

**Demande de renseignements no 2 de la Régie de
l'énergie**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
HYDRO-QUÉBEC DANS SES FONCTIONS DE COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC
(LE COORDONNATEUR) RELATIVE À LA DEMANDE D'ADOPTION DE LA NORME DE FIABILITÉ
TPL-007-3 (LA NORME) – PLANIFICATION DU COMPORTEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT EN
CAS DE PERTURBATION GÉOMAGNÉTIQUE**

Norme TPL-007-3

1. **Références :** (i) Pièce [B-0009](#), p 31;
(ii) Pièce [B-0017](#), p. 7 et 8, R3.1;
(iii) Pièce [B-0009](#), p. 27;
(iv) Pièce [B-0009](#), p. 4.

Préambule :

(i) La Norme présente de l'information pertinente à la méthodologie de substitution, parmi cette information :

« Les hypothèses de modélisation doivent aussi être documentées clairement et justifiées techniquement. Une entité peut effectuer une analyse de sensibilité afin de déterminer comment les hypothèses influent sur les résultats. »

On peut utiliser un modèle simplifié pour effectuer une ou des évaluations de vulnérabilité aux PGM, pourvu que ce modèle soit plus prudent qu'un modèle plus détaillé. » [nous soulignons]

(ii) En ce qui a trait à la méthodologie de substitution, le Coordonnateur indique à la Régie qu'il n'y a pas de modèle simplifié pour l'Interconnexion du Québec. Il mentionne également que le planificateur pourrait décider de prendre la valeur de résistivité de sol la plus pessimiste sur l'ensemble de son réseau n'ayant pas ainsi à réaliser plusieurs modèles :

« Selon les informations reçues du Planificateur, il n'existe pas, pour le moment, de modèle simplifié pour l'Interconnexion du Québec permettant de fournir plus d'informations à la Régie. L'utilisation d'un modèle simplifié consiste à prendre des hypothèses pessimistes et démontrer qu'il n'y a pas de conséquences inacceptables avec ces hypothèses et qu'il n'est donc pas nécessaire d'être plus précis. Par exemple, si dans une zone de planification différents modèles de résistivité de sol existent, le planificateur pourrait décider de prendre la valeur la plus pessimiste sur l'ensemble de son réseau, n'ayant pas ainsi à faire des modèles de sol plus précis pour chacune de ses installations. » [nous soulignons]

(iii) Tiré de la Norme, le modèle géologique de référence au Québec est le suivant :

Couche (épaisseur en km)	Résistivité ($\Omega \cdot m$)
15	20 000
10	200
125	1 000
200	100
∞	3

(iv) L'exigence E6 de la norme précise que chaque TO et GO doit réaliser une étude d'impact thermique de référence pour les transformateurs de puissance visés si la valeur de CGI efficace maximale établie selon l'alinéa 5.1 de l'exigence E5 est d'au moins 75 ampères par phase.

Demandes :

1.1 Veuillez préciser si les outils de modélisation de réseau utilisés par le Transporteur permettent d'utiliser plusieurs valeurs différentes de résistivité de sol, tel que défini au tableau de la référence (iii), lors d'une même simulation. Veuillez préciser également si le Transporteur doit modéliser l'ensemble du réseau avec la même valeur de résistivité de sol lorsqu'il réalise une simulation, puis recommencer une autre simulation avec une autre valeur de résistivité de sol. Veuillez élaborer.

R1.1

La norme TPL-007-3 permet d'utiliser un modèle simplifié et prudent pour lequel plusieurs conditions et hypothèses sont prescrites à même la norme, notamment la modélisation du champ géoélectrique et la résistivité du sol à l'annexe 1.

La variante canadienne de cette norme indique expressément que l'entité peut décider d'utiliser une alternative au modèle simplifié. Ainsi, selon l'annexe 1-CAN, une modélisation plus détaillée en se basant sur les développements les plus récents en matière de modélisation des perturbations géomagnétiques, ainsi que sur les caractéristiques de sol régionales les plus récentes peuvent être intégrés au modèle, comme mentionné dans la question. Tel que mentionné à la réponse R3.1 de la DDR 1¹, le Transporteur (dans son rôle de Planificateur), indique qu'il n'a pas de modèle disponible pour le moment.

¹ [HQCF-3, Document 1](#), Demande de renseignement no 1 de la Régie de l'énergie.

Le Coordonnateur comprend que le Planificateur aura à démontrer à la Régie dans son rôle de surveillant, le cas échéant, qu'il est conforme à la norme en présentant des outils adéquats afin d'effectuer les évaluations de vulnérabilité, conformément à l'annexe 1 ou à l'annexe 1-CAN.

- 1.2 Si des résultats de simulation présentent des courants à un transformateur dépassant 75 ampères, ce transformateur fera l'objet d'une évaluation de l'échauffement tel que prévu à l'exigence E6. Pour des résultats ne dépassant que légèrement les 75 ampères, le Transporteur va-t-il réaliser des études de sensibilité afin de s'assurer de la précision de ses résultats. Veuillez élaborer.

R1.2

L'annexe 1-CAN de la norme exige que les hypothèses de modélisation pour les évaluations des perturbations géomagnétiques soient documentées et justifiées. Elle permet également à l'entité effectuant les évaluations de déterminer avec des analyses de sensibilité l'impact des hypothèses sur les résultats, notamment les courants aux transformateurs. Si le Transporteur devait se prévaloir de l'annexe 1-CAN, subséquemment, celui-ci devrait démontrer à la Régie, dans son rôle de surveillance, que la modélisation retenue est adéquate, que les hypothèses sont justifiées et que les résultats obtenus sont crédibles pour se conformer aux exigences de la norme. Dépendamment des hypothèses, le Transporteur pourra utiliser une analyse de sensibilité pour avoir une plus grande confiance dans les résultats obtenus, s'il le juge nécessaire. Lors d'un audit, le Surveillant pourra juger des résultats obtenus pour les transformateurs ayant des courants très près de 75A à la lumière de la preuve présentée par le Transporteur, notamment les hypothèses prises, la modélisation faite et les analyses de sensibilité, le cas échéant. La réponse à cette question ne peut conséquemment être fournie au stade de la demande d'adoption de la norme par le Coordonnateur.

- 1.2.1. Dans l'affirmative, veuillez préciser par quelle méthode le Transporteur peut réaliser des études de sensibilité.

R1.2.1

Voir réponse R1.2.

- 2. Références :** (i) Pièce [B-0007](#), p. 8;
(ii) Pièce [B-0005](#), p. 9;
(iii) Pièce [B-0017](#), p. 12, R5.3 et R5.3.1;
(iv) Pièce [B-0005](#), p. 5.

Préambule :

(i) La présentation préparée pour la consultation publique QC-2020-01 du Coordonnateur mentionne l'exigence E7 de la norme, mais n'indique aucun détail ou exemple de ce que peut représenter cette exigence.

(ii) Pour ce qui est de l'évaluation finale de l'impact de la Norme, le Coordonnateur mentionne que, pour le Transporteur, les modifications au réseau, si requises par le plan d'actions correctives E7, ne sont pas incluses dans l'évaluation des impacts. Il en est de même pour RTA.

(iii) En réponse à la Régie, le Coordonnateur mentionne qu'il ne connaît pas les impacts des plans d'actions correctives et que ceux-ci ne peuvent pas être révisés pendant de nombreuses années pour des raisons de pérennité. Il indique également que les plans d'actions correctives peuvent dépendre d'approbations réglementaires de la Régie :

« Il n'est pas possible à ce stade de fournir un impact des coûts des correctifs associés à l'exigence E7, car le plan d'actions correctives n'est pas disponible en ce moment.

Par ailleurs, la finalisation du plan d'actions correctives pourrait prendre 60 mois après la mise en vigueur de la norme. Or, les modifications apportées au réseau peuvent influencer le plan d'actions correctives et conséquemment l'impact financier associé.

[...]

Par contre, lorsque l'installation ou la modification d'installations de transport ou de production est l'action retenue dans le plan d'actions correctives, cela ne peut tenir compte de la question de pérennité. Ainsi, le plan d'actions correctives élaboré doit toujours être suivi si l'équipement en question est visé par celui-ci. Le délai de mise en œuvre sera de quatre ans suivant l'établissement du plan d'actions correctives ou suivant l'obtention des approbations réglementaires éventuellement requises, selon l'échéance la plus tardive. » [nous soulignons]

(iv) Le Coordonnateur mentionne que la NERC procède à la révision de la norme, ce qui pourrait avoir pour effet d'établir un processus affectant les plans d'actions correctives :

« Dans son ordonnance 851, la FERC a demandé à la NERC de présenter une norme révisée au plus tard en juillet 2020 (12 mois après la date d'entrée en vigueur de la norme TPL-007-3) afin de couvrir les points suivants :

- *exiger des plans d'actions correctives pour neutraliser les vulnérabilités liées à la PGM supplémentaire de la norme TPL-007-2 ;*
- *établir un processus pour autoriser au cas par cas les reports d'échéance de mise en œuvre des plans d'actions correctives.* » [nous soulignons]

Demandes :

2.1 Selon les références (i), (ii) et (iii), le Coordonnateur ne peut pas évaluer l'impact des plans d'actions correctrices prévus à l'exigence E7 de la Norme tant que ces plans d'actions ne sont pas disponibles. De plus, le Coordonnateur mentionne que l'obtention d'approbations réglementaires pourraient être éventuellement requises. Veuillez expliquer ce que signifie les approbations réglementaires éventuellement requises dans un contexte où la Norme serait adoptée par la Régie.

R2.1

Tel qu'indiqué dans le sommaire de la norme TPL-007-3², le développement de la variante canadienne de la norme a été initié par IESO et Hydro One. Ceci fait suite aux préoccupations des entités canadiennes, notamment celles d'Hydro-Québec, d'IESO et de Hydro One³ partagées par le régulateur ontarien OEB⁴, sur l'incompatibilité de la norme TPL-007-2 avec le régime réglementaire des provinces canadiennes et des risques d'investissements significatifs découlant des évaluations des perturbations géomagnétiques avec le modèle prudent prescrit dans celle-ci. D'ailleurs, deux employés d'Hydro-Québec, représentant le Coordonnateur de la fiabilité et le Transporteur, ont participé au développement de cette variante en tant que membres du comité de rédaction de la norme.

L'annexe 1-CAN de la variante permet d'utiliser un modèle plus détaillé évitant ainsi des investissements significatifs qui ne seraient pas nécessaires à la fiabilité.

La variante vient également régler les enjeux relevés de la norme TPL-007-2 avec le régime réglementaire des provinces canadiennes, incluant celui de la Régie de l'énergie du Québec, tel que mentionné à la réponse R5.3 de la DDR 1⁵. En effet, la modification de l'alinéa 7.3 de la norme TPL-007-3 permet la révision des plans d'actions correctives (PAC) si les approbations réglementaires devaient en modifier les échéances ou les actions.

² [HOCF-1, Document 2](#), Informations relatives aux normes.

³ [Demande de suspension de la norme TPL-007-2 conjointe IESO et Hydro One.](#)

⁴ [Décision de suspension de la norme TPL-007-2 par l'OEB.](#)

⁵ [HOCF-3, Document 1](#), Demande de renseignement no 1 de la Régie de l'énergie.

Les approbations réglementaires auxquelles le Coordonnateur faisait référence concernent donc les demandes d'investissements d'Hydro-Québec dans son rôle de Transporteur, selon l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, qui pourraient découler de l'adoption de la norme, le cas échéant. À titre d'exemple, suite à une adoption éventuelle de la norme TPL-007-3 par la Régie, le Transporteur pourrait ainsi devoir réviser son plan d'actions correctives (PAC), et ce, relativement aux actions à réaliser ou relativement aux échéances prévues dans celui-ci. Dans cet exemple théorique, ces modifications au PAC pourraient ainsi signifier pour le Transporteur la nécessité d'obtenir des approbations réglementaires par la Régie, dans son rôle de régulateur économique, et ce conformément aux dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie* s'appliquant au Transporteur. La norme prévoit ainsi que si le Transporteur n'obtenait pas les autorisations nécessaires afin de pouvoir mettre en œuvre les éléments contenus dans son PAC, alors, sous réserve du contexte qui prévaudrait et des éléments factuels, la Régie dans son rôle de surveillance, ne pourrait possiblement conclure à une non-conformité relativement à la mise en œuvre du PAC.

- 2.2 Selon les références (iii) et (iv), il est possible que la finalisation des plans d'actions correctives puisse prendre 60 mois après la mise en vigueur de la norme. De plus, une nouvelle version de la Norme est prévue par la NERC pour réviser des points relatifs aux plans d'actions correctives. Veuillez préciser les impacts sur la fiabilité de l'Interconnexion du Québec de suspendre l'application de l'exigence E7 au Québec.

R2.2

Le Coordonnateur souligne que le Québec est potentiellement une des régions les plus vulnérables en Amérique du nord, tel que mentionné dans la présentation de la Demande⁶. Le Coordonnateur rappelle également qu'un orage géomagnétique a été la cause d'une panne généralisée au Québec en 1989. Conséquemment, le Coordonnateur est d'avis qu'une telle suspension seraient très préjudiciable à la fiabilité de l'Interconnexion du Québec.

Au surplus, la norme TPL-007-3 tient déjà compte des spécificités du Québec en matière réglementaire, notamment les possibles approbations de projets d'investissement par la Régie, tel qu'expliqué en réponse 2.1 de la présente et permet également l'utilisation des caractéristiques régionales du Québec dans les évaluations de vulnérabilité aux PGM. Ainsi, le Coordonnateur est d'avis que l'exigence 7 ne doit pas être suspendue et qu'il n'existe pas d'enjeux relativement aux délais de finalisation des PAC.

⁶ [HOCF-1, Document 1, page 9.](#)

En ce qui a trait à la nouvelle version de la norme, le Coordonnateur est en contact régulier avec la représentante canadienne sur le comité de rédaction de la TPL-007-4 et confirme que les points relatifs aux PAC, incluant l'ajout d'un PAC découlant de l'évaluation de vulnérabilité au PGM supplémentaire, auront une variante canadienne similaire à celle de l'alinéa 7.3 pour tenir des préoccupations mentionnées à la réponse R2.1. Les modifications prévues dans cette nouvelle version ne viendront, le cas échéant, que compléter les dispositions de la version à l'étude et ne justifient pas de retarder la mise en vigueur de la version à l'étude au présent dossier.

2.2.1. Le cas échéant, veuillez soumettre une proposition de codification à l'Annexe Québec de cette possible suspension.

R1.2.1

Voir réponse R2.2.

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0009](#), p. 9 et 10;
 - (ii) Pièce [B-0009](#), p. 5;
 - (iii) Pièce [B-0017](#), p. 14, R6.2.1;
 - (iv) Norme [EOP-010-1](#), p. 2 et QC-1 de 2;
 - (v) Dossier R-3944/3949/3957-2015, décision [D-2016-150](#), p. 32;
 - (vi) Dossier R-3944-2015, pièce [B-0018](#), norme EOP-010-1, p. 2.

Préambule :

- (i) Les exigences E11 et E12 sont les suivantes :

« E11. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit mettre en œuvre un processus d'obtention des données de surveillance des CGI à partir d'au moins un appareil de surveillance situé dans la zone du coordonnateur de la planification ou dans une autre partie du réseau incluse dans le modèle CGI de réseau du coordonnateur de la planification. »

« E12. Chaque entité responsable, selon les responsabilités établies à l'exigence E1, doit mettre en œuvre un processus d'obtention des données du champ géomagnétique pour la zone de son coordonnateur de la planification. »

- (ii) Le plan d'actions correctives défini à l'exigence E7.1 permet, entre autres :

« l'adoption de procédures d'exploitation, avec indication de la période pendant laquelle elles seront nécessaires dans le cadre du plan d'actions correctives ; ».

- (iii) À la DDR #1, la Régie cherche à savoir si les TO et GO recevront du Transporteur les avis de période d'orage géomagnétique appropriés afin d'ajuster leurs procédures

d'exploitation en conséquence. Sur ce point, le Coordonnateur réfère à la norme EOP-010 (Exploitation sous perturbations géomagnétiques) :

« Cette question relève de la norme EOP-010, en vertu de laquelle le RC mettra en œuvre les instructions nécessaires pour aviser les entités de la zone d'équilibrage du Québec des impacts sur l'Interconnexion des périodes d'orages géomagnétiques. »

(iv) L'exigence E2 de la norme EOP-010-1, indiquée par le Coordonnateur, prévoit la diffusion de l'information utile aux entités pour l'adoption de procédures d'exploitation permises aux plans d'actions correctives :

*« **E2.** Chaque coordonnateur de la fiabilité doit diffuser l'information sur la prévision et la météo spatiale courante aux entités fonctionnelles identifiées comme destinataires dans son plan d'exploitation GMD. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation le jour même et exploitation en temps réel] » [nous soulignons]*

Cependant, la Régie constate à l'Annexe Québec de la norme citée par le Coordonnateur qu'aucune date d'entrée en vigueur de l'exigence E2 n'a été fixée. Quant aux exigences E1 et E3 de la norme EOP-010-1, elles visent le Transporteur lui-même et n'ont pas pour but la diffusion de l'information.

(v) Dans la décision D-2016-150, la Régie se prononce comme suit à l'égard de l'entrée en vigueur de la norme EOP-010-1 :

« [122] La Régie fixe également au 1^{er} janvier 2017 la date d'entrée en vigueur au Québec des exigences E1 et E3 de la norme de la NERC EOP-010-1 et de son Annexe et réserve sa décision quant à la date d'entrée en vigueur de l'exigence E2 jusqu'au moment du retrait de la norme IRO-005-3.1a, le cas échéant. » [note de bas de page omise] [nous soulignons]

(vi) Le Coordonnateur présentait les informations suivantes à l'égard des dates d'entrée en vigueur proposées pour la norme EOP-010-1 :

« Aux États-Unis, l'entrée en vigueur a été fixée au 1^{er} avril 2015, à l'exception de l'exigence E2 pour laquelle l'entrée en vigueur sera le lendemain du retrait de la norme IRO-005-3.1a parce que l'exigence E3 de la IRO-005-3.1a est équivalente. Aux États-Unis, la norme IRO-005-3.1a est approuvée depuis le 13 septembre 2012 et sera remplacé par la IRO-005-4.

Au Québec le Coordonnateur a déposé la norme IRO-005-3.1a dans le cadre du dossier R-3906-2014, mais n'a pas fait encore l'objet d'une décision.

Hydro-Québec applique la norme EOP-010-1 de façon volontaire depuis son entrée en vigueur. Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis et dans les provinces voisines, et puisque la norme vise seulement la direction Contrôle des

mouvements d'énergie, le Coordonnateur propose une entrée en vigueur rapide de la norme EOP-010-1 au Québec.

Exigence	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
E1, E3	1 ^{er} avril 2015	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après la date d'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.
E2	Le lendemain du retrait de la norme IRO-005-3.1a	Le lendemain du retrait de la norme IRO-005-3.1a. ¹	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.

»

Le Coordonnateur indiquait à la note de bas de page 1 ce qui suit : « ¹ La norme IRO-005-3.1a fera l'objet d'une demande de retrait lors du dépôt de la norme IRO-005-4 qui est en attente d'approbation de la FERC. »

Demandes :

3.1 La Régie note que la norme IRO-005-3.1a est toujours en vigueur au Québec et qu'elle n'a pas fait l'objet d'aucune demande de retrait.

3.1.1. Veuillez préciser si la NERC a retiré la norme IRO-005-3.1a. Le cas échéant, veuillez préciser à partir de quelle date la norme IRO-005-3.1a a été retirée par la NERC. Veuillez également préciser si l'exigence E2 de la norme EOP-010-1 a déjà été en vigueur ou est en vigueur actuellement aux États-Unis. Veuillez expliquer.

R3.1.1

La norme EOP-010-1 est en vigueur aux États-Unis depuis le 1^{er} avril 2015. Selon le plan de mise en vigueur de la NERC, l'exigence 2 est entrée en vigueur aux États-Unis au 1^{er} avril 2017, le jour après le retrait de la norme IRO-005-3.1a.

Quant au statut de la norme IRO-005-3.1a au Québec, évoqué dans la question de la Régie, le Coordonnateur souhaite y apporter certaines précisions.

Le Coordonnateur a demandé le retrait de toutes les exigences de la norme IRO-005-3.1a, hormis l'exigence 11, et ce, le 13 mars 2017 lors de sa demande au dossier R-4001-2017. La Régie a donné suite à cette demande dans la décision D-2017-061 en retirant toutes les exigences, excepté l'exigence 11, tel que demandé par le Coordonnateur. L'exigence 11 restait en vigueur puisqu'elle avait

un lien avec certaines normes MOD, qui n'étaient quant à elles pas encore en vigueur au Québec. Le traitement de certaines de ces normes MOD est toujours en cours d'analyse au dossier R-4070-2018.

Suite aux conclusions de la Régie dans ce dossier, le Coordonnateur pourra alors demander un retrait définitif et complet de la norme IRO-005-3.1a, donc de l'exigence 11.

- 3.1.2. Veuillez préciser si des travaux additionnels ont été effectués par la NERC à l'égard des normes IRO-005 et EOP-010 par rapport aux versions actuellement en vigueur au Québec et les expliciter. Le cas échéant, veuillez expliquer de quelle façon cela va impacter l'interprétation et l'application de la norme TPL-007.

R3.1.2

Il n'y a pas des projets de développement de nouvelles versions des normes IRO-005 et EOP-010 en cours actuellement à la NERC.

- 3.1.3. Le cas échéant, veuillez expliquer de quelle façon le Coordonnateur entend s'assurer de suivre cette évolution de la NERC et de permettre une interprétation de la norme TPL-007 cohérente au Québec et équivalente à celle aux États-Unis.

R3.1.3

Sans objet.

- 3.2 La Régie note qu'à ce jour aucune date d'entrée en vigueur de l'exigence E2 de la norme EOP-010-1 n'a été fixée par la Régie. Veuillez préciser si les entités TO ou GO qui prévoient des plans d'actions correctives basés sur des procédures d'exploitation nécessitant les avis de période d'orage géomagnétique appropriés au territoire de l'Interconnexion du Québec pourront recevoir ces avis directement du Coordonnateur ou du Transporteur.

- 3.2.1. Dans l'affirmative veuillez élaborer sur les méthodes de diffusion possibles de ces avis.

R3.2.1

Le Coordonnateur considère que l'encadrement réglementaire prévu par l'exigence 2 de la norme EOP-010-1 est suffisant pour assurer la communication d'avis géomagnétiques aux entités appropriées au Québec lors de l'exploitation des réseaux. D'ailleurs, cet encadrement est considéré adéquat à ce stade par l'industrie nord-américaine. Advenant que des modifications à cet

encadrement étaient effectuées par la NERC ou que le Coordonnateur estimait que des modifications spécifiques au Québec étaient nécessaires, le Coordonnateur procéderait alors avec une demande en ce sens à la Régie.

Le Coordonnateur souligne que la Régie a déjà adopté l'exigence 2 de la norme EOP-010-1 dans la décision D-2016-150, mais avait toutefois réservé sa décision uniquement relativement à la date de mise en vigueur, jusqu'au retrait de la norme IRO-005-3.1a.

Or, tel qu'indiqué à la preuve du dossier R-3944-2015 (voir notamment l'élément iv du préambule à la présente question), l'entrée en vigueur de l'exigence 2 de la norme EOP-010-1 était dépendante du retrait de la norme IRO-005-3.1a puisqu'il existait une exigence duplicative entre ces deux normes. En effet, l'exigence 3 de la norme IRO-005-3.1a a été remplacée par l'exigence 2 de la norme EOP-010-1, de manière plus explicite et complète.

Comme mentionné à la réponse précédente, par sa décision D-2017-061, la Régie retirait toutes les exigences de la norme IRO-005-3.1a, sauf l'exigence 11. L'exigence E3 de la norme IRO-005-3.1a, qui nous préoccupe en l'espèce, a ainsi été retirée dans cette même décision.

Considérant ce qui précède, le Coordonnateur estime qu'il serait opportun de procéder à la mise en vigueur de l'exigence 2 de la norme EOP-010-1, même si une exigence de la norme IRO-005-3.1a est toujours en vigueur, afin d'encadrer adéquatement la communication d'avis géomagnétiques au Québec. Le Coordonnateur souligne qu'il n'y a pas d'enjeux à ce que l'exigence 11 de la norme IRO-005-3.1a soit en vigueur simultanément à l'exigence 2 de la norme EOP-010-1.

Considérant que l'enjeu précédent est soulevé dans le présent dossier et dans un objectif d'efficience, le Coordonnateur considère qu'il est opportun de demander à la présente formation de statuer sur la date de mise en vigueur de l'exigence 2 de la norme EOP-010-1. Ainsi, en suivi de la décision D-2016-150 et aux fins du présent dossier, le Coordonnateur amendera dans les meilleurs

délais sa requête, afin d'y inclure une conclusion relative à la mise en vigueur de l'exigence 2 de la norme EOP-010-1⁷.

Le Coordonnateur estime que la mise en vigueur peut s'effectuer rapidement, soit, au 1^{er} jour du premier trimestre, 60 jours suivant la décision de la Régie puisque l'exigence a déjà été adoptée par la Régie et qu'elle a conséquemment déjà fait l'objet de consultation publique. Le Coordonnateur est par ailleurs la seule entité visée par cette exigence, qui est déjà appliquée en pratique.

- 3.2.2. Le cas échéant, veuillez citer le texte de l'exigence de la norme, préciser la date d'approbation à la Régie de cette exigence et donner votre interprétation de cette exigence s'il y a lieu.

R3.2.2

Voir la réponse à la question R3.2.1.

⁷ [La norme EOP-010-1 et son annexe Québec.](#)