40)

3 Alors qu'en situation d'urgence longue durée, la  
4 durée en fait c'est quatre heures. Donc, le facteur  
5 de surcharge est déterminé. La valeur maximum du  
6 facteur de surcharge est établi de façon à ce que  
7 l'exploitant puisse rester dans cette condition-là  
8 pour jusqu'à quatre (4) heures. Et, à quatre (4)  
9 heures, on obtient le fameux cent quarante (140)  
10 degrés C avec le déclenchement par protection  
11 thermique.

12 Q. [165] Ma prochaine question sera pour monsieur  
13 Dusseault. Je ne sais pas si vous avez la  
14 présentation qui a été faite par le Coordonnateur,  
15 page 8. Si quelqu'un en aurait... C'est la page 30.  
16 Ça traite de la PRC-024, « Dispositions  
17 particulières », on a le schéma des zones de non-  
18 déclenchement.

19 M. MARC DUSSEAULT :

20 R. Oui, je l'ai.

21 Q. [166] Alors, j'ai compris du témoignage qu'au  
22 Québec, on ne peut pas déclencher avant trente  
23 millisecondes (30 ms) pour une tension supérieure à  
24 un point quatre (1.4) p.u. entraînée par la foudre,  
25 par exemple, ou des manoeuvres, d'autre part, c'est

1 exact?

2 R. Ça fait référence vraiment aux ajustements de  
3 relais de protection mais oui.

4 Q. [167] Oui. En tout cas, j'étais pour compléter la  
5 question mais...

6 R. Oui, tout à fait.

7 Q. [168] ... je posais la question. J'essayais de voir  
8 pourquoi le régime est différent à la NERC puis  
9 chez Hydro, quand on regarde les deux diagrammes,  
10 il y a la ligne verte puis la ligne rouge qui  
11 montent, là. Pourquoi... qu'est-ce qui explique  
12 qu'on peut aux États-Unis ou suivant les critères  
13 de la NERC puis ici on ne peut pas déclencher avant  
14 dans ces circonstances-là?

15 R. Je vous dirais que cette...

16 Q. [169] De trente millisecondes (30 ms), un point  
17 quatre (1.4), là, les deux paramètres.

18 R. Tout à fait. Ma compréhension est que, pour ces  
19 délais-là, il n'y a pas de réglage de protection.  
20 Donc, essentiellement, ce qu'on fournit c'est une  
21 mesure de robustesse indiquée aux propriétaires de  
22 centrales pour ces systèmes. Ça fait qu'à la NERC,  
23 ils choisissent de ne pas faire ça puis ils  
24 disent : « Regarde, voici le réglage. Nous, on  
25 exige... on informe le producteur que, pour cette

1 période-là, il devra disposer d'un système  
2 mécanique pour protéger ses installations mais  
3 qu'il devra rester en service par la suite. »

4 Q. [170] O.K. Mais est-ce que... c'est parce que  
5 j'essayais de comprendre ce que ça veut dire qu'à  
6 l'intérieur des mêmes paramètres, aux États-Unis,  
7 suivant la NERC, on peut déclencher alors qu'ici  
8 c'est interdit?

9 R. On s'est posé la même question...

10 Q. [171] C'est ça que j'essaie de voir.

11 R. C'est ça. Ce concept-là, on l'a au Québec depuis  
12 longtemps et, lorsqu'on a... ça se trouve à être  
13 dans nos exigences de raccordement et, lorsqu'on a  
14 regardé la courbe du côté de nos voisins, on a  
15 observé que ça, évidemment, ce n'était pas... ce  
16 n'était pas inclus. Il est vrai également que, pour  
17 un réseau à sept trente-cinq (735) kV, des  
18 surtensions de manoeuvres peuvent être importantes.  
19 En haut de un point quatre (1.4).

20 Donc, sans doute, le réseau d'Hydro-Québec  
21 est plus susceptible d'avoir des surtensions plus  
22 élevées. C'est ça qui justifie, en bonne partie,  
23 pourquoi on exige cette partie-là. Mais de ne pas  
24 spécifier... dans le fond, le fait qu'on l'exige,  
25 qu'ils restent en service, c'est différent mais on

1 ne peut pas exiger un réglage parce qu'il n'y a pas  
2 de réglage.

3 Q. [172] O.K. Je m'excuse, j'avais indiqué tout à  
4 l'heure que je demanderais peut-être à monsieur  
5 Loïselle de compléter la réponse. Est-ce que vous  
6 avez quelque chose à ajouter sur le...

7 M. ÉRIC LOISELLE :

8 R. Ce que je mentionnais c'est qu'au niveau du système  
9 de protection, en considérant le fait que le  
10 disjoncteur fait partie du système de protection,  
11 même si on a une action d'une... une détection à un  
12 traitement, on va dire, théoriquement instantanée,  
13 on va toujours finir par être limité par le temps  
14 d'opération, le temps d'ouverture du disjoncteur.  
15 Un disjoncteur SF6, on est aux alentours de  
16 quarante millisecondes (40 ms) de temps  
17 d'opération; un disjoncteur AR, un petit peu plus  
18 rapide. Mais on ne peut pas aller plus vite que  
19 trente-trois millisecondes (33 ms).

20 (13 h 45)

21 Q. [173] O.K. Merci. Oui, la question tout à l'heure,  
22 vous parliez du réseau sept trente-cinq (735) puis  
23 la susceptibilité de... est-ce que le réseau de  
24 RTA, par exemple, pourrait subir les effets d'une  
25 surtension de ce type-là sur ses installations



1           provenant du sept trente-cinq (735)?

2           M. MARC DUSSEAULT :

3           R. À ma connaissance, on n'a pas fait d'analyse de ce  
4           genre. Mon expérience me dit que ce n'est pas  
5           impossible.

6           Q. [174] Ce n'est pas impossible?

7           R. Non.

8           Q. [175] O.K.

9           INTERROGÉS PAR LA PRÉSIDENTE :

10          Merci, Maître Rondeau. Moi j'aurais juste peut-être  
11          une petite question pour soit monsieur Langlois ou  
12          monsieur Dusseault.

13          Q. [176] Pour le Planificateur ou le Coordonnateur de  
14          la fiabilité, quel est l'impact d'appliquer un  
15          défaut, là on revient dans... un défaut monophasé  
16          sur le réseau non-Bulk? En fait, comment ça se  
17          matérialise dans la gestion de l'interconnexion du  
18          Québec?

19          M. CHARLES-ÉRIC LANGLOIS :

20          R. Un défaut monophasé ou tri...?

21          Q. [177] Monophasé.

22          R. O.K. Bien par rapport à un triphasé ou juste à la  
23          base?

24          Q. [178] Oui, tout à fait.

25          R. O.K. Bien dans... O.K. Bon, bien je reviens à mon

1 explication d'hier plus théorique qui était qu'un  
2 défaut monophasé c'est une seule phase parmi les  
3 trois d'une ligne de transport qui est affectée,  
4 donc, les deux autres phases demeurent saines. Et  
5 par conséquence, la contingence est moins  
6 impactante du point de vue du comportement du  
7 réseau. Et c'est très dépendant des équipements qui  
8 sont raccordés à l'endroit où on fait la  
9 perturbation.

10 Dans un grand centre de production,  
11 l'impact du défaut va probablement avoir beaucoup  
12 plus... être beaucoup plus important que dans un  
13 centre de charge, par exemple. Un défaut près de la  
14 région de Montréal, où il y a très peu de  
15 production monophasée ou triphasée, ça peut être  
16 plutôt négligeable. Dans le Nord du Québec, où il y  
17 a des grands centres de production, ou dans des  
18 réseaux régionaux non-Bulk où il y a une bonne  
19 quantité de production, l'impact peut être plus  
20 important. Alors, dans la conception du réseau, ça  
21 se traduit par l'ajout d'équipements sur le réseau  
22 pour rencontrer les critères, donc on est dans un  
23 mode de dimensionnement. Dans l'horizon de  
24 l'exploitation, une fois les équipements en  
25 service, ça se traduit par des restrictions

1 d'exploitation et des limites d'exploitation SOL,  
2 des limites de transit qui peuvent être plus  
3 importantes pour un défaut triphasé que pour un  
4 défaut monophasé.

5 Q. [179] Juste une autre question. En appliquant un  
6 défaut monophasé dans les FAQ-010 et 011, est-ce  
7 que vous êtes capable de gérer le réseau de façon  
8 fiable?

9 R. Il va être fiable tant que l'événement n'arrivera  
10 pas. C'est une question... ces critères-là, c'est  
11 une gestion du risque, c'est des critères de  
12 robustesse qui sont basés sur deux choses. Je pense  
13 que je l'ai mentionné, mais je vais prendre la  
14 peine de les réitérer.

15 La probabilité que l'événement en question  
16 se produise pour vrai. Un défaut monophasé, c'est  
17 quelque chose qui se produit à tous les jours dans  
18 les grands réseaux électriques, on parle d'un coup  
19 de foudre sur une ligne de transport, sur une  
20 phase, qui va créer un défaut monophasé. Donc, la  
21 probabilité d'occurrence du pire cas étudié est  
22 peut-être plus faible, mais la probabilité  
23 d'occurrence, l'exposition d'un grand réseau,  
24 surtout comme celui d'Hydro-Québec, qui est très  
25 étendu, le défaut monophasé est très élevé. Un

1 défaut triphasé l'est beaucoup moins. Donc, la  
2 probabilité que le défaut triphasé survienne tel  
3 qu'il a été étudié est beaucoup moindre parce qu'on  
4 parle qu'il faut que les trois phases soient mises  
5 à la terre. Mais quand même, il y a un risque que  
6 ça se produise.

7 Par contre, au-delà de ça, ce critère-là  
8 est reconnu comme étant un peu un critère  
9 parapluie, c'est-à-dire que si le réseau peut  
10 survivre à un défaut où les trois phases sont mises  
11 à la terre durant... le temps que les protections  
12 opèrent, et qui demeure stable, ça veut dire que  
13 dans cette condition-là, que ce soit dans l'horizon  
14 de planification ou une fois que les limites de  
15 transit ont été établies comme ça, ça veut dire que  
16 le réseau a un niveau de robustesse, les centrales  
17 vont osciller, vont stabiliser, les équipements ne  
18 vont pas déclencher, il n'y aura pas de panne en  
19 cascade, il n'y aura pas de déclenchement de  
20 charge, de quantités importantes.

21 (13 h 50)

22 Le bon jugement technique dit que, bon, si  
23 ça, ça passe, en bon français, on est dans un  
24 niveau de robustesse qui est adéquat pour faire  
25 face aux aléas qui peuvent survenir dans

1 l'exploitation réelle du réseau parce que le réseau  
2 en temps réel n'est jamais le même que celui qui a  
3 été étudié, donc ça prend un minimum de marge de  
4 sécurité quand même. Une panne générale ou une  
5 panne même importante sur le réseau c'est quelque  
6 chose qui n'est pas acceptable ni pour un  
7 transporteur ni pour un exploitant. Donc, c'est un  
8 critère de fiabilité et c'est sûr que de se  
9 contenter d'un défaut monophasé, par exemple, je  
10 vais prendre le cas extrême, à l'ensemble du réseau  
11 ça serait quelque chose qui n'est pas acceptable  
12 comme niveau de performance, ça c'est clair.

13 Q. [180] Puis, quelles seraient les conséquences si  
14 c'est une panne locale ou provinciale? Il peut  
15 peut-être avoir des différences?

16 R. Bon. On va se dire, à ce moment-ci, c'est que  
17 l'élément important c'est la distinction entre un  
18 réseau Bulk et un réseau non-Bulk. Le réseau Bulk a  
19 été défini selon certains critères qui disent que  
20 les contingences qui lui sont appliquées peuvent  
21 être plus impactantes en termes d'impacts, plus  
22 propagées dans le réseau, donc on parle de cascades  
23 qui peuvent affecter une grande partie de  
24 l'interconnexion du Québec dans notre cas. Donc,  
25 l'application des critères, ce n'est pas pour rien

1 qu'il est sur les réseaux Bulk, on applique les  
2 normes TPL jusqu'aux contingences multiples qu'on  
3 ignore totalement dans les réseaux régionaux, les  
4 réseaux non-Bulk si je peux me permettre. Mais dans  
5 un réseau non-Bulk, même si on est non-Bulk, on  
6 veut un niveau de fiabilité quand même adéquat. Et  
7 jusqu'à un certain point, le défaut triphasé permet  
8 d'assurer ce niveau de fiabilité là, que ce soit en  
9 conception ou en exploitation. Vous voulez ajouter  
10 quelque chose?

11 M. MARC DUSSEAULT :

12 R. Moi, j'aurais peut-être juste un point à ajouter.  
13 Ça n'a pas tellement rapport à la FAC, c'est quand  
14 même relié. D'un point de vue conception, le besoin  
15 d'avoir un défaut triphasé dans les réseaux non-  
16 Bulk, entre autres RTP, est issu du fait du besoin  
17 d'avoir une cohérence entre le comportement du  
18 réseau non-Bulk et du réseau Bulk. Ce qu'on veut  
19 dire par là, c'est qu'un événement sur le réseau  
20 Bulk doit, pour ne pas être amplifié, avoir la  
21 contribution de l'ensemble des réseaux non-Bulk au  
22 Québec. C'est un principe, puis cette contribution-  
23 là est assurée par l'application d'un défaut  
24 triphasé. Le défaut monophasé est beaucoup moins  
25 sévère, donc on courrait le risque d'avoir lors

1 d'événement sur un réseau Bulk ces événements-là  
2 qui seraient jugés adéquats, on risquerait d'avoir  
3 du décrochage et d'avoir des répercussions dans nos  
4 réseaux non-Bulk et d'avoir des conséquences sur  
5 l'ensemble de l'interconnexion.

6 Q. [181] Je comprends. Merci beaucoup. Alors, ça va  
7 être terminé pour le panel du Transporteur.

8 Me YVES FRÉCHETTE :

9 Q. [182] C'est bien, alors il me reste qu'à vous  
10 demander de peut-être libérer monsieur Dusseault et  
11 monsieur Loïselle.

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Oui. Je vous remercie beaucoup pour votre  
14 témoignage. Alors, je libère, en fait je libère les  
15 trois, monsieur Langlois, monsieur Dusseault,  
16 monsieur Loïselle.

17 Me YVES FRÉCHETTE :

18 Je pense que monsieur Langlois était dans le panel  
19 précédent.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Oui, mais est-ce...

22 Me YVES FRÉCHETTE :

23 Est-ce que vous voulez... Bien, c'est parce que  
24 vous aviez gardé la faculté de les revoir, je  
25 crois.

1 LA PRÉSIDENTE :

2 Oui, mais on n'a pas de questions pour... En tout  
3 cas, à moins que ça ait changé depuis, là.

4 Me YVES FRÉCHETTE :

5 C'est bien.

6 LA PRÉSIDENTE :

7 On n'a pas de questions non plus pour le panel du  
8 Coordonnateur. Alors, je vais libérer également  
9 monsieur Godbout et monsieur Turcotte.

10 Me YVES FRÉCHETTE :

11 Alors, il me reste à vous saluer, puis vous  
12 remercier.

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Merci. Alors, nous continuons avec ÉLL, vous aviez  
15 dit Maître Dubé que vous n'aviez pas de preuve.

16 Est-ce toujours le cas?

17 Me NICOLAS DUBÉ :

18 Oui, c'est bien le cas, on n'a pas de preuve, donc  
19 ça va être en argumentation demain.

20 LA PRÉSIDENTE :

21 Parfait. Merci. Alors, Maître Grenier pour RTA.

22 Maître Grenier.

23 (14 h 33)

24 Me PIERRE D. GRENIER :

25 Oui.



1 LA PRÉSIDENTE :

2 Nous allons peut-être devoir assermenter le témoin,  
3 Madame la Greffière.

4

5 PREUVE DE RTA

6

7 L'AN DEUX MILLE DIX-SEPT (2017), ce vingt-deuxième  
8 (22e) jour du mois de mars, A COMPARU :

9

10 MARC FORTIN, ingénieur, RTA, ayant une place  
11 d'affaires au 1954, rue Davis, Arvida (Québec);

12

13 LEQUEL, après avoir fait une affirmation  
14 solennelle, dépose et dit :

15

16 INTERROGÉ PAR Me PIERRE D. GRENIER :

17 Q. [183] J'ai distribué, Madame la Régisseure, un  
18 curriculum vitae de monsieur Fortin que j'aimerais  
19 produire sous la cote C-RTA...

20 LA GREFFIÈRE :

21 36.

22

23 C-RTA-0036 : Curriculum vitae de M. Marc Fortin

24

25

1 Me PIERRE D. GRENIER :

2 Q. [184] Monsieur Fortin, pourriez-vous brièvement  
3 décrire votre expérience, vos qualifications et le  
4 rôle que vous jouez au sein de RTA au niveau du  
5 réseau et des installations électriques et  
6 également au niveau des normes de fiabilité?

7 M. MARC FORTIN :

8 R. Oui. Mon rôle chez RTA, je fais partie du groupe  
9 support technique d'énergie électrique, la division  
10 production d'énergie de Rio Tinto au Saguenay-Lac  
11 Saint-Jean et mon rôle est d'assurer le  
12 développement moyen et long terme du réseau de  
13 production de transport et de supporter  
14 occasionnellement l'exploitation en temps réel.

15 Q. [185] Quelles sont vos qualifications? Votre  
16 formation?

17 R. Je suis ingénieur électrique, spécialisé en haute  
18 tension.

19 Q. [186] Et vous êtes à l'emploi de Rio Tinto depuis  
20 combien de temps?

21 R. Depuis dix-neuf (19) ans.

22 Q. [187] Monsieur Fortin, je fais référence au  
23 document qui s'appelle « Preuve de Rio Tinto Alcan  
24 inc. » daté du dix (10) février deux mille dix-sept  
25 (2017) qui est un document qui porte la cote R-

1 0034, je pense.

2 LA PRÉSIDENTE :

3 Oui.

4 Me PIERRE D. GRENIER :

5 Q. [188] Monsieur Fortin, ce document-là a été préparé  
6 sous la supervision de qui exactement?

7 M. MARC FORTIN :

8 R. De moi-même et Benoît Pépin.

9 Q. [189] Est-ce que vous avez des modifications à  
10 apporter à votre document?

11 R. Oui, j'aurais une petite coquille à corriger au  
12 paragraphe 29, où est-ce qu'on a mis une pièce en  
13 référence qui était la B-0030, mais c'est une  
14 coquille. La vraie pièce, c'est la B-0025.

15 Q. [190] O.K. Est-ce que vous adoptez cette preuve  
16 comme étant la preuve de RTA?

17 R. Oui.

18 Q. [191] O.K. Nous avons, pour les fins de présenter  
19 la preuve de RTA, un document PowerPoint que j'ai  
20 distribué à la Régie et à mes collègues du  
21 Coordonnateur. Cette présentation PowerPoint a été  
22 préparée sous la supervision de qui chez RTA?

23 R. De moi-même.

24 Q. [192] O.K. Donc, j'aimerais comme prochaine étape  
25 vous demander : est-ce que vous adoptez le contenu

1 de cette présentation PowerPoint?

2 R. Oui.

3 Q. [193] Comme faisant partie de la preuve de RTA.

4 R. Oui. Peut-être avec certaines modifications  
5 verbales qui vont être faites en cours de  
6 présentation étant donné les derniers échanges  
7 qu'il y a eu aujourd'hui.

8 Q. [194] Très bien. Est-ce qu'on peut donner une cote  
9 pour produire la présentation?

10 LA GREFFIÈRE :

11 C-RTA-0037.

12

13 C-RTA-0037 : Présentation PowerPoint de RTA

14

15 (14 h 03)

16 Me PIERRE D. GRENIER :

17 Q. [195] Merci. Alors, Monsieur Fortin, je vais vous  
18 laisser amener chacune des diapositives avec vos  
19 commentaires sur la preuve que RTA veut faire  
20 devant la Régie par rapport à certaines normes très  
21 ciblées, qui font partie des commentaires qui ont  
22 fait l'objet de la preuve.

23 M. MARC FORTIN :

24 R. Parfait. Donc, d'entrée de jeu, on a la description  
25 des installations de RTA, que RTA compte sept

1 centrales situées sur deux rivières au Saguenay-  
2 Lac-Saint-Jean, une production moyenne d'environ  
3 deux mille mégawatts (2000 MW), cinq alumineries  
4 alimentées par ces centrales. RTA satisfait environ  
5 quatre-vingt-dix pour cent (90 %) de ses besoins  
6 énergétiques pour ses alumineries, trois  
7 interconnexions, donc qui composées de quatre liens  
8 avec le réseau d'Hydro-Québec, un réseau de  
9 transport pour acheminer l'énergie aux alumineries,  
10 sept postes de transport.

11 La production de RTA dessert principalement  
12 ses alumineries et non la charge locale du Québec.  
13 On a un contrat de transport d'électricité à titre  
14 de transporteur auxiliaire. On n'a pas  
15 d'installation Bulk connective critique. On a des  
16 installations RTP et des installations non-RTP. Les  
17 fonctions selon le registre des entités visées par  
18 les normes qui s'appliquent à Rio Tinto sont GO,  
19 GOP, TO et DP. Et puis RTA a plusieurs instructions  
20 communes avec HQT qui encadrent les modes  
21 d'exploitation.

22 Donc, la première norme, c'est la PRC-24.  
23 Donc, cette norme a pour but de déterminer les  
24 réglages de protection en fréquence et en tension.  
25 Le point qui nous préoccupe aujourd'hui c'est la

1 partie tension. La courbe qui a été... qui fait  
2 partie de la norme originale est celle-ci, où est-  
3 ce... la courbe en tension. Puis ce que j'aimerais  
4 apporter à votre attention, c'est le fait que la  
5 courbe commence au temps zéro, autant en surtension  
6 qu'en sous-tension.

7           Maintenant, c'est la courbe proposée par le  
8 Coordonnateur. Ce que j'aimerais porter à votre  
9 attention, c'est qu'en surtension, pour les  
10 premiers deux-trois cycles ou premiers trente  
11 millisecondes (30 ms) il n'y a pas de... il n'y a  
12 pas de seuil, donc le seuil est illimité.

13           Ensuite, ce que je remarque de cette courbe  
14 c'est que pour palier à une problématique ou une  
15 incohérence entre les exigences du transporteur et  
16 la courbe de la norme en sous-tension qui arrive  
17 entre une et trois secondes, on veut appliquer  
18 l'ensemble de la courbe en sous-tension et  
19 surtension du Transporteur.

20           On voit maintenant les différentes courbes  
21 sur le même graphique, où est-ce qu'on voit que  
22 même en sous-tension la courbe en rouge au départ  
23 monte en escalier, tandis qu'il y a une courbe en  
24 vert qui a une pente pointillée. Si j'ai bien  
25 compris, la courbe en vert est pour les producteurs

1 autres qu'hydrauliques, tandis que la courbe en  
2 rouge dans cette zone de temps-là est pour les...  
3 les groupes de production hydraulique. Donc, on  
4 semble vouloir appliquer le pire cas, donc celle  
5 des... des producteurs non hydrauliques à  
6 l'ensemble des entités.

7 (14 h 08)

8 Ensuite, si je reviens à la partie de la  
9 courbe en surtension, en rouge en haut à gauche, où  
10 est-ce que la première partie n'a pas de seuil,  
11 donc le premier trente millisecondes, ce que je  
12 comprends du transporteur c'est que, il est  
13 impossible pour les systèmes de protection de  
14 détecter et de ouvrir le disjoncteur pour éliminer  
15 un défaut qui surviendrait à l'intérieur de trente  
16 millisecondes, et qui disparaîtrait même à  
17 l'intérieur de ce trente millisecondes-là. Je le  
18 comprends, par contre, la difficulté c'est que le  
19 relai de protection peut le détecter à l'intérieur  
20 de trente millisecondes qu'il y a eu une  
21 surtension. Et puis c'est pas dans... c'était pas  
22 dans la philosophie de RTA de mettre un délai pour  
23 dire : j'attends de voir après trente millisecondes  
24 si le défaut est parti, là je ne déclenche pas mon  
25 disjoncteur, puis si le défaut est encore présent,

1 là je peux le déclencher s'il est au-dessus de la  
2 courbe.

3 La philosophie de protection de RTA est  
4 que, quand il arrive une surtension au-delà de un  
5 point quatre (1.4) p.u., la protection est  
6 instantanée, donc, elle va détecter puis enclencher  
7 le processus de commande et d'ouverture du  
8 disjoncteur. Donc, c'est sûr que l'ensemble va  
9 prendre à peu près six à huit cycles au total, donc  
10 plus que trente millisecondes, mais une fois qu'il  
11 est détecté, je ne peux plus l'arrêter. Donc, RTA,  
12 pour appliquer ça, va se retrouver avec des... des  
13 déclenchements plus que le trente millisecondes  
14 au-dessus de la courbe - euh, au-dessous de la  
15 courbe - parce que, on va l'avoir détecté, je peux  
16 plus arrêter ma séquence d'ouverture du disjoncteur  
17 puis la surtension peut être redescendue par la  
18 suite en deçà de la courbe, mais je vais  
19 déclencher, donc je ne serais pas conforme. Donc,  
20 c'est ça.

21 Donc, d'appliquer cette courbe-là à RTA qui  
22 a des installations qui datent, dans les premières  
23 installations des années 20, qui ont évolué ou qui  
24 ont été upgradées partiellement dans le temps,  
25 actuellement je ne connais pas le niveau de



1           conformité détaillé, mais en ce qui concerne cette  
2           première partie de la courbe où ce que je ne dois  
3           pas détecter la surtension de moins de trente  
4           millisecondes, je sais que je suis à zéro pour cent  
5           (0%) conforme, contrairement à la norme de... la  
6           norme originale où est-ce que là je suis... je suis  
7           conforme.

8                        Donc, je constate que l'application par le  
9           Coordonnateur de critères, on applique des critères  
10          différents de la norme NERC, on veut... c'est des  
11          critères qui sont en surtension plus sévère que la  
12          NERC, c'est des critères exigés par HQT pour le  
13          raccordement de son réseau alors que la  
14          préoccupation du Coordonnateur, dans ses  
15          explications, était entre de un et trois secondes  
16          dans la courbe en sous-tension.

17                       Donc, le Coordonnateur propose dans sa  
18          demande, dans sa proposition, d'imposer à  
19          l'ensemble des entités des normes plus sévères dans  
20          un régime obligatoire, alors que, à ma  
21          connaissance, la plupart des entités, selon ce que  
22          le Coordonnateur ou HQT a dit, c'est qu'ils sont  
23          déjà... ils ont déjà l'exigence des... ils ont déjà  
24          cette exigence-là dans les exigences de  
25          raccordement, donc, ils doivent déjà le respecter.

1 (14 h 13)

2 Donc, les conséquences, de façon générale ou pour  
3 l'ensemble, aucun déclenchement ne doit survenir  
4 suivant une surtension de moins de trois cycles. Ce  
5 que je comprends du Transporteur, c'est que, de  
6 toute façon, c'est impossible. Par contre, c'est  
7 difficile pour RTA, peut-être d'autres entités, de  
8 s'assurer, sans effort ou sans frais importants, de  
9 s'assurer qu'on ne déclencherà pas pour une  
10 surtension qui est redevenue en dessous de la  
11 courbe après ce trente millisecondes, ce premier  
12 trente millisecondes.

13 Ensuite, donc dans la philosophie de RTA,  
14 on ne peut plus avoir de protection instantanée tel  
15 qu'on le faisait. L'application de la courbe d'HQT  
16 en surtension soumettrait l'ensemble des entités  
17 visées en régime obligatoire, comme tantôt on a  
18 discuté. Les conséquences pour RTA donc, c'est  
19 qu'on serait conforme pour cette zone-là à cent  
20 pour cent à la courbe de la norme actuelle, mais  
21 zéro pour cent conforme à la courbe d'HQT. Puis  
22 pour le reste de la courbe et la courbe en sous-  
23 tension, bien, je n'ai pas fait une analyse  
24 exhaustive, mais on aurait plusieurs cas. On aurait  
25 des cas qui se seraient conformes, des cas qui ne

1 le seraient pas. Puis ça nécessiterait des frais  
2 pour RTA qui peuvent aller jusqu'au remplacement de  
3 relais.

4 Donc, la conclusion recherchée par RTA,  
5 c'est que, bon, l'annexe 2 constitue des exigences.  
6 Donc, l'annexe 2 de la norme de la NERC soit  
7 l'exigence minimale pour les entités visées, que la  
8 proposition du Coordonnateur ne soit pas acceptée,  
9 que si une entité visée ou si le Transporteur veut  
10 appliquer des exigences de raccordement ou des  
11 critères plus sévères que la norme, il peut le  
12 faire. Il n'y a rien qui l'empêche de le faire. Il  
13 le fait déjà.

14 Puis dans le but de... J'ai bien compris,  
15 le Coordonnateur, il y a une problématique sur la  
16 courbe en sous-tension entre un et trois secondes.  
17 Donc, on pourrait faire un compromis puis dire  
18 qu'on applique la norme du Transporteur en sous-  
19 tension et en surtension c'est la norme actuelle.  
20 Comme ça, ça règle la problématique soulevée du  
21 Coordonnateur et puis ça minimise l'impact pour les  
22 entités.

23 On passe maintenant à la PRC-023. Donc,  
24 pour la PRC-023, au départ, il y avait un champ  
25 d'application ou une disposition particulière au

1 niveau du champ d'application qui disait que cette  
2 norme s'appliquait aux installations du RTP. Par la  
3 suite... Donc on le voit en bas. Par la suite, il y  
4 a différentes séances de travail, des commentaires,  
5 pour en arriver avec une modification différente du  
6 champ d'application pour traiter directement chacun  
7 des circuits identifiés dans la norme pour éliminer  
8 certaines confusions, ou risque de confusions.

9 Et puis à la suite de cette modification-  
10 là, RTA avait demandé, constaté que la mention de  
11 spécifier que c'était du RTP n'avait pas été  
12 corrigée, n'avait pas été appliquée, puis on  
13 constate que le Coordonnateur nous a mentionné que  
14 c'était une omission non volontaire puis ça a été  
15 corrigé dans la révision du mois de mars. Donc, le  
16 tout est maintenant satisfaisant pour RTA. Donc,  
17 c'est les articles qui ont été modifiés.

18 (14 h 18)

19 Concernant la PRC-025, il y a une exemption qui a  
20 été libellée à l'Annexe Québec. Puis la précision  
21 que RTA demande c'est d'ajouter le terme  
22 « directement raccordées » ou « raccordées  
23 directement » pour éviter, selon nous, toute  
24 confusion avec un réseau qui serait iloté, comme on  
25 a déjà parlé. Pour s'assurer que, dans

1 l'interprétation de cette exemption, les centrales,  
2 comme RTA, qui sont raccordées au réseau par des  
3 installations non-RTP font vraiment partie de cette  
4 exemption. Qu'il n'y ait pas de confusion.

5 On a remarqué aussi, dans les dernières  
6 discussions, que le terme « directement  
7 raccordées » apparaît dans différentes normes,  
8 comme la norme MOD-025, MOD-026, MOD-027, PRC-006,  
9 TPL-001 et PRC-019. Je les avais prises en note à  
10 la main, elles n'apparaissent pas sur le...

11 Donc, la prochaine, EOP-004. La norme  
12 EOP-004 parle de déclaration des événements. Puis  
13 on voit ici, en rouge, ce qui est demandé par la  
14 norme, de soumettre les déclarations à l'ERO par  
15 l'entremise de l'une ou l'autre des façons  
16 suivantes, soit par courriel, par télécopieur ou  
17 par téléphone. Donc, l'enjeu pour RTA est le même  
18 que... il a déjà été soumis dans le dossier 3699,  
19 c'est l'exigence de communiquer à l'extérieur du  
20 Québec les informations d'entreprise. Puis la  
21 réponse du Coordonnateur a été de faire une  
22 distinction entre maintien... je dirais, le mode de  
23 maintien de la fiabilité et le mode de surveillance  
24 de la conformité.

25 Pour RTA, qu'on fasse une distinction comme

1           ça n'amène pas une solution à notre préoccupation.  
2           Et, de ce qu'on m'a dit, c'est que la loi ne fait  
3           pas de distinction non plus à ce que ce soit au  
4           maintien de la fiabilité ou à la surveillance de la  
5           conformité. Donc, ce que RTA propose c'est que les  
6           déclarations peuvent être transmises par l'entité  
7           visée soit à la Régie, par le biais d'un entrepôt  
8           de données ou... d'une solution qui est adéquate ou  
9           soit sur une base volontairement, directement à  
10          l'ERO, par l'entremise d'une des façons suivantes,  
11          courriel, télécopieur ou téléphone. Comme ça, ça  
12          respecte la loi. Parce que, si une entité désire  
13          transmettre à l'ERO, elle le fait de façon  
14          volontaire et non pas par une exigence d'une norme.

15                    Le deuxième point au niveau de la EOP-004  
16                    c'est la déclaration d'événements pour les charges  
17                    de plus de deux cents mégawatts (200 MW). Donc, la  
18                    portée de la norme actuelle, en ce qui concerne cet  
19                    enjeu-là, c'est la déclaration de perte de charge  
20                    ferme de deux cent mégawatts (200 MW) et plus pour  
21                    les distributeurs. Donc, il n'y a aucune autre  
22                    distinction qui est faite. Donc, on comprend, c'est  
23                    que cette norme vise à déclarer des événements qui  
24                    nuisent ou qui peuvent nuire à la fiabilité du  
25                    réseau de transport qui ont comme conséquence la

1           perte de charge ferme de deux cents mégawatts  
2           (200 MW) et plus. C'est ce qu'on... c'est ce que  
3           j'ai compris aussi des discussions qu'il y a eu  
4           hier par rapport à la réponse de la NERC à ce  
5           sujet.

6           (14 h 23)

7                        Donc, pour un PVI comme RTA, on fait une  
8           distinction entre une perte de charge ferme  
9           planifiée ou associée au procédé de la charge  
10          client dans la façon ou dans l'obligation de  
11          déclarer. Et puis avec la réponse que le  
12          Coordonnateur a eue de la NERC, ma compréhension  
13          est que s'il survient un événement sur le réseau  
14          dont la conséquence est la perte de charge ferme de  
15          plus de deux cents mégawatts (200 MW), il faut  
16          déclarer, c'est évident. Si l'événement survient  
17          dans l'installation du client puis qu'il n'y a pas  
18          d'événement par la suite en conséquence, il n'y a  
19          pas d'événement qui survient sur le réseau, il n'y  
20          pas nécessité de déclarer.

21                       Mais si l'événement survient dans  
22          l'installation du client puis qu'il y a une  
23          conséquence sur le réseau, que ça soit un problème  
24          sur le réseau, une urgence sur le réseau ou un  
25          déclenchement d'une autre charge de plus de deux

1 cents mégawatts (200 MW) ailleurs sur le réseau, là  
2 ça serait un événement à déclarer. C'est ce que  
3 j'ai compris des discussions.

4 Puis ce qui avait été extrait de la version  
5 4 de la norme, c'est que seules les pertes de  
6 charge fermes à la suite d'une urgence devront être  
7 déclarées afin d'inclure les rapports liés à la  
8 contingence connue et à la foudre. Donc pour moi,  
9 un déclenchement qui est causé par un client est  
10 une contingence connue, ça fait partie des  
11 exigences de raccordement, le client doit respecter  
12 les exigences de raccordement puis ces  
13 déclenchements-là de l'usine sont connus, sont  
14 prévisibles. On ne sait pas quand est-ce que ça va  
15 arriver, mais on sait que ça va arriver puis il y a  
16 certaines exigences à ce sujet-là.

17 Donc, la proposition de RTA, c'est que dans  
18 l'annexe de la norme on précise qu'est-ce qu'on  
19 veut déclarer. Ça va être la même chose pour trois  
20 cents mégawatts (300 MW) et plus lorsque le  
21 réseau... lorsque la demande est de plus de trois  
22 mille (3000) ou moins. Donc, on va en prendre juste  
23 un pour identifier la proposition.

24 Donc, deux cents mégawatts (200 MW) et  
25 plus, pour toutes les autres entités sous réserve



1 de ce qui suit, donc que la déclaration de perte de  
2 charge ferme de deux cents mégawatts (200 MW) et  
3 plus pour les distributeurs vise à déclarer des  
4 événements fortuits qui surviennent sur le réseau  
5 de transport et qui ont comme conséquence la perte  
6 de charge ferme de deux cents mégawatts (200 MW) et  
7 plus et que lors de la perte de charge ferme  
8 planifiée ou associée au procédé de la charge du  
9 client, il n'y a pas de déclaration requise à moins  
10 que cette perte de charge ait causé un événement  
11 sur le réseau. Donc comme ça, c'est clair, on sait  
12 à quoi s'attendre. C'est qu'est-ce qu'on doit  
13 déclarer.

14 La MOD-025, donc pour la MOD-025, il y a eu  
15 des explications données par le Coordonnateur.  
16 Donc, RTA comprend mieux le dossier avec les  
17 explications qui ont été données. Et puis le  
18 Coordonnateur a confirmé qu'il y aurait une seule  
19 procédure pour inclure les exigences de la norme  
20 MOD-025 ainsi que l'exigence 13 de la TOP-002 afin  
21 de réduire ou minimiser l'effort pour les entités.  
22 Donc, RTA est satisfaite de l'engagement du  
23 Coordonnateur.

24 (14 h 28)

25 La TPL-001, FAC-010 et FAC-011. Bon, je ne

1 repasserai pas là chacune des « slides » qu'on a,  
2 on faisait mention des exigences qui traitaient de  
3 l'enjeu au niveau de la FAC-010 et de la FAC-011,  
4 mais je vais plutôt aller aux enjeux et  
5 conclusions.

6           Donc, ma compréhension des échanges qu'on a  
7 eus dans les derniers jours avec le Coordonnateur  
8 et avec le Transporteur, c'est que la norme TPL  
9 s'applique aux réseaux Bulk seulement, comme  
10 c'était déjà clair. Les normes FAC-010 et FAC-011  
11 s'appliquent aux réseaux RTP, Bulk et non-Bulk. La  
12 FAC-010 est dans un horizon de planification et  
13 utilise le défaut triphasé, contingences multiples,  
14 comme en référence avec la TPL, mais le  
15 Coordonnateur et le Transporteur nous confirment  
16 que ça n'a pas d'impact réel sur les limites  
17 d'exploitation.

18           C'est la FAC-011 qui elle doit appliquer le  
19 défaut triphasé et qui se répercute, suite à cette  
20 méthodologie, se répercute dans les limites SOL,  
21 mais qu'en dehors du critère du défaut triphasé les  
22 contingences multiples ou les autres contingences  
23 sont laissées à la discrétion de HQT ou du  
24 Coordonnateur dans sa procédure, puis de  
25 l'appliquer aux limites SOL. C'est ce que je

1 comprends.

2 Puis que dans la pratique j'ai compris que  
3 le Coordonnateur a spécifié qu'on utilisait le  
4 défaut triphasé, dans la FAC-011, mais qu'on  
5 n'utilisait pas les contingences multiples sauf  
6 exception avec des impacts qui ne se reflètent pas  
7 dans les limites SOL, mais dans des façons de  
8 faire.

9 J'ai aussi entendu de monsieur Langlois  
10 qu'il est clair que l'application de défauts  
11 triphasés ou de contingences multiples à des  
12 installations non-Bulk comme RTP ou non-RTP, comme  
13 RTA ou à l'interconnexion entre RTA et HQT, aurait  
14 un impact à la baisse au niveau des limites SOL. On  
15 n'est pas en mesure de quantifier actuellement,  
16 mais ce serait à la baisse ou sinon il faudrait  
17 investir pour moderniser ou « upgrader » les  
18 installations pour être capable de maintenir les  
19 limites SOL actuelles.

20 Q. [196] Quel est l'impact là d'avoir une réduction  
21 des limites SOL au raccordement pour RTA?

22 (14 h 33)

23 R. Depuis, je crois, début des années deux mille  
24 (2000), quatre-vingt-dix-neuf (1999), deux mille  
25 (2000) il y a eu le projet d'ajout de l'Usine Alma

1 au Lac-Saint-Jean sur le réseau de RTA,  
2 l'aluminerie, puis c'est à ce moment-là qu'il y a  
3 eu d'énormes discussions avec Hydro-Québec, autant  
4 au niveau d'achat d'énergie et de différentes  
5 ententes d'exploitation qui ont fait qu'il y a eu  
6 je dirais un changement majeur dans toutes les  
7 façons de faire entre RTA et HQT. Puis les limites  
8 qui ont été établies à ce moment-là de transit,  
9 d'échange entre les deux réseaux sont la base des  
10 ententes contractuelles qui ont été... qui ont été  
11 prises à ce moment-là.

12           Donc si on baisse ces limites-là, ça a un  
13 impact sur ces ententes et contrats, ça a un impact  
14 pour RTA, ça peut être à court terme des pertes de  
15 revenus, puis à long terme bien des investissements  
16 importants pour ramener ces limites-là. Mais ça a  
17 un impact aussi sur les entités qui contractent  
18 avec RTA, entre autres HQP et HQD. Parce que c'est  
19 avec eux qu'on a des contrats. Si on n'est pas  
20 capable de transiter ce qu'ils nous demandent de  
21 transiter, bien on n'est pas capable de respecter  
22 nos contrats, puis ils vont en souffrir autant que  
23 nous autres de manière différente peut-être. Ça  
24 peut être un impact en dollars, mais ça peut être  
25 un impact aussi au niveau de l'exploitation.

1                   Donc si je résume, on a les FAC-010 et FAC-  
2                   011 puis on a la TPL-001. On a d'un côté, si je  
3                   prends les installations de RTA, on a les  
4                   installations de RTA qui peuvent être RTP ou non-  
5                   RTP, interconnectées avec le réseau d'Hydro-Québec  
6                   avec des interconnexions qui appartiennent à Hydro-  
7                   Québec qui, elles, dans le dossier 3952, vont  
8                   devenir Bulk. Donc la préoccupation de RTA ici est  
9                   d'autant plus grande que la FAC-010 et FAC-011  
10                  risquent d'affecter les installations... les  
11                  limites d'interconnexion de RTA parce qu'elles sont  
12                  appliquées à un réseau RTP Bulk et non-Bulk. Mais  
13                  il y a aussi le pendant du côté des lignes qui vont  
14                  devenir Bulk, des lignes d'interconnexion qui  
15                  appartiennent à HQT, qui vont devenir Bulk, donc  
16                  qui vont appliquer les critères Bulk puis qui  
17                  risquent d'avoir aussi un impact sur les limites  
18                  d'interconnexion.

19                  Donc la demande formulée par RTA a changé  
20                  un petit peu au cours de la journée suite aux  
21                  échanges qu'on a eus. Puis RTA voit d'un bon oeil  
22                  la proposition du Coordonnateur qui propose une  
23                  éventuelle clause grand-père, tel qu'il l'a  
24                  mentionné. Par contre, en attendant que cette  
25                  clause grand-père soit en vigueur et partagée,

1 discutée, élaborée et en vigueur, RTA demande le  
2 statu quo au niveau des limites d'interconnexion,  
3 donc dans le sens que la FAC-010 et la FAC-011  
4 n'affectent pas les limites actuelles de  
5 l'interconnexion, ainsi que la TPL-001 appliquée  
6 aux installations nouvellement Bulk des  
7 interconnexions entre nos deux réseaux. Pour éviter  
8 justement des... des impacts majeurs pour RTA et  
9 d'autres entités. Je crois que ça fait le tour.  
10 (14 h 38)

11 Me PIERRE D. GRENIER :

12 Q. [197] Merci, Monsieur Fortin. C'est tout pour notre  
13 preuve.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Merci, Maître Grenier. Maître Dubé, est-ce que vous  
16 avez des questions pour le témoin?

17 Me NICOLAS DUBÉ :

18 Je n'ai pas de questions. Merci.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Merci. Maître Tremblay?

21 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

22 Je vais vous demander une pause de quelques minutes  
23 pour discuter avec les représentants du  
24 Coordonnateur. Je pense, une quinzaine de minutes  
25 devrait être suffisant. Et on ne prévoit pas, par

1 ailleurs, en avoir pour très longtemps.

2 LA PRÉSIDENTE :

3 Parfait. Merci. Alors, on prendra quinze (15)  
4 minutes.

5 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

6 Merci.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 De retour à quatorze heures cinquante-cinq  
9 (14 h 55).

10 SUSPENSION DE L'AUDIENCE

11 REPRISE DE L'AUDIENCE

12 LA PRÉSIDENTE :

13 Alors, Maître Tremblay. Alors, on vous écoute.

14 Me PIERRE D. GRENIER :

15 J'ai juste un point à faire, de précision. Pour la  
16 FAC-010, FAC-011 et la TPL, monsieur Fortin a donné  
17 à la Régie un commentaire sur la proposition de la  
18 clause grand-père. Il va falloir lui trouver un  
19 autre nom, Maître Tremblay, parce que j'accroche  
20 toujours sur ça. Évidemment, RTA va, dans ses  
21 représentations, appuyer cette démarche-là proposée  
22 par le Coordonnateur.

23 Les propositions qui sont faites dans la  
24 preuve de RTA étaient de faire des dispositions  
25 particulières. Maintenant, si la Régie décidait que

1 l'approche de la clause grand-père et le statu quo  
2 n'était pas acceptable, évidemment, on va se  
3 replier sur la proposition de faire des  
4 dispositions particulières dans les normes. Donc,  
5 je voulais... ce n'est pas un abandon de la  
6 conclusion, mais ce serait une conclusion  
7 subsidiaire au cas où.

8 LA PRÉSIDENTE :

9 Vous vouliez clarifier ce point-là.

10 Me PIERRE D. GRENIER :

11 Je voulais clarifier parce que vous m'avez quand  
12 même posé la question.

13 LA PRÉSIDENTE :

14 Et la Régie comprend qu'il y aura des... que le  
15 Coordonnateur a dit qu'il allait aussi consulter  
16 les entités.

17 Me PIERRE D. GRENIER :

18 Tout à fait.

19 LA PRÉSIDENTE :

20 Alors, il va y avoir discussion. Alors, la Régie a  
21 très bien compris ça.

22 Me PIERRE D. GRENIER :

23 O.K. Merci.

24 CONTRE-INTERROGÉ PAR Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

25 Q. [198] Bonjour. Bonjour, Monsieur Fortin. Bonjour,



1 Madame la Régisseuse. Je vais avoir seulement que  
2 deux sujets, là, de questions et un commentaire  
3 introductif que je veux faire. Monsieur Fortin, je  
4 ne vise aucunement à vous faire divulguer de  
5 l'information confidentielle. Donc, si à travers  
6 mes questions, si une réponse implique un détail  
7 confidentiel, ce n'est pas l'objet de mon  
8 questionnement. Alors, vous avez simplement à m'en  
9 faire part pour que je reformule.

10 Me PIERRE D. GRENIER :

11 Évidemment, s'il y avait de l'information qu'on  
12 juge confidentielle, je demanderais à monsieur  
13 Fortin, avant de la divulguer de lever un drapeau  
14 pour qu'on puisse intervenir pour s'assurer de  
15 protéger l'information.

16 LA PRÉSIDENTE :

17 Oui. Parfait. Merci.

18 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

19 Q. [199] Ma première ligne de questions a trait à la  
20 norme PRC-024. Dans votre présentation PowerPoint,  
21 Monsieur Fortin, vous avez montré différentes  
22 courbes, là, de protection, de courbes de tenue,  
23 pardon. Vous avez parlé de la philosophie de RTA  
24 dans son exploitation, là, et je veux juste  
25 confirmer donc que c'est bien ce que je n'ai noté.

1 C'est que si en cas d'événement dont l'intensité ou  
2 la portée est supérieure à un virgule quatre (1,4)  
3 p.u., il y a alors déclenchement instantané de la  
4 protection. Est-ce que c'est bien ce que... ça  
5 représente bien l'essence de votre témoignage?

6 (15 h 02)

7 R. C'est bien ce que j'ai dit par rapport à ma  
8 compréhension de ce qu'on fait chez RTA. Mais je ne  
9 suis pas le spécialiste en protection chez RTA,  
10 mais c'est ce que je comprends.

11 Q. [200] Quand vous parlez d'une philosophie, ça sous-  
12 entend que c'est soit une stratégie ou une  
13 orientation qui a fait l'objet de réflexion. Est-ce  
14 que vous êtes en mesure d'élaborer sur cette  
15 philosophie-là?

16 R. Je dis « philosophie » parce que c'est une pratique  
17 qui date de plusieurs années, qui a été élaborée  
18 par des gens, des prédécesseurs. Mais je ne  
19 pourrais pas vous dire exactement les tenants et  
20 aboutissants des réflexions qu'il y a eu à ce  
21 sujet-là.

22 Q. [201] C'est à tout le moins donc la pratique ou  
23 l'état actuel des équipements de RTA, c'est  
24 d'opérer comme vous l'avez tout simplement décrit?

25 R. Exactement.

1 Q. [202] Quand monsieur Dusseault du Transporteur a  
2 témoigné relativement à la courbe que l'on trouve à  
3 la page 8 de votre présentation, celle avec  
4 l'asymptote à l'infini en haut...

5 R. Oui.

6 Q. [203] ... il a mentionné que c'était des  
7 parafoudres qui pouvaient faire en sorte qu'une  
8 entité respecte cette courbe-là. Et, là, prenez  
9 votre temps avant de répondre au cas où il y a une  
10 question de confidentialité. Mais est-ce que RTA a  
11 sur son réseau des parafoudres pour palier à des  
12 événements de foudre ou de manoeuvres, par exemple,  
13 comme l'ont dit les témoins du Transporteur?

14 R. RTA a un réseau qui date, là, de son origine dans  
15 les années vingt (20). Puis on n'a pas des  
16 parafoudres pour protéger l'ensemble de notre  
17 réseau. Donc, oui, on en a surtout dans les parties  
18 de réseau qui ont été « ungradées » plus récemment  
19 ou les nouvelles parties de réseau. Mais si je vais  
20 dans les centrales, je n'ai pas nécessairement des  
21 parafoudres dans l'ensemble de mes centrales.

22 Q. [204] Très bien. Et je reviens sur l'utilisation de  
23 ce que je vais appeler des protections instantanées  
24 ou à déclenchement instantané. Est-ce que ces  
25 protections-là sont absolument nécessaires pour

1 protéger vos équipements ou vos alumineries parce  
2 qu'elles ont les caractéristiques particulières?

3 R. Je ne suis pas en mesure de vous répondre. Je ne  
4 suis pas assez compétent dans ce domaine.

5 Q. [205] Alors, si je vous suggère que ces réglages de  
6 protection pourraient être modifiés, est-ce que  
7 c'est quelque chose que vous pouvez évaluer?

8 R. C'est ce qu'il va falloir évaluer en fonction de ce  
9 que la norme va nous demander de faire suite au  
10 dossier. Puis il va falloir que les ingénieurs en  
11 protection chez nous se penchent là-dessus de façon  
12 détaillé.

13 Q. [206] Donc, ce n'est pas une démarche que vous avez  
14 faite, là, aujourd'hui?

15 R. Non, je n'ai pas les ressources pour faire ça  
16 d'entrée de jeu de façon détaillée.

17 Q. [207] Je comprends. Évidemment, si je vous posais  
18 la question « avez-vous fait des études », on  
19 comprend que vous allez me répondre non. Mais ma  
20 question, c'est plutôt : Avez-vous, sans avoir fait  
21 une étude, ne serait-ce qu'une évaluation de ce qui  
22 serait possible de faire aujourd'hui, par exemple,  
23 au niveau des réglages ou vraiment on part de zéro  
24 aujourd'hui?

25 R. Ce que l'ingénieur en protection m'a dit quand il a

1 fait une évaluation sommaire, c'est qu'on a des  
2 réglages et des relais de plusieurs générations et  
3 des réglages qui peuvent différer d'une  
4 installation à l'autre, qui fait en sorte qu'il y a  
5 plusieurs cas qui peuvent survenir. Dans certains  
6 cas, il faut peut-être remplacer le relais pour  
7 être capable de respecter la norme. Dans d'autres  
8 cas, on est capable de faire des réglages qui  
9 permettraient d'être conforme.

10 Q. [208] O.K. Ce qui sous-entendrait que vos  
11 installations, vos charges, alumineries n'ont pas  
12 absolument besoin de protection à déclenchement  
13 instantané ou de protection instantanée pour être  
14 protégées adéquatement? C'est ce que ça voudrait  
15 dire, êtes-vous d'accord?

16 R. Là, je vous parlais des possibilités par rapport  
17 aux relais qu'on a actuellement. Par rapport à,  
18 techniquement, c'est quoi le besoin pour nos  
19 installations, je ne le connais pas.

20 Q. [209] Ça va compléter pour ce sujet. L'autre sujet  
21 va être assez court. Je réfère à... Ah oui! Je vais  
22 ajouter un sujet parce que vous n'avez pas parlé  
23 dans votre présentation de la norme PRC-006. Est-ce  
24 que je dois comprendre que c'est parce que vous  
25 n'avez rien à ajouter par rapport à ce qui est dans

1 votre preuve ou c'est parce que, finalement, le  
2 texte du Coordonnateur est acceptable pour RTA ou  
3 pour autres raisons?

4 (15 h 08)

5 R. RTA n'avait pas d'enjeu sur la PRC-006. Ma  
6 compréhension de ce dossier c'est que la norme ne  
7 s'applique pas à RTA. Il y a certaines exigences de  
8 la norme qui pourraient demander au Coordonnateur  
9 de s'assurer que les réglages de protection en sur  
10 et sous-fréquence des GOP correspondent à la courbe  
11 mentionnée. Donc, indirectement, RTA pourrait être  
12 affectée. Et puis je crois que la... Il y a déjà  
13 une version de la PRC-006 qui a été mise en  
14 vigueur?

15 Q. [210] Au Québec, la réponse serait non.

16 R. Non, pas au Québec. En tout cas. On a eu, je crois  
17 l'an dernier ou il y a un an et demi, une lettre  
18 d'Hydro-Québec, d'HQT, qui nous demandait quels  
19 étaient nos réglages en sur et sous-fréquence parce  
20 qu'ils en avaient besoin pour répondre à la norme  
21 PRC-006. Puis on a répondu à Hydro-Québec que nos  
22 alternateurs n'avaient pas de protection en sur et  
23 sous-fréquence actuellement. Donc, dans ce  
24 contexte-là, il n'y a pas d'impact pour RTA, il n'y  
25 a pas d'enjeu pour RTA.

1 Q. [211] Très bien. Aux fins de la MOD PRC-024,  
2 l'autre volet qui a fait l'objet de discussion  
3 hier... je ne vois pas PRC-024 dans votre  
4 présentation. C'est parce que... elle est-tu avant  
5 ou après?

6 R. Je crois que c'est le premier point.

7 LA PRÉSIDENTE :

8 C'est la page 4, Maître Tremblay.

9 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

10 Q. [212] Voilà. On a parlé des courbes mais concernant  
11 l'autre volet de la discussion, qui est celui de  
12 l'assujettissement des centrales RTP qui sont  
13 reliées par un lien non-RTP, là. Est-ce que RTA  
14 maintient sa prétention que ces centrales-là  
15 devraient être exclues de la norme ou non?

16 R. À ma connaissance, RTA n'a pas demandé qu'elles  
17 soient exclues. On a posé certaines questions, hier  
18 je crois, à ce sujet-là. Mais c'était plus pour  
19 comprendre et avoir de l'information. On n'a jamais  
20 demandé d'exclure les centrales qui n'étaient pas  
21 directement raccordées au RTP de cette norme. À ma  
22 connaissance.

23 Q. [213] D'accord. Il ne faut jamais dire qu'on a deux  
24 sujets, ce n'est jamais vrai. Dans votre témoignage  
25 vous avez mentionné... vous avez commencé par

1 mentionner les négociations avec Hydro-Québec, là,  
2 aux alentours des années deux mille (2000). Et vous  
3 avez également parlé des impacts pour RTA et ses  
4 partenaires en cas de modification des limites SOL.  
5 Alors, j'ai juste deux, trois questions de  
6 précision là-dessus.

7 Est-ce que, dans votre compréhension aux  
8 fins de livrer ce témoignage, vous aviez en tête un  
9 abaissement des limites SOL du réseau d'HQT vers  
10 celui de RTA et/ou du réseau de RTA vers le réseau  
11 d'HQT?

12 R. C'était dans les deux cas, je ne faisais pas de  
13 distinction. Je n'en excluais pas un, les deux  
14 étaient inclus.

15 Q. [214] J'essaie de voir avec vous quel impact est  
16 lié à quel abaissement de ligne. Donc, si, aux fins  
17 de la discussion, on tenait pour acquis que la  
18 limite SOL vers le réseau de RTA n'était affectée  
19 par l'utilisation du critère triphasé, s'il ne  
20 restait que la question des limites SOL du réseau  
21 de RTA vers le réseau d'Hydro-Québec, quels  
22 seraient alors les impacts... parmi ceux que vous  
23 avez identifiés, quels seraient les impacts qui  
24 demeurerait en raison de l'application du critère  
25 du défaut triphasé? Donc autrement dit, je vais



1 simplifier ma question. Lesquels impacts, parmi  
2 ceux que vous avez mentionnés, sont liés uniquement  
3 à un abaissement hypothétique d'une limite SOL vers  
4 le réseau d'HQT?

5 (15 h 14)

6 R. J'ai pas, à ma connaissance, toute l'information  
7 pertinente pour être capable de répondre hors de  
8 tout doute si je pourrais... il pourrait ne pas y  
9 avoir d'impact dans un sens ou dans l'autre, là.  
10 J'ai pas assez la connaissance fine des contrats  
11 entre RTA et les autres entités.

12 Q. [215] Mais je vous suggérerais que pour ce qui est  
13 de l'alimentation en électricité effectuée par HQD  
14 aux usines de RTA, cette alimentation-là, cet  
15 approvisionnement-là ne serait pas affecté par  
16 une... dans la mesure où la limite SOL vers le  
17 réseau de RTA n'est pas affecté, il ne devrait pas  
18 y avoir d'impact pour l'approvisionnement par HQD.  
19 Est-ce que vous seriez d'accord avec ça?

20 R. Je ne peux pas le confirmer, puis de ce que je  
21 connais, il me semble que les contrats, les  
22 ententes contractuelles avec HQD ont des  
23 composantes dans les deux sens.

24 Q. [216] D'accord. Et ce serait la même chose pour ce  
25 qui est du rôle de transporteur auxiliaire de RTA,

1 c'est-à-dire que de l'énergie de puissance va  
2 transiter par le réseau de RTA pour alimenter des  
3 charges de HQD, donc qui ne sont pas des  
4 alumineries de RTA, mais bien des charges de HQD.  
5 Est-ce que vous donneriez la même réponse à ce  
6 moment-là?

7 R. Celle-là, je ne suis pas en mesure de donner une  
8 réponse.

9 Q. [217] Et finalement, vous mentionniez un impact  
10 pour HQP, là, j'ai noté ça. J'imagine que vous  
11 mentionnez les transactions entre RTA et HQP,  
12 c'est-à-dire que RTA vend de l'énergie à HQP qui  
13 l'achète, là. C'est bien ça.

14 R. On parle plus de puissance.

15 Q. [218] De puissance, bon. Désolé pour le  
16 vocabulaire. Je comprends que si on parle  
17 d'abaissement de limite SOL hypothétique du réseau  
18 de RTA vers celui de HQT, c'est principalement, ces  
19 échanges-là qui seraient affectés.

20 R. C'est entre autres, ces échanges-là, mais je ne  
21 peux pas... je ne peux pas dire que c'est seulement  
22 ceux-là.

23 Q. [219] C'est ça. Je ne veux pas vous faire dire le  
24 contraire de ce que vous avez dit. Vous n'êtes pas  
25 assez certain pour répondre pour les deux autres

1 cas que j'ai mentionnés. C'est très bien. C'est  
2 très bien. Merci beaucoup.

3 LA PRÉSIDENTE :

4 Merci, Maître Tremblay. Alors, la Régie a quelques  
5 questions aussi. Alors, Maître Rondeau.

6 INTERROGÉ PAR Me PIERRE RONDEAU :

7 Q. [220] Bonjour, Monsieur Fortin.

8 R. Bonjour.

9 Q. [221] Je reprends un peu votre témoignage, là, sur  
10 les systèmes de protection. Première des choses,  
11 vous avez indiqué que vous n'aviez pas de  
12 parafoudre dans les installations, sauf peut-être  
13 la dernière?

14 R. On n'en a pas partout.

15 Q. [222] Pas partout. Vous en avez dans...

16 R. Mais c'est pas seulement que la dernière, là.

17 Q. [223] Bien, les installations plus récentes, là.

18 R. Je dirais que dans le passé, ma compréhension,  
19 c'est que probablement que les meilleures pratiques  
20 de l'industrie étaient différentes, puis peut-être  
21 que le risque que RTA a voulu gérer dépendait de  
22 l'importance de ces installations. Exemple, la  
23 centrale de Chute-des-Passes est plus importante et  
24 à un niveau de tension plus élevé, donc il était  
25 peut-être plus pertinent dans celle-là de mettre

1 des parafoudres à plusieurs endroits, contrairement  
2 à d'autres.

3 Q. [224] O.K. Par ailleurs, vous avez indiqué que  
4 quant au relais, vous aviez différents types de  
5 relais? Des relais... quand vous parliez du relais  
6 instantané, c'est que vous indiquiez que le relais  
7 diffusait l'information pour le déclencheur  
8 automatiquement, puis c'était irréversible, puis ça  
9 déclenchait.

10 R. On a...

11 Q. [225] Vous ne pouviez pas régler le...

12 R. On a différents types de relais dans le sens qu'on  
13 a différentes générations, donc il y a des relais  
14 électromécaniques, il y a des premières générations  
15 de relais numériques qui amenaient d'autres  
16 possibilités et puis il y a les relais numériques  
17 d'aujourd'hui qui amènent encore plus de  
18 possibilités. Dans chacune de ces générations de  
19 relais-là, on peut avoir des protections  
20 instantanées et des protections temporisées.

21 Q. [226] C'est ça. O.K.

22 R. Puis RTA, dans sa pratique, met une protection  
23 instantanée pour un niveau de surtension plus  
24 élevée et puis une protection temporisée pour des  
25 surtensions moins élevées.

1 Q. [227] Quand vous parlez de tension plus élevée, de  
2 quoi parle-t-on exactement?

3 (15 h 19)

4 R. On parle de comme la norme NERC là, 1,4 p.u. là.  
5 C'est l'ordre de grandeur.

6 Q. [228] D'accord. O.K. En fait, les protections de  
7 surtension de RTA, est-ce que ça a pour but de  
8 protéger, bon, des surtensions résultant de  
9 manoeuvres, de foudres ou d'une surtension sur une  
10 phase seulement, monophasée? Est-ce que c'est  
11 l'objet de...

12 R. C'est probablement l'ensemble de tout ce que vous  
13 avez mentionné, puis je ne peux pas, je n'ai pas...

14 Q. [229] Vous n'avez la réponse pour cette question.

15 R. Je n'ai pas la compétence pour aller plus pointu  
16 que ça.

17 Q. [230] D'accord. C'est la même chose, je pense, vous  
18 utilisiez également le terme défaut qui était sujet  
19 à causer des surtensions. Qu'est-ce que vous  
20 entendiez par « défaut »? J'ai cru comprendre dans  
21 votre témoignage, vous relatiez, vous traitiez,  
22 vous relatiez ou traitiez de défaut sujet à causer  
23 des surtensions.

24 R. Je ne me souviens pas dans quel contexte j'ai dit  
25 ça, là.

1 Q. [231] O.K. Vous ne vous en rappelez pas, c'est  
2 correct. Je n'ai pas les notes, je ne retournerai  
3 pas en arrière là, j'ai cru comprendre, c'était ma  
4 compréhension, puis je veux juste avoir une  
5 précision là-dessus. Si vous n'avez pas souvenir,  
6 ça va.

7 Par ailleurs, quant à la clause grand-père,  
8 concernant la FAC-011 et 010, 011 surtout en  
9 exploitation, on sait que la norme a été adoptée  
10 puis elle est en vigueur, puis que si elle est  
11 devant la Régie présentement c'est pour le retrait  
12 de l'exigence 5, alors est-ce que je comprends que  
13 votre position à la période transitoire entre  
14 aujourd'hui et le moment où on aura introduit une  
15 clause grand-père pour couvrir les cas, vous  
16 demandez le statu quo? J'ai bien compris?

17 R. Oui.

18 Q. [232] Qu'est-ce que vous voulez dire par « statu  
19 quo »? C'est ça, puis peut-être que ça engage avec  
20 ce qui se discutait entre les procureurs, là, parce  
21 que la norme est en vigueur et si, vous devez  
22 respecter des normes que vous n'êtes pas en mesure  
23 de respecter et pour lesquelles on vous offre, on  
24 fait une proposition de clause grand-père. C'est ça  
25 que j'essaie de... Dans la période transitoire,

1 qu'est-ce qui se passe?

2 R. Ce que j'ai mentionné tout à l'heure, c'est que  
3 dans la période transitoire, ce que RTA demande  
4 c'est le statu quo au niveau des limites  
5 d'interconnexion. Donc, les limites SOL de  
6 l'interconnexion entre RTA et HQT.

7 Q. [233] O.K.

8 R. Parce que même si la norme est en vigueur depuis je  
9 ne sais pas combien de temps, elle ne s'applique  
10 pas directement à RTA, elle s'applique au  
11 Planificateur et au Coordonnateur, puis on n'a pas  
12 encore eu d'informations du Coordonnateur comme  
13 quoi il était requis de modifier nos limites. Donc,  
14 aujourd'hui, ma crainte ou ma préoccupation, c'est  
15 que demain matin j'aie une demande de modifier mes  
16 limites à la baisse, puis c'est pour ça que je veux  
17 maintenir le statu quo en attendant qu'on s'entende  
18 sur une clause.

19 Q. [234] C'est ça. Vous ne voulez pas que l'exploitant  
20 impose la norme et qui pourrait résulter, comme on  
21 l'a indiqué...

22 R. Avec les impacts qu'on a discutés.

23 Q. [235] Il y aurait des impacts à la baisse sur les  
24 limites d'exploitation. C'est ça que vous...

25 R. Exactement.

1 Q. [236] O.K. D'accord. Je n'aurai pas d'autres  
2 questions, je vous remercie.

3 R. Merci.

4 LA PRÉSIDENTE :

5 Merci pour votre témoignage, je n'aurai pas  
6 d'autres questions. Votre mémoire ainsi que votre  
7 présentation étaient très claires. Donc la Régie  
8 n'a pas d'autres questions. Je vous libère.

9 R. Merci.

10 LA PRÉSIDENTE :

11 Alors, l'audience est terminée. Maître Tremblay,  
12 est-ce que vous avez eu des... vous me disiez que  
13 vous étiez en pourparlers là pour un témoin?

14 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

15 Oui. Alors les témoins seraient disponibles demain  
16 matin, mais avec les réponses de monsieur Fortin,  
17 je vais réévaluer, voir si c'est toujours  
18 nécessaire. Si oui, les témoins seront ici à neuf  
19 heures (9 h) demain matin là, si c'est l'heure à  
20 laquelle on débute là pour ce court témoignage. Si  
21 ce n'est pas requis, je serai prêt à procéder avec  
22 l'argumentation.

23 LA PRÉSIDENTE :

24 Parce que je pensais que c'était une question aussi  
25 de, peut-être, le témoin ne pouvait peut-être pas



1 se présenter à cette heure-là. Parce que demain on  
2 n'a pas une journée complète, vous avez peut-être  
3 vu avec l'horaire. On a peut-être l'équivalent de  
4 deux heures et demie à trois heures, disons avec  
5 les pauses là, trois heures et demie. On peut  
6 reculer aussi, si jamais c'était une question de  
7 temps que le témoin avait besoin là, s'il ne  
8 pouvait pas à neuf heures (9 h), mais qu'il pouvait  
9 à dix heures (10 h), on peut reculer, si besoin  
10 est.

11 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

12 Non. Neuf heures (9 h) était bon. Neuf heures (9 h)  
13 était bon.

14 LA PRÉSIDENTE :

15 Ah! Neuf heures (9 h) était bon? O.K. Parfait.

16 C'était ma compréhension, alors j'avais mal  
17 compris. Donc, à neuf heures (9 h) demain, puis on  
18 verra à neuf heures (9 h) s'il y a lieu d'avoir le  
19 témoin ou pas.

20 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

21 Voilà.

22 LA PRÉSIDENTE :

23 Parfait. Merci beaucoup. Alors, bonne fin de  
24 journée.

25

1 Me JEAN-OLIVIER TREMBLAY :

2 Merci.

3

4 AJOURNEMENT DE L'AUDIENCE

5

6

7

8 SERMENT D'OFFICE :

9

10 Je, soussigné, Claude Morin, sténographe officiel,  
11 certifie sous mon serment d'office que les pages  
12 qui précèdent sont et contiennent la transcription  
13 exacte et fidèle des notes recueillies au moyen du  
14 sténomasque, le tout conformément à la Loi.

15

16 ET J'AI SIGNÉ:

17

18

19

20

21 \_\_\_\_\_  
CLAUDE MORIN (200569-7)