

**DEMANDE DE MODIFICATION DE LA DÉSIGNATION
DU COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC**

**COMMENTAIRES
DE
RIO TINTO ALCAN INC.**

DOSSIER R-3996-2016 (PHASE 2)

11 SEPTEMBRE 2018

TABLE DES MATIÈRES

I.	Sommaire	1
II.	Les installations de RTA.....	2
III.	Commentaires	3
A.	Modèle du Coordonnateur de fiabilité au Québec.....	3
B.	Modèle de fiabilité au Québec : le niveau de fiabilité recherché.....	7
C.	Procédure d'examen des demandes.....	17

I. Sommaire

1. Le 21 décembre 2016, dans le cadre du dossier R-3996-2016, Hydro-Québec, dans ses fonctions de Coordonnateur de la fiabilité (le « **Coordonnateur** »), soumet à la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») les demandes suivantes :

ACCUEILLIR la présente demande;

DÉSIGNER la direction principale - Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité à titre de Coordonnateur de la fiabilité au Québec [le Coordonnateur] conformément à l'article 85.5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*;

APPROUVER le processus de consultation relatif aux normes de fiabilité dans le cadre d'un dossier continu, tel que décrit à l'annexe de la pièce HQCMÉ-1, Document 1.¹

2. Le 30 janvier 2017, par sa décision D-2017-005, la Régie décide de procéder à l'examen de la demande de désignation du Coordonnateur dans une première phase (la Phase 1) et de créer une seconde phase dont les enjeux spécifiques à traiter et la procédure d'examen seront précisés à une date ultérieure (la Phase 2).
3. Le 22 mars 2017, par sa décision D-2017-033, la Régie désigne provisoirement la direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau d'Hydro-Québec (la « **DPCMÉER** ») dans ses activités de transport d'électricité à titre de Coordonnateur de la fiabilité au Québec (le Coordonnateur) et réserve sa décision finale sur la demande de modification de la désignation du Coordonnateur au terme de la Phase 2.
4. Dans sa décision procédurale D-2018-012 du 8 février 2018, la Régie identifie les sujets suivants aux fins de la Phase 2 :
 - Modèle du Coordonnateur de fiabilité au Québec, notamment :
 - les principes d'indépendance, de neutralité, d'impartialité et d'intégrité requis pour réaliser les activités normatives et opérationnelles assignées au Coordonnateur de la fiabilité au Québec de par la Loi,
 - dans le modèle actuel, les rôles et responsabilités du personnel du Coordonnateur au sein d'HQT,
 - les modèles des coordonnateurs de fiabilité ailleurs qu'au Québec dans leurs rôles normatifs et opérationnels à titre de coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau;
 - Modèle de fiabilité au Québec, notamment :
 - le niveau de fiabilité recherché;
 - Dossier continu, notamment :
 - la procédure d'examen des demandes soumises en séquence,
 - l'abandon de la consultation publique préalable,
 - la création d'un groupe de travail permanent.

¹ B-0002 (R-3996-2016, Phase 1).

5. Le 6 avril 2018, la Régie et les intervenants soumettent leurs demandes de renseignements (DDR), auxquelles le Coordonnateur répond le 25 avril 2018.²
6. Le 30 avril 2018, Rio Tinto Alcan inc. (« **RTA** ») demande à la Régie entre autres d'ordonner que le Coordonnateur réponde de manière complète et précise à certaines questions de sa DDR n° 1.³
7. Le 15 mai 2018, la Régie accueille partiellement les demandes de RTA.
8. Le 15 août 2018, le Coordonnateur dépose ses compléments de réponses à la DDR n° 1 de RTA qui inclut ses réponses à la DDR n° 1 de la Régie,⁴ le tableau récapitulatif des échanges d'information⁵ et le complément de réponse à la question 3 de la DDR n° 1 de RTA.⁶
9. Le 29 août 2018, le Coordonnateur dépose ses réponses à la DDR n° 2 de la Régie.⁷

II. Les installations de RTA

10. RTA exploite un réseau privé de distribution d'énergie hydroélectrique dans la région de Saguenay-Lac-Saint-Jean, province de Québec, ayant comme fonction principale d'alimenter ses alumineries. Dans ce contexte, RTA est un producteur d'électricité à vocation industrielle (un « **PVI** »).
11. Les installations de RTA assurent principalement les besoins énergétiques de ses propres installations industrielles et, à ce titre, RTA n'est pas tenue à des obligations de livraison fermes d'énergie à Hydro-Québec. La production de RTA ne sert pas à desservir la charge locale.
12. Par conséquent, les installations de RTA ne font que partiellement partie du *réseau de transport principal* (RTP) et ne participent que partiellement au contrôle des paramètres de fiabilité qui y sont associés.
13. Les sept centrales de RTA ont une capacité de production globale moyenne annuelle d'environ 2000 MW, représentant approximativement 90 % des besoins en énergie de ses installations.
14. Hydro-Québec fournit le reste de l'énergie nécessaire aux besoins de RTA par le biais de trois interconnexions (incluant quatre lignes haute-tension) avec le réseau de transport d'Hydro-Québec *TransÉnergie* (le « **Transporteur** »).
15. Sur une base nette annualisée, RTA est un acheteur d'énergie et un client important d'Hydro-Québec.

² Réponses à la DDR n° 1 de la Régie (B-0017); Réponses à la DDR n° 1 d'EBM-ÉLL (B-0018); Réponses à la DDR n° 1 RTA (B-0019).

³ C-RTA-011.

⁴ B-0031.

⁵ B-0032.

⁶ B-0033.

⁷ B-0035.

16. Les installations de RTA servent presque exclusivement à la charge de ses alumineries dont les cuves fonctionnent et doivent fonctionner en mode continue sur des cycles pouvant aller jusqu'à 50 années.
17. Selon le Registre des entités visées par les normes de fiabilité, les installations de RTA correspondent aux fonctions suivantes :
- (i) **Distributeur (DP)** : Entité qui fournit et exploite les circuits entre le réseau de transport et les consommateurs finaux. Pour les consommateurs finaux desservis aux tensions de transport, le *propriétaire d'installation de transport* agit également comme *distributeur*. Ainsi, ce n'est pas une tension particulière qui définit le *distributeur*, mais plutôt le fait d'exécuter la fonction de distribution à n'importe quelle tension. (*Distributor Provider*)⁸
 - (ii) **Propriétaire d'installation de production (GO)** : Entité qui possède et entretient des groupes de production d'électricité. (*Generator Owner*)⁹
 - (iii) **Exploitant d'installation de production (GOP)** : Entité qui exploite des groupes de production et qui exerce les fonctions de fourniture d'énergie et de prestation des services d'exploitation en réseaux interconnectés. (*Generator Operator*)¹⁰
 - (iv) **Propriétaire d'installation de transport (TO)** : Entité qui possède et entretient des installations de transport. (*Transmission Owner*)¹¹

III. Commentaires

A. Modèle du Coordonnateur de fiabilité au Québec

18. Le Coordonnateur a déposé l'organigramme du Transporteur en date du 16 mars 2018, lequel inclut la DPCMÉER.¹²
19. Le Coordonnateur a aussi déposé les organigrammes d'Hydro-Québec présentement en vigueur permettant de désigner les unités dont le personnel est assujéti au code de conduite du Coordonnateur.¹³
20. Tel que mentionné par le Coordonnateur, le code de conduite s'applique aux employés de la DPCMÉER ainsi qu'aux employés appartenant à d'autres unités effectuant des tâches reliées au rôle du Coordonnateur.

⁸ Ce terme est défini au Glossaire des termes et acronymes relatif aux normes de fiabilité (version du 22 novembre 2017) (le « **Glossaire** »).

⁹ Ce terme est défini au Glossaire.

¹⁰ Ce terme est défini au Glossaire.

¹¹ Ce terme est défini au Glossaire.

¹² Pièce HQCFÉ-3, Document 6 (B-0022).

¹³ Pièce HQCFÉ-5, Document 5 (B-0041).

21. Essentiellement, le Coordonnateur, sous l'égide d'organigrammes simplifiés et de l'application de codes de conduite, est d'avis que les principes d'indépendance, de neutralité, d'impartialité et d'intégrité sont satisfaits pour réaliser les activités normatives et opérationnelles assignées au Coordonnateur.
22. Or, les réponses du Coordonnateur aux DDR, plus particulièrement à la DDR n° 1 de RTA,¹⁴ démontrent que tel n'est pas le cas.
23. Les organigrammes préparés par le Coordonnateur dans le cadre de sa preuve simplifiée de manière importante la réalité des opérations au sein de la DPCMÉER auxquelles participent des centaines d'employés affectés à diverses tâches, lesquels ont ou peuvent avoir accès à des données confidentielles stratégiques et commerciales tant d'Hydro-Québec que de tiers, tel RTA.
24. Les divisions d'Hydro-Québec et les tiers, tel RTA, ont de nombreux rapports avec le Coordonnateur en ce qui concerne notamment la mise en œuvre du régime obligatoire de fiabilité du transport d'électricité au Québec.
25. RTA a, quant à elle, des relations d'affaires et commerciales avec toutes les divisions d'Hydro-Québec.
26. La preuve démontre (i) qu'il existe un très grand mouvement du personnel au sein d'Hydro-Québec et de ses diverses divisions, (ii) que les employés de ces divisions occupent fréquemment des fonctions conjointes¹⁵ et (iii) que ces divisions ont des échanges d'information importantes non seulement entre elles mais avec des tiers, tel RTA.¹⁶ Ceci fait en sorte, pour ne donner qu'un exemple, que des données confidentielles stratégiques et commerciales de tiers connues par des employés occupant des fonctions au sein de la DPCMÉER, incluant les membres du contentieux d'Hydro-Québec, pourraient être connues d'employés qui s'occupent, s'occupaient ou s'occuperont de négocier des ententes commerciales avec de tels tiers ou des aspects stratégiques de l'entreprise.
27. Les nombreuses réorganisations corporatives au sein d'Hydro-Québec sont également de nature à engendrer des mouvements de personnel d'une direction à une autre.
28. De plus, il a été établi dans le dossier R-3981-2016, Phase 2, que le Transporteur assume depuis quelques années maintenant les fonctions de GOP dont la responsabilité était celle d'Hydro-Québec Production (une division non réglementée d'Hydro-Québec).

¹⁴ B-0019 et B-0031 à B-0033.

¹⁵ B-0033. RTA fait également référence au code de conduite de l'AESO qui stipule ce qui suit :

A conflict of interest also exists in any situation where an AESO Personnel is engaged in, or connected with, any outside business activity or holds any positions paid or unpaid which might interfere with the performance of his/her duties or which conflicts with the interests of the AESO. As far as is possible, an AESO Personnel is expected to avoid engaging in any activities which could give rise to a conflict of interest and if requested by the AESO shall discontinue involvement in any activities which, in the opinion of the AESO, could give rise to such a conflict. (page 2 of 4)

Voir : <https://secure.ethicspoint.eu/domain/media/en/gui/100300/code.pdf>.

¹⁶ B-0032.

29. Ces réorganisations et délégations de responsabilité sont également à la source de la problématique.
30. En d'autres mots, la communication de données confidentielles stratégiques et commerciales à la DPCMÉER et aux diverses divisions d'Hydro-Québec, lesquelles sont composées de milliers d'employés, malgré la présence de codes de conduite auxquels ces employés adhèrent ou non, génèrent de manière inévitable une connaissance généralisée, au sein de l'entreprise, des données confidentielles stratégiques et commerciales des diverses divisions d'Hydro-Québec et des tiers, tel RTA, de leur modèle d'affaires, de leurs modes d'opérations et de leur stratégie commerciale.
31. En effet, une fois les données confidentielles stratégiques et commerciales fournies et accessibles à ces milliers d'employés, la connaissance est acquise même si les employés d'Hydro-Québec ne se les communiquent pas entre eux.
32. La connaissance acquise par des employés qui sont appelés à exercer différentes fonctions au sein des différentes divisions ou directions d'Hydro-Québec dilue de beaucoup l'effet que pourrait avoir l'application de codes de conduite.
33. Dans le contexte des mouvements de personnel au sein des diverses divisions d'Hydro-Québec, ces connaissances acquises peuvent causer préjudice aux tiers, tel RTA, dans toute future négociation commerciale par exemple. Ce risque est accentué dans le contexte où Hydro-Québec est dans une situation de quasi-monopole au Québec et le principal partenaire commercial d'affaires des entreprises œuvrant dans le domaine de l'énergie électrique au Québec.
34. Malgré l'existence de codes de conduite auxquels le Coordonnateur, le Transporteur et leur personnel sont assujettis, l'utilisation implicite ou explicite de renseignements confidentiels ne peut généralement être prouvée ou réfutée. De plus, une fois que des renseignements confidentiels sont connus d'un tiers, il n'est plus possible de faire marche arrière.
35. RTA réitère qu'aucune promesse de ne pas utiliser des renseignements confidentiels ou que l'existence d'un code de conduite ne sera suffisante pour répondre adéquatement à ses préoccupations : en fait, une personne ne pourra compartimenter son esprit afin de garder séparés les renseignements confidentiels obtenus des renseignements confidentiels provenant d'autres sources.
36. Le maintien de la confiance du public dans l'administration de la justice en général et du système des normes de fiabilité au Québec en particulier exige que cette confiance ne soit pas trahie. En effet, il faut non seulement que de tels renseignements confidentiels ne soient pas mal utilisés, mais il faut également éviter tout conflit d'intérêts qui pourrait donner lieu à la perception, de la part des entités visées et des tiers, que les renseignements pourraient être utilisés.
37. En l'espèce, ces enseignements de la Cour suprême du Canada dans *Succession MacDonald c Martin*, 1990 3 RCS 1235 sont incompatibles avec le fait que certains membres du personnel actuel du Coordonnateur et les membres du contentieux d'Hydro-Québec puissent (i) avoir participé ou participeront à des négociations commerciales avec des tiers pour le compte de l'une ou l'autre des divisions d'Hydro-Québec et (ii) agir indistinctement pour l'ensemble des divisions

d'Hydro-Québec qui peuvent avoir entre elles des conflits d'intérêts avec le Coordonnateur ou des tiers.

38. Cette problématique va au-delà des intérêts propres des tiers, tel RTA, et démontre la problématique intrinsèque due :
- i) au mouvement de personnel en termes d'indépendance, de neutralité, d'impartialité et d'intégrité en ce qui a trait aux activités normatives et opérationnelles assignées au Coordonnateur;
 - ii) à la délégation par Hydro-Québec Production de ses fonctions GOP en faveur du Transporteur;
 - iii) au fait que la DPCMÉER est une direction intégrée aux opérations du Transporteur;
 - iv) au fait que le Coordonnateur n'est pas une entité indépendante d'Hydro-Québec;
 - v) au fait que le Coordonnateur n'est pas une entité indépendante du Transporteur;
 - vi) au fait que le Coordonnateur soit composé de centaines d'employés d'Hydro-Québec;
 - vii) au fait de la solidarité et de la culture corporatives au sein d'Hydro-Québec et de ses employés;
 - viii) au fait que l'ensemble des employés d'Hydro-Québec sont en mesure d'y réaliser une longue carrière en assumant des fonctions au sein des divisions et des très nombreuses directions d'Hydro-Québec, sur des cycles d'années plus ou moins longs, pour développer une expérience et expertise contribuant à développer une meilleure connaissance du marché et assurer une croissance de l'entreprise;
 - ix) au fait que les membres du contentieux d'Hydro-Québec représentent les intérêts à la fois du Coordonnateur et de toutes les autres divisions d'Hydro-Québec;
 - x) aux faiblesses intrinsèques de la séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec.
39. Notons également que le processus même de l'« audit interne »¹⁷ donne une apparence de partialité puisque non mené par un tiers indépendant.
40. En effet, un rapport annuel signé par le directeur de la DPCMÉER est publié et une attestation de conformité est produite par le Contrôleur du Transporteur à la suite d'une « vérification interne »¹⁸ de son application au sein des directions visées.
41. Pour tenter de diminuer les problématiques liées aux principes d'indépendance, de neutralité, d'impartialité et d'intégrité requis pour réaliser les activités normatives et opérationnelles

¹⁷ La preuve du Coordonnateur ne fournit aucun détail sur la procédure ou le système d'audit interne.

¹⁸ La preuve du Coordonnateur ne fournit aucun détail sur la procédure ou le système de vérification interne.

assignées au Coordonnateur, tel qu'évoqué dans la présente section, RTA verra à soumettre à la Régie diverses propositions lors de l'audience.

B. Modèle de fiabilité au Québec : le niveau de fiabilité recherché

42. La panne du 14 août 2003 qui a affecté plusieurs états du nord-est américain de même que l'Ontario¹⁹ a déclenché au Québec une action gouvernementale ayant amené les modifications à la *Loi sur la Régie de l'énergie* et la mise en œuvre du régime obligatoire de fiabilité que l'on connaît.

43. À la suite de cette panne, le groupe de travail formé par les représentants de la NERC et les divers intervenants de l'industrie américaine et canadienne a émis un rapport détaillé et plusieurs recommandations, dont la mise en place de normes de fiabilité obligatoires pour le transport de l'électricité applicables dans l'ensemble de l'Amérique du Nord.²⁰

44. C'est dans ce contexte qu'une partie de la politique énergétique du Québec 2006-2015 a été développée :²¹

Le Québec a appuyé cette recommandation. En effet, en tant que participant au grand marché nord-américain de l'électricité, le Québec a tout intérêt à participer à l'élaboration et à la mise en place des normes obligatoires de fiabilité du transport de l'électricité. La nouvelle stratégie énergétique sera l'occasion de confirmer les intentions du gouvernement du Québec à cet égard en précisant les moyens qui seront mis en place.
[nos soulignés]

NERC

45. Pour mémoire, les normes de fiabilité ont été initialement développées afin de s'assurer de la protection des installations faisant partie de réseaux de type « *Bulk* », soit des réseaux interconnectés.

46. En juillet 2015, le U.S. Department of Energy a émis un rapport intitulé « *United States Electricity Industry Primer* ». ²² Les objectifs de la NERC y sont définis comme suit :

The North American Electric Reliability Corporation (NERC) is a not-for-profit international regulatory authority whose objective is to ensure the reliability of the bulk power system in North America. In 2006, FERC designated NERC as the government's electrical reliability organization (ERO), thereby granting NERC the power to oversee and regulate the electrical market according to certain reliability standards. Although NERC is the organization that audits power companies and levies fines for non-compliance, the authority behind NERC's decisions comes from FERC. Several of NERC's responsibilities include:

¹⁹ Voir : https://www.nerc.com/docs/docs/blackout/NERC_Final_Blackout_Report_07_13_04.pdf. Cette panne n'a pas touché directement le Québec, en raison notamment de l'isolement technique du réseau d'Hydro-Québec.

²⁰ Voir note 19.

²¹ Voir : <https://mern.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf>, p 98.

²² Voir : <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/12/f28/united-states-electricity-industry-primer.pdf>.

- Developing and enforcing reliability standards
- Annually assessing seasonal and long-term reliability
- Monitoring the bulk power system through system awareness
- Educating, training, and certifying industry personnel. [nos soulignés]

47. La mission de la NERC fait état de l'application des normes de fiabilité en fonction du réseau « Bulk » :

NERC's mission is to improve the reliability and security of the bulk power system in North America. To achieve that, NERC develops and enforces reliability standards; monitors the bulk power system; assesses future adequacy; audits owners, operators, and users for preparedness; and educates and trains industry personnel. NERC is a self-regulatory organization that relies on the diverse and collective expertise of industry participants. As the Electric Reliability Organization, NERC is subject to audit by the U.S. Federal Energy Regulatory Commission and governmental authorities in Canada.²³ [nos soulignés]

48. La NERC, en définissant les normes de fiabilité, fait référence à leur application aux installations qui font partie d'un réseau de type « Bulk » :

"Reliability Standard" means a requirement to provide for reliable operation of the bulk power system, including without limiting the foregoing, requirements for the operation of existing bulk power system facilities, including cyber security protection, and including the design of planned additions or modifications to such facilities to the extent necessary for reliable operation of the bulk power system; but the term shall not include any requirement to enlarge bulk power system facilities or to construct new transmission capacity or generation capacity. A reliability standard shall not be effective in the US until approved by the Federal Energy Regulatory Commission and shall not be effective in other jurisdictions until made or allowed to become effective by the applicable governmental authority.²⁴ [nos soulignés]

49. Le réseau « Bulk » (Bulk Power system) est défini ainsi par le NERC :

(A) facilities and control systems necessary for operating an interconnected electric energy transmission network (or any portion thereof); and

(B) electric energy from generation facilities needed to maintain transmission system reliability. The term does not include facilities used in the local distribution of electric energy. (Note that the terms "Bulk-Power System" or "Bulk Power System" shall have the same meaning.).²⁵ [nos soulignés]

NPCC

50. La mission du NPCC fait aussi mention de l'applicabilité des normes de fiabilité en fonction du réseau « Bulk » :

²³ R-3625-2007 : Pièce HQT-1, Document 1 (B-1), p 16.

²⁴ Art. 202 des *Rules of procedure* de la NERC, R-3699-2009 (Phase 1) : Pièce HQCMÉ-1, Document 1 (B-1), p 23.

²⁵ NERC, *Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards*, adopté pour la période du 8 février 2005 au 3 juillet 2018. https://www.nerc.com/pa/Stand/Glossary%20of%20Terms/Glossary_of_Terms.pdf.

The purpose of the Council is to promote the reliable and efficient operation of the interconnected bulk power systems in Northeastern North America through the establishment of criteria, coordination of system planning, design and operations, and assessment and enforcement of compliance with such criteria. In the development of reliability criteria, NPCC, to the extent possible, facilitates attainment of fair, effective and efficient competitive electric markets.²⁶ [nos soulignés]

51. Le réseau « *Bulk* » (*Bulk Power system*) (BPS) quant à lui est ainsi défini dans le glossaire du NPCC :

Réseaux électriques interconnectés à l'intérieur du Nord-Est de l'Amérique du Nord et comprenant des installations de production et de transport sur lesquels des défauts ou perturbations peuvent avoir des effets nuisibles significatifs à l'extérieur de la zone locale. Dans le présent contexte, les zones locales sont déterminées par les membres du Conseil (NPCC) (*Bulk Power System*).²⁷ [nos soulignés]

Energy Policy Act (américain)

52. La *Energy Policy Act* énonce que la FERC a juridiction pour approuver les normes de fiabilité s'appliquant notamment aux propriétaires et exploitants de *Bulk-Power System*²⁸ et définit ce terme ainsi :

(1) The term 'bulk-power system' means—

(A) facilities and control systems necessary for operating an interconnected electric energy transmission network (or any portion thereof); and

(B) electric energy from generation facilities needed to maintain transmission system reliability. The term does not include facilities used in the local distribution of electric energy.²⁹ [nos soulignés]

53. Même avec un champ d'application BES facilitant l'application des normes à des installations dont les caractéristiques excèdent les seuils visés, la fiabilité du réseau « *Bulk* » reste l'enjeu central. En effet, en 2010, la FERC a ordonné la révision de la définition du BES comme suit :

(...) As discussed above, the current definition allows broad regional discretion without ERO or Commission oversight, which has resulted in reliability issues such as the exclusion of transmission serving bulk electric generators (including nuclear plants), inconsistency in classification at the seams that compromises the effectiveness of the Reliability Standards, routine TLR events on non-bulk electric system facilities, and the exclusion of elements necessary to operate the interconnected transmission network. Given the inconsistency of the application among regions and the reliability issues created as a result of the current definition, we conclude that it is necessary to direct the ERO to revise the definition of "bulk electric system" to ensure that all facilities necessary to operate the interconnected transmission network are included and to address the

²⁶ Convention d'affiliation d'Hydro-Québec *TransÉnergie* au NPCC, Demande R-3498-2002 : Pièce HTQ-2, Document 1, Annexe A.

²⁷ R-3699-2009 (Phase 1): Pièce HQCMÉ-2, Document 10 révisé, p 34.

²⁸ *Energy Policy Act*, section 215 (b).

²⁹ *Energy Policy Act*, section 215 (a) (1).

concerns noted herein. We believe that the Commission's proposed approach of adopting a brightline, 100 kV threshold, along with a NERC-developed, Commission-approved exemption process, as well as eliminating regional variations unless approved by the Commission as provided in Order No. 672,84 is an appropriate action to ensure bulk electric system reliability.³⁰ [nos soulignés]

Québec

54. Précédemment à l'adoption de normes obligatoires, les Critères de conception du réseau de transport principal s'appliquaient au réseau « *Bulk* »:

Le réseau de transport auquel ces critères s'appliquent est le réseau de transport BULK d'Hydro-Québec soit, au sens du NPCC, celui constitué des équipements de transport sur lesquels des défauts ou perturbations qui ne sont pas éliminés par le système normal de protection peuvent avoir un effet nuisible significatif à l'extérieur du réseau local en défaut et possiblement, par extension, sur d'autres membres du réseau interconnecté.³¹ [nos soulignés]

55. En 2002, Hydro-Québec, alors qu'elle tentait de faire adopter les normes de fiabilité de la NERC, a confirmé que les Critères de conception du réseau de transport principal s'appliquaient au réseau « *Bulk* » dans la majorité des cas :

Les critères de conception et d'exploitation du NPCC s'appliquent effectivement au réseau « BULK » dans la majorité des cas. Il y a cependant certaines exceptions comme celles liées aux réserves d'exploitation et à l'exploitation en condition d'urgence qui visent l'ensemble de l'exploitation de la zone de réglage. Les exigences visant les automatismes décrits au document A-11 du NPCC, de même que la coordination et les exigences relatives à la fréquence présentées au document A-3 du NPCC apparaissent comme étant les plus fondamentales à respecter pour les équipements « non-bulk ». ³² [nos soulignés]

56. Les Exigences techniques du transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec traitaient également de leur application au réseau « *Bulk* »:

En accord avec cette définition, la méthode appliquée à Hydro-Québec pour identifier son réseau « bulk » est décrite en détail dans le document « Les critères de conception du réseau de transport principal ». De façon générale, cette méthode consiste à trouver les éléments du réseau sur lesquels un défaut triphasé non éliminé par le système de protection local génère un effet nuisible significatif. Par « effet nuisible significatif », on entend:

- l'instabilité du réseau de transport d'Hydro-Québec;
- une réponse dynamique inacceptable du réseau (par exemple, une perte de charge ou de production importante) ou encore un déclenchement d'équipement provoquant une excursion de la fréquence en dehors des plages permises, soit une fréquence du réseau inférieure à 58,5 Hz ou supérieure à 61,7 Hz;

³⁰ FERC Order 743 (2010), para 72. <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2010/111810/E-2.pdf>.

³¹ Critères de conception du réseau de transport principal, Demande R-3498-2002 : Pièce HTQ-2, Document 1, Annexe D, p 2.

³² R-3498-2002 : Pièce HQT-6, Document 1, R.1.1.

- un niveau de tension qui dépasse les limites d'urgence qui sont en vigueur à l'extérieur de la région locale ;
- un niveau de charge sur les équipements de transport qui dépasse les limites d'urgence qui sont en vigueur à l'extérieur de la région locale;
- tout événement provoquant un effet inacceptable sur une installation « BULK » d'un réseau voisin.

[...]

Il incombe au transporteur de concevoir, exploiter et entretenir le réseau de transport d'Hydro-Québec conformément aux pratiques usuelles des services publics, ainsi qu'aux critères et directives d'Hydro-Québec. De plus, compte tenu de l'adhésion d'Hydro-Québec au NPCC, le transporteur doit également concevoir, exploiter et entretenir le réseau de transport « bulk » d'Hydro-Québec en suivant les critères et lignes directrices du NPCC et du NERC.³³ [nos soulignés]

57. Lors des débats parlementaires entourant le changement législatif de la *Loi concernant la mise en oeuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives*, le représentant d'Hydro-Québec, discutant des raisons d'être des normes de fiabilité, affirme ceci :

Non. Écoutez, pour répondre à votre question le plus précisément possible, de la manière la plus transparente possible, je reprendrais les propos de notre document, qui dit que tout ça, les nouvelles normes de fiabilité ou celles qu'on va vivre ultérieurement, est associé à la réalité de l'industrie d'aujourd'hui, où les réseaux, en Amérique du Nord, sont interconnectés, que ce soit le nôtre, que ce soient ceux des autres, qu'on soit dans un mode d'exportation ou d'importation. Le but ultime de tout ça, je dirais, pour toutes les utilités, c'est de s'assurer de la fiabilité de chacun et de leurs réseaux respectifs, une fois qu'on est interconnectés. Donc, la base de toute la réflexion en arrière de ça, c'est qu'à partir du moment où il y a des normes obligatoires, qui sont obligatoires partout sur le territoire, chacune des utilités risque globalement d'avoir une meilleure fiabilité pour son réseau.

Et puis, je dirais, c'est le rationnel qui est en arrière de tout ça dans un contexte où, au-delà d'importations et d'exportations régulières, on peut, nous ou d'autres, être en situation d'urgence. Il peut y avoir des catastrophes sur un réseau et puis il devient très important que les normes soient en vigueur de manière à assurer la fiabilité du réseau de ceux qui sont en problématique ou ceux qui peuvent aider un réseau en problématique. Donc, le tout est basé vraiment sur la fiabilité.³⁴ [nos soulignés]

58. Par ailleurs, HQCMÉ reprenait la définition de normes de fiabilité de la NERC dans sa demande R-3699-2009.³⁵

59. HQCMÉ reprenait aussi la définition du réseau « Bulk » du NPCC :

³³ Hydro-Québec *TransÉnergie*, Exigences techniques du transporteur relatives au raccordement des centrales électriques au réseau d'Hydro-Québec, février 2009, pp 9 et 19.
http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/commerce/pdf/exigence_raccordement_fev_09.pdf

³⁴ Assemblée nationale, Commission de l'économie et du travail, 37^e lég., 2^e sess., vol. 39, no 2, 29 novembre 2006, (15h30) M. Chantal Michaud. <http://www.assnat.qc.ca/fr/travaux-parlementaires/commissions/cet-37-2/journal-debats/CET-061129.html>.

³⁵ R-3699-2009 (Phase 1) : Pièce HQCMÉ-1, Document 1 (B-1), p 23.

Réseaux électriques interconnectés à l'intérieur du Nord-Est de l'Amérique du Nord et comprenant des installations de production et de transport sur lesquels des défauts ou perturbations peuvent avoir des effets nuisibles significatifs à l'extérieur de la zone locale. Dans le présent contexte, les zones locales sont déterminées par les membres du Conseil (NPCC) (Bulk Power System).³⁶ [nos soulignés]

60. Dans sa plaidoirie du 14 octobre 2010 dans le dossier R-3699-2009, HQCMÉ souligne que :

La preuve au dossier permet d'assurer une cohérence et un traitement équitable des entités visées par ces normes dans l'application et la surveillance de la conformité tout en tenant compte également de l'impact de ces entités sur la fiabilité de l'interconnexion du Québec.³⁷ [nos soulignés]

61. La décision de la Régie D-2011-068 reprend également les prétentions de HQCMÉ :

[55] Il précise que le but de la mise en place du régime de fiabilité obligatoire est d'assurer la fiabilité des réseaux interconnectés en Amérique du Nord. [Pièce B-1, HQCMÉ-2, document 2, page 8]

[93] Le Coordonnateur conclut que les normes de fiabilité qu'il dépose à la Régie pour adoption sont toutes pertinentes et nécessaires et contribueront au maintien de la fiabilité de l'Interconnexion Québec et, par le fait même, des réseaux interconnectés. [nos soulignés]

62. Il est également intéressant de considérer les propos d'Hydro-Québec repris dans une décision de la FERC rendue en 2010 :

Hydro-Québec contends that the NOPR's proposal does not take into account the characteristics of the Québec Interconnection, particularly that it is asynchronous with the other systems that make up the Eastern Interconnection and thus is not freely influenced by power flows in other balancing areas. According to Hydro-Québec, application of the NERC Reliability Standards should be limited to facilities with a material impact on reliability, and this decision is best left to the Regional Entities.³⁸ [nos soulignés]

63. Dans sa preuve, le Coordonnateur fait un amalgame de différentes considérations et propose un niveau de fiabilité élargie. En d'autres mots, le Coordonnateur cherche à s'éloigner progressivement des principes qui avaient été proposés et adoptés pour la mise en place du régime de fiabilité au Québec et d'imposer, dans notre marché domestique, le même niveau de fiabilité requis que celui pour les réseaux interconnectés.

64. Cette fiabilité élargie est possible pour Hydro-Québec si elle le désire pour ses propres fins. Ce sont ses installations qui sont connectées avec les réseaux voisins. Cependant, elle ne peut être appliquée ou imposée à l'ensemble des autres entités visées au Québec qui ont des paramètres et des raisons d'être commerciales qui diffèrent de celles d'Hydro-Québec. Le Coordonnateur et à défaut la Régie se doivent donc de circonscrire la fiabilité à ces principes proposés et non à la

³⁶ R-3699-2009 (Phase 1) : HQCMÉ-2, Document 10 révisé, p 34.

³⁷ R-3699-2009 (Phase 1) : Notes sténographiques, audience du 14 octobre 2010 (A-39-2), p 10.

³⁸ FERC Order 743 (2010), para 92. <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2010/111810/E-2.pdf>

stratégie d'affaires d'Hydro-Québec qui est membre de la NPCC et qui s'assujettit volontairement à toutes les normes de la NERC.

65. Rappelons que les installations de RTA ne sont pas constituées d'éléments « *Bulk* » et ne font pas partie du réseau « *Bulk* » car elles ne peuvent avoir d'effets nuisibles significatifs à l'extérieur de leur zone locale, comme le confirme d'ailleurs HCQMÉ dans le dossier R-3948-2001.

De par la configuration actuelle du réseau Alcan, le Transporteur estime qu'un événement sur le réseau Alcan n'aura pas d'effets significatifs nuisibles sur la fiabilité du réseau « *bulk* », ce qui, de fait, lui procure son statut actuel de « *non-bulk* ». ³⁹

66. Selon HCQMÉ, seules les installations du Transporteur (au Québec) sont classées « *Bulk* ». ⁴⁰
67. HCQMÉ a également exclu du Registre des entités visées les propriétaires ou exploitants d'actifs de transport qui sont raccordés aux réseaux régionaux puisque ceux-ci n'ont pas d'incidence sur la fiabilité de l'Interconnexion ⁴¹ du Québec. ⁴²
68. Au surplus, le Coordonnateur a aussi demandé à la Régie d'exclure les centrales d'Hydro-Québec Production de 300 MVA ou moins aux fins de l'application des normes CIP. ⁴³
69. De surcroît, la définition du *réseau de transport principal* (« **RTP** ») ⁴⁴ établit explicitement le fait que les normes de fiabilité de la NERC visent « des lignes transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des paramètres de fiabilité » [nos soulignés]. Bien que les installations de RTA affectées à la production aient une puissance de plus de 50 MVA, elles n'assurent pas le contrôle des paramètres de fiabilité associés au RTP et/ou à la zone d'équilibrage du Québec. De plus, les pannes de réseau que RTA a pu connaître par le passé n'ont jamais provoqué de pannes en cascade sur le réseau du Transporteur. Les installations de RTA assurent principalement les besoins énergétiques de ses propres installations industrielles et, à ce titre, RTA n'est pas tenue à des obligations de livraison fermes d'énergie à Hydro-Québec.
70. Par conséquent, les installations de RTA ne font que partiellement partie du *réseau de transport principal* (RTP) et ne participent que partiellement au contrôle des paramètres de fiabilité qui y sont associés.
71. Eu égard à la fiabilité recherchée, il importe que le Coordonnateur tienne compte des intérêts et des particularités de toutes les entités visées, et plus spécifiquement des PVI.

³⁹ R-3498-2002 : Pièce HQT-6, Document 1, R.2.1.

⁴⁰ R-3699-2009 (Phase 1) : Pièce HCQMÉ-6, Document 7 révisé.

⁴¹ Ce terme est défini au Glossaire.

⁴² R-3699-2009 (Phase 1) : Pièce HCQMÉ-1, Document 1, p 36.

⁴³ R-3947-2015 : D-2016-119. Cette exemption était fondée notamment sur les capacités de réponse du système de réglage fréquence-puissance (RFP) propre à l'Interconnexion du Québec.

⁴⁴ R-3699-2009 (Phase 1): Pièce HCQMÉ-2, Document 10 révisé, p 35.

72. En tout état de cause, les particularités du Québec doivent ainsi être prises en considération même dans le contexte où le régime de fiabilité doit s'assurer de la fiabilité de l'interconnexion avec les autres juridictions.
73. Le régime de fiabilité du réseau de transport d'électricité que la Régie a adopté, à savoir le « modèle québécois », se distingue à plusieurs égards du « modèle de la NERC » et se doit de tenir compte des particularités inhérentes au modèle québécois.
74. Les extraits suivants des décisions rendues par la Régie illustrent clairement ce principe :

Décision D-2011-068, aux para 121-123, 127-128 :

[121] La Régie rappelle que la structure des normes de fiabilité de la NERC prévoit des dispositions permettant d'intégrer, à même la norme, lorsque requis, les différences régionales. Elle prévoit également l'ajout d'annexes permettant, le cas échéant, de consigner les interprétations jugées utiles à leur compréhension ou application.

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.

[123] Par ailleurs, considérant les aspects normatifs à caractère administratif associés à la vérification de la conformité aux normes de fiabilité et à l'imposition de leur respect, la Régie note que certaines dispositions prévues par la NERC et codifiées dans ses normes de fiabilité ne sont pas adaptées au cadre législatif en place au Québec.

[...]

[127] Cependant, considérant les motifs énoncés précédemment, la Régie demande au Coordonnateur :

- d'intégrer, sous forme d'annexe à chaque norme, les aspects normatifs à caractère technique contenus dans les documents Registre des entités, Registre des installations et les Matrices d'application;
- d'inclure à la même annexe les aspects normatifs à caractère administratif relatifs aux dates de mise en vigueur et aux responsabilités et activités associées à la vérification de la conformité aux normes de fiabilité, conformément aux dispositions prévues par la Loi et aux décisions de la Régie;
- de produire ces nouvelles annexes dans leurs versions française et anglaise;
- de produire une version anglaise du document relatif aux Facteurs de risque.

[128] La Régie fournit, à l'annexe 1, une liste, non exhaustive, des aspects normatifs qu'elle a identifiés dans la preuve soumise par le Coordonnateur et qu'elle lui demande d'intégrer, en annexe, à chaque norme de fiabilité.

Décision D-2015-059, aux para 138-139, 143, 371, 426 à 428, 634 :

[138] La Régie rappelle qu'elle s'est également exprimée dans la Décision partielle au sujet du champ d'application des normes au Québec :

« [54] La Régie est d'avis que le BES est le champ d'application par défaut des normes de la NERC. Par conséquent, à moins qu'un champ d'application spécifique au Québec ne soit codifié, c'est le champ d'application par défaut des normes de la NERC qui s'applique, soit le BES, selon la définition de la NERC.

[...]

[56] La Régie est d'avis que, considérant les spécificités introduites par le Coordonnateur en matière d'application des normes au Québec, le champ d'application spécifique au Québec doit, le cas échéant, être clairement codifié dans les documents normatifs. Par ailleurs, elle est d'avis que cette codification ne peut être systématisée par une règle générique unique, mais doit tenir compte de la teneur des exigences des normes ».

[139] Ainsi, le champ d'application des normes de fiabilité au Québec est généralement le réseau de transport principal (RTP). Le régime de fiabilité au Québec se distingue de celui de la NERC par sa portée plus ciblée. La différence fondamentale réside dans le fait que le Registre des entités visées doit identifier nommément les installations visées qui font partie du RTP.

[...]

[143] La Régie ne partage pas cette interprétation. Elle estime que c'est au moment du traitement des demandes d'approbation du Registre soumis par le Coordonnateur et d'adoption des normes de fiabilité que les entités visées intervenant dans les dossiers de traitement de ces demandes doivent faire valoir leurs positions, afin que le champ d'application des normes ainsi que les informations présentées dans le Registre des entités visées soient suffisamment clairs en vue de déterminer l'assujettissement des entités visées.

[...]

[371] Pour ces motifs, la Régie est d'avis que la preuve soumise ne démontre pas de façon probante que la transmission, en temps réel, des données de production des installations de RTA et de la charge de son réseau sont nécessaires pour assurer la fiabilité de l'Interconnexion du Québec. Le Coordonnateur pourra toutefois, à l'occasion d'un dossier ultérieur, soumettre une demande visant l'obligation de fournir, en temps réel, lesdites informations ou toute autre information nécessaire à la fiabilité de l'Interconnexion du Québec, en soumettant une preuve probante à son soutien.

[...]

[426] La Régie rappelle le paragraphe 117 de la Décision :

« [117] La Régie juge que les exigences d'une norme de fiabilité doivent être clairement définies, que le niveau de conformité attendu doit être mesurable et que les éléments normatifs des exigences doivent être adéquatement codifiés et regroupés au sein d'un seul document facilement accessible et complet en lui-même ». [nous soulignons]

[427] Aussi, la Régie est d'avis qu'il est nécessaire, dans le cas présent, de codifier adéquatement, à même l'Annexe de la norme, la procédure permettant de rendre l'exigence E3.4 obligatoire au Québec.

[428] Par conséquent, la Régie demande au Coordonnateur de libeller comme suit l'exigence E3.4 de l'Annexe de la norme EOP-004-1, dans ses versions française et anglaise : [...]

[634] Dans le cas d'un PVI, la Régie comprend que ses installations de production sont « presque exclusivement utilisées » pour l'alimentation de ses propres charges industrielles et non pour les besoins d'autres « consommateurs finaux ». Une distinction s'impose entre le cas où des charges industrielles sont alimentées par le PVI et le cas où elles ne le sont pas. Ainsi, de l'avis de la Régie, lorsque la production de RTA sert à l'alimentation de ses charges industrielles, une directive de délestage obligatoire des charges de RTA ne peut s'appliquer, selon l'exigence E4.

Décision D-2016-119, aux para 30 et 75 :

[30] Par ailleurs, pour chacune des normes CIP du présent dossier, le Coordonnateur prévoit pour leur application au Québec, les dispositions particulières suivantes :

« 4. Applicabilité :

Entités fonctionnelles

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du réseau de transport principal (RTP) et aux installations spécifiées pour le distributeur. Dans l'application de cette norme, toute référence aux termes « système de production-transport d'électricité » ou « BES » doit être remplacée par les termes « réseau de transport principal » ou « RTP » respectivement.

Exemptions additionnelles

Sont exemptés de l'application de la présente norme :

Toute installation de production qui répond aux deux conditions suivantes :

(1) la puissance nominale de l'installation est de 300 MVA ou moins et (2) aucun groupe de l'installation ne peut être synchronisé avec un réseau voisin.

Postes élévateurs des installations de production identifiées au point précédent ».

[...]

[75] La Régie retient, par ailleurs, les propos du Coordonnateur en réponse aux représentations de RTA sur la nécessité d'avoir accès aux renseignements dont la non-divulgaration est recherchée. D'une part, le Coordonnateur note que l'objectif de l'exemption n'est pas d'ajouter au fardeau des entités mais plutôt de le réduire. Ainsi, alors que, selon les normes de la NERC, le seuil est établi à 75 MVA, le Coordonnateur le fixe quant à lui à 300 MVA, sauf si l'installation de production comprend un ou plusieurs groupes pouvant être îlotés sur un réseau voisin. [nos soulignés]

Décision D-2016-150, au para 89 :

[89] La Régie rappelle le paragraphe 371 de sa décision D-2015-059 où elle stipule que les données de production des installations des PVI, tels que RTA, ainsi que la charge de leur réseau ne sont pas nécessaires pour assurer la fiabilité de l'interconnexion du Québec. Dans cette décision, la Régie demande au Coordonnateur d'ajouter des dispositions particulières applicables aux exigences EI, E1.1, E1.2 et E2 de la norme TOP-006-2 afin de codifier ce principe.

75. RTA soumet que ces principes doivent continuer à guider tant le Coordonnateur que la Régie dans le cadre de l'adoption de normes de la NERC afin de tenir compte des particularités propres au Québec.
- C. Procédure d'examen des demandes
76. RTA a pris connaissance de la proposition du Coordonnateur quant au dossier continu.
77. Depuis la mise en place du régime des normes de fiabilité au Québec aux termes du dossier R-3699-2009, le Coordonnateur semble vouloir, à l'égard des entités visées et des membres de l'industrie, s'arroger un trop grand rôle, contrôle et pouvoir dans le système et le processus d'adoption des normes de fiabilité.
78. Cette proposition, si elle était mise en œuvre, permettrait au Coordonnateur d'assurer un contrôle du processus en se voulant juge et partie. En effet, tel qu'il appert notamment des représentations du Coordonnateur dans le Dossier 4015-2017, le Coordonnateur avait soumis que la compétence de la Régie devait être limitée à simplement adopter ou refuser une norme, demander au Coordonnateur de modifier une norme déposée ou d'en soumettre une nouvelle ainsi que de fixer la date d'entrée en vigueur des normes déposées.
79. Le processus proposé par le Coordonnateur exacerberait encore plus ces problématiques qu'il y a lieu d'éliminer ou à tout le moins d'atténuer.
80. Fort de l'expérience acquise dans les dossiers de la Régie relatifs à l'adoption des normes de fiabilité et dans une optique de trouver des solutions en amont pour mieux intégrer les normes de fiabilité dans notre régime, il y aurait lieu de rechercher un équilibre entre les intérêts d'Hydro-Québec, ceux du Coordonnateur et ceux des autres entités visées pour que la Régie puisse continuer à adopter des normes de fiabilité qui répondent aux particularités de notre régime québécois.
81. En tout état de cause, RTA soumet que la Régie doit demeurer en tout temps la gardienne du processus et du modèle québécois de fiabilité qui tient compte et doit continuer de tenir compte des particularités uniques de son industrie électrique et de ses infrastructures, incluant les PVI.
82. RTA verra à soumettre à la Régie diverses propositions en ce sens lors de l'audience.
83. Le tout respectueusement soumis.