DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2019-101	R-3996-2016	23 août 2019	
	Phase 2		

PRÉSENT:

Marc Turgeon

Régisseur

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision partielle – Décision sur la désignation du Coordonnateur de la fiabilité, le modèle de fiabilité, le dossier continu, la demande de traitement confidentiel et les frais

Demande de modification de la désignation du Coordonnateur de la fiabilité au Québec

Demanderesse:

Hydro-Québec représentée par Me Jean-Olivier Tremblay.

Intervenants:

Énergie La Lièvre s.e.c. et Énergie Brookfield Marketing s.e.c. (ÉLL-EBM) représenté par M^{es} Paule Hamelin et Nicolas Dubé;

Rio Tinto Alcan inc. (RTA) représentée par M^{es} Catherine Dagenais et Pierre D. Grenier.

TABLE DES MATIÈRES

1.	Introduction	5
2.	Conclusions principales de la Régie	9
3.	Demande de réouverture d'enquête soumise par RTA	10
3.		
4.	Désignation du Coordonnateur de la fiabilité au Québ	oec 14
4.	.1 Contexte réglementaire	14
4.	.2 Désignations antérieures du Coordonnateur de la fiabi	lité au Québec16
4.	.3 Ententes entre la Régie, la NERC et le NPCC	20
4.	.4 Compétence de la Régie quant à la désignation du Coo	ordonnateur20
4.	.5 Demande de désignation	
4.	.6 Opinion de la Régie en lien avec une situation de conf principal en fonction à la DPCMÉER	
5.	Consultations préalables, Dossier continu et groupe d	e travail74
5.	.1 Dossier continu	74
5.	.2 Mécanisme de dépôt des prochaines normes de fiabilit	té 81
5.	.3 Rencontres Administratives d'information	87
5.	.4 Groupe de travail permanent	88
6.	Modèle de fiabilité au Québec	99
6.	.1 Contexte	99
6.	.2 Position du Coordonnateur	101
6.	.3 Position des intervenants	107
6.	.4 Opinion de la Régie	
7.	Demande de traitement confidentiel	123
8.	Demande de paiement de frais	124
Dist	positif	126

1. INTRODUCTION

[1] Le 21 décembre 2016, Hydro-Québec, par sa direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie (CMÉ) et exploitation du réseau d'Hydro-Québec (DPCMÉER) dans ses activités de transport d'électricité à titre de Coordonnateur de la fiabilité au Québec (la Demanderesse ou 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 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 $HQCM\acute{E}-1$, $Document\ 1\ ^1$.

- [2] Le 30 janvier 2017, par sa décision D-2017-005², 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] À la suite de la rencontre préparatoire du 2 mars 2017, la Régie, le 22 mars 2017, accueille provisoirement la demande de modification de la désignation du Coordonnateur et désigne provisoirement 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 Coordonnateur³. Elle réserve sa décision finale sur la demande de modification de la désignation du Coordonnateur au terme de la Phase 2 et informe les personnes intéressées que cette phase portera, notamment, sur un réexamen du modèle de fiabilité qui a été mis en place au Québec et du modèle relatif au Coordonnateur.

Pièce <u>B-0002</u>, p. 2 et 3.

² Décision D-2017-005, p. 8.

³ Décision <u>D-2017-033</u>, p. 8.

[4] Le 12 juillet 2017, par sa décision D-2017-077, la Régie précise l'objet de la Phase 2 en ces termes :

« [19] La Régie entend traiter la phase 2 par la tenue d'une audience qui portera sur la désignation du Coordonnateur de la fiabilité au Québec, le réexamen du modèle de fiabilité qui a été mis en place au Québec et du modèle relatif au Coordonnateur de la fiabilité au Québec, tel que désigné par la Régie dans ses décisions D-2007-95, D-2010-106, D-2011-132 et D-2017-033.

[20] De façon non exhaustive, en phase 2, la Régie traitera des sujets suivants :

- l'organigramme d'Hydro-Québec TransÉnergie en lien avec les activités du personnel réalisant des activités du Coordonnateur;
- le Code de conduite régissant les activités du Coordonnateur de la fiabilité et de la division Hydro-Québec TransÉnergie;
- l'indépendance décisionnelle du Coordonnateur dans ses activités opérationnelles et réglementaires ainsi que celles en lien avec le développement de normes de fiabilité de la NERC et le maintien de la fiabilité en général;
- les solutions alternatives à la tenue de consultations publiques en lien avec le développement de normes de fiabilité de la NERC et le maintien de la fiabilité de l'Interconnexion du Québec dans leur format actuel et notamment par la mise en place d'un ou des groupes de travail continu (comité permanent d'étude préalable), avec les ressources techniques des participants et de la Régie »⁴.
- [5] La Régie fixe également le calendrier de traitement de la Phase 2, lequel prévoit, notamment, le dépôt, au plus tard le 29 septembre 2017, de la preuve additionnelle du Coordonnateur et la tenue d'une audience du 6 au 9 février 2018.
- [6] Finalement, la Régie publie, sur son site internet et dans sa décision D-2017-077, un avis aux personnes intéressées à participer à la Phase 2, les invitant à soumettre une demande d'intervention au plus tard le 13 octobre 2017. De plus, elle verse au dossier le

⁴ Décision D-2017-077, p. 6 et 7.

rapport annuel 2016 sur l'application du Code de conduite du Coordonnateur (le Code du Coordonnateur), déposé par ce dernier en suivi administratif le 22 juin 2017.

- [7] Le 29 septembre 2017, le Coordonnateur dépose son complément de preuve⁵.
- [8] Le 13 octobre 2017, RTA et ÉLL-EBM déposent leur demande d'intervention respective.
- [9] Le 6 décembre 2017, le Coordonnateur demande la remise de l'audience prévue du 6 au 9 février 2018.
- [10] Le 8 février 2018, par sa décision D-2018-012⁶, la Régie accorde le statut d'intervenant à ÉLL-EBM et RTA. Elle révise le calendrier de traitement du dossier et fixe la tenue de l'audience aux 30, 31 mai et 1^{er} juin 2018. Elle retient, en plus de la désignation du Coordonnateur, les sujets suivants aux fins de la Phase 2 :
 - modèle du Coordonnateur de fiabilité au Québec;
 - modèle de fiabilité au Québec;
 - dossier continu.
- [11] Le 6 avril 2018, la Régie et les intervenants soumettent leurs demandes de renseignements (DDR) nos 1, auxquelles le Coordonnateur répond le 25 avril suivant.
- [12] Le 15 mai 2018, en réponse à la demande de RTA déposée le 30 avril 2018, la Régie ordonne au Coordonnateur de déposer des compléments de réponse à la DDR n° 1 de l'intervenante, conformément à ses prescriptions. Elle révise à nouveau son calendrier de traitement du dossier afin de fixer au 6 septembre 2018 le dépôt de la preuve des intervenants et la tenue d'une audience du 24 au 26 octobre 2018⁷.
- [13] Le 4 juillet 2018, la Régie verse au présent dossier le rapport annuel 2017 sur l'application du Code du Coordonnateur.

⁵ Pièce **B-0011**.

⁶ Décision <u>D-2018-012</u>, p. 10 à 12, par. 34, 41 et 42.

⁷ Décision D-2018-056, p. 12.

- [14] Le 23 juillet 2018, la Régie soumet sa DDR n° 2 au Coordonnateur, lequel y répond le 29 août 2018.
- [15] Le 11 septembre 2018, ÉLL-EBM informe la Régie qu'il n'entend pas déposer de preuve, mais qu'il fera valoir ses arguments lors de l'audience.
- [16] Le même jour, RTA dépose ses commentaires sur les sujets de la Phase 2. Le 24 septembre 2018, elle informe la Régie qu'elle lui soumettra, lors de l'audience, diverses propositions en lien avec les enjeux « Modèle du Coordonnateur de fiabilité au Québec » et « Modèle de fiabilité : le niveau de fiabilité recherché ». À la demande du Coordonnateur et de la Régie, RTA dépose ses propositions le 18 octobre 2018.
- [17] Le 28 septembre 2018, le Coordonnateur dépose une preuve complémentaire au dossier.
- [18] Le 10 octobre 2018, la Régie soumet sa DDR n° 3 au Coordonnateur, lequel y répond le 19 octobre 2018.
- [19] Le 16 octobre 2018, la Régie demande aux participants de lui transmettre des informations aux fins de la planification de l'audience, lesquelles sont transmises par les participants le 19 octobre suivant. Dans sa correspondance, le Coordonnateur informe la Régie de la présence, à l'audience, de deux panels, dont le deuxième sera formé de représentants du *Northeast Power Coordinating Council Inc.* (le NPCC).
- [20] L'audience se déroule du 24 au 26 octobre 2018 au cours de laquelle des engagements sont souscrits par le Coordonnateur et le NPCC, lesquels répondent entre les 26 octobre et 17 décembre 2018. Les réponses à certains de ces engagements sont déposées sous pli confidentiel. Le 28 novembre 2018, le Coordonnateur demande à la Régie de se prévaloir des dispositions de l'article 30 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁸ (la Loi) pour interdire toute divulgation de ces réponses⁹.

⁸ RLRQ, c. R-6.01.

⁹ Pièce B-0112.

- [21] Les 23 novembre et 6 décembre 2018, ÉLL-EBM et RTA soumettent leur demande de paiement de frais, que le Coordonnateur commente les 6 et 17 décembre 2018.
- [22] Le 17 mai 2019, RTA dépose une demande de réouverture d'enquête (Demande de réouverture) afin de compléter l'information et la compréhension de l'intervention d'Hydro-Québec aux travaux des instances réglementaires américaines¹⁰.
- [23] Le 24 mai 2019, le Coordonnateur dépose ses commentaires sur la Demande de réouverture¹¹.
- [24] Le 31 mai 2019, RTA réplique aux commentaires du Coordonnateur à sa Demande de réouverture¹².

2. CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE

- [25] Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie :
 - rejette la Demande de réouverture d'enquête¹³ de RTA;
 - maintient la désignation provisoire du Coordonnateur de la fiabilité du Québec et crée une phase 3 au présent dossier;
 - accueille partiellement la création d'un dossier continu et abolit le processus de consultation préalable;
 - caractérise le modèle de fiabilité au Québec.

¹² Pièce C-RTA-0038.

¹⁰ Pièce C-RTA-0035.

¹¹ Pièce B-0123.

Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives, L.Q. 2006, c. 46.

3. DEMANDE DE RÉOUVERTURE D'ENQUÊTE SOUMISE PAR RTA

[26] La Demande de réouverture de RTA se lit comme suit :

«[...] RTA demande à la Régie ce qui suit :

- 1. Suspendre toute décision à être rendue dans le dossier R-3996-2016 (phase 2) afin de procéder à une réouverture d'enquête;
- 2. Procéder à une réouverture d'enquête dans ce dossier;
- 3. Émettre une décision procédurale visant à déterminer l'échéancier de ce dossier pour permettre cette réouverture d'enquête;
- 4. Demander au Coordonnateur de transmettre à la Régie et aux intervenants :
 - a. le nom de tous les représentants d'Hydro-Québec qui ont participé aux travaux du Comité [Standard Committee de la NERC] de même que leurs fonctions et responsabilités au sein d'Hydro-Québec;
 - b. une copie de toutes les représentations, documents, études, notes et rapports utilisés par Hydro-Québec pour appuyer ses représentations devant le Comité;
 - c. une copie de tous les procès-verbaux du Comité;
 - d. une copie de toute la correspondance échangée entre Hydro-Québec et les membres du Comité relativement à la révision de la norme PRC-024-2; et
 - e. une copie de toutes les notes de service et documents internes d'Hydro-Québec, incluant ceux du Coordonnateur, faisant état de sa stratégie de faire modifier la norme PRC-024-2 par la NERC afin d'y insérer une variance Québec de même que la Courbe de tenue en tension du Transporteur;
- 5. Déterminer une date d'audience dans ce dossier pour permettre le contre-interrogatoire des représentants du Coordonnateur et les représentations découlant de cette réouverture d'enquête.
- 6. Permettre d'introduire cette preuve au dossier R-4070-2018 »¹⁴.
- [27] Au soutien de sa demande, RTA soumet qu'elle a été informée récemment qu'un projet de révision de la norme PRC-024 dans sa version 3 (PRC-024-3), auquel des

¹⁴ Pièce C-RTA-0035, p. 2 et 3.

représentants d'Hydro-Québec ont participé, a été approuvé par le *Standards Committee* de la *North American Electric Reliability Corporation* (la NERC).

[28] RTA soumet que le Coordonnateur a demandé à la Régie de remplacer la courbe de tenue en tension de l'annexe 2 des normes PRC-024-1 et PRC-024-2, adoptées par la NERC, par la « courbe de tenue en tension du Transporteur » (la Courbe). Elle réfère aux dossiers R-3944-2015, R-4015-2017 et R-4070-2018 ainsi qu'aux décisions D-2017-110¹⁵, D-2018-101¹⁶ et D-2018-118¹⁷.

[29] RTA se dit préoccupée par cette démarche parallèle visant à faire adopter par la NERC la version 3 de la norme PRC-024, introduisant une variante Québec à laquelle la courbe de tenue du Transporteur est incorporée, alors que le Coordonnateur verrait à soumettre à la Régie, dans le cadre d'un prochain dossier, la norme PRC-024-3 de la NERC qui incorporerait déjà les demandes antérieures formulées par le Coordonnateur sans avoir obtenu l'aval de la Régie ou qui n'aurait pas été acceptées, telles que proposées.

[30] RTA verse sa demande au présent dossier en mentionnant que ce dossier a traité des sujets relatifs au modèle du Coordonnateur au Québec, au modèle de fiabilité au Québec et au dossier continu. Elle réfère, à cet égard, à ses commentaires et propositions faits à la Régie en ce qui a trait aux représentations faites par Hydro-Québec devant les instances réglementaires américaines pour assurer une plus grande transparence de ses interventions et de ses représentations qui devraient tenir compte des intérêts du régime de fiabilité au Québec et de ses particularités¹⁸.

[31] En réponse à la Demande de réouverture, le Coordonnateur soutient que « toutes ces demandes sont à leurs faces même mal fondées, car elles ne rencontrent pas les critères d'analyse exigés par la jurisprudence »¹⁹.

[32] À cette fin, le Coordonnateur rappelle les trois critères élaborés par la jurisprudence en matière de demande de réouverture d'enquête :

Dossier R-3944-2015 et al., décision D-2017-110.

Dossier R-4015-2017 et al., décision D-2018-101.

Dossier R-4015-2017 et al., décision <u>D-2018-118</u>.

¹⁸ Pièce C-RTA-0035.

¹⁹ Pièce <u>B-0123</u>, p. 1.

- « 1. « Le nouvel élément de preuve faisant l'objet de la demande de réouverture d'enquête ne doit pas être connu de la partie au moment du procès; et
- 2. <u>Malgré sa diligence, il était impossible pour cette partie de découvrir plus tôt cet</u> <u>élément de preuve</u>; et
- 3. Le nouvel élément de preuve <u>doit être déterminant sur la décision que le tribunal</u> <u>doit rendre concernant l'issue du litige</u>. » [note de bas de page omise] (nos soulignés) »²⁰.
- [33] Le Coordonnateur précise d'abord que, en regard du premier critère, lors de l'audience du 24 octobre 2018, RTA a posé des questions aux représentants du Coordonnateur à l'égard de leur participation à des comités de la NERC et du NPCC relativement aux normes de fiabilité. Il précise que les témoins ont répondu à toutes les questions. Ces réponses indiquaient que deux représentants participent à des comités de rédaction de normes et précisaient, pour chacun d'eux, le titre de leur emploi et la direction à laquelle ils se rattachent étaient précisés.
- [34] Par ailleurs, puisque RTA n'a posé aucune question, ni en audience, ni en suivi de la réponse afin de préciser les « positions » défendues ou le contenu des discussions, mais qu'elle s'est contentée de demander le nom des comités auxquels participe Hydro-Québec, ainsi que le nom et les fonctions des personnes, le Coordonnateur est d'avis que la Demande de réouverture de RTA se rapporte plutôt à la bonification de son contre-interrogatoire, sur la base d'un niveau de détails qu'elle n'a jamais abordé en audience.
- [35] De ce fait, puisqu'aucune question sur le contenu des discussions avec la NERC ou avec le NPCC n'a été posée par RTA lors de l'audience d'octobre 2018, le Coordonnateur soutient qu'il ne peut être défendu valablement par RTA qu'elle a fait diligence sur cette question, au sens du second critère d'analyse d'une demande de réouverture d'enquête.
- [36] Quant au troisième critère, le Coordonnateur relève que RTA mentionne qu'elle « se voit préoccupée et s'interroge sur les représentations parallèles d'Hydro-Québec ». Le Coordonnateur est d'avis que la participation d'un représentant d'Hydro-Québec à un comité se livrant présentement à des travaux pour le développement de la norme PRC-024, dans sa version 3, ne saurait être considérée comme un élément de preuve qui aurait « un

²⁰ Pièce B-0123, p. 1 et 2.

caractère déterminant s'il a une portée sur l'issue du litige ou qui pourrait affecter les faits déjà établis en preuve et influencer le tribunal dans sa décision à rendre », notamment puisque la démarche de la NERC est toujours en cours. De ce fait et à leurs faces mêmes, le Coordonnateur soutient que les critères de réouverture d'enquête ne sont pas respectés en l'espèce²¹.

- [37] Au contraire, le Coordonnateur réitère qu'il a présenté une preuve « complète et conforme aux exigences du cadre réglementaire en cette matière », en ce qu'il a fourni tous les renseignements requis par la Régie, de même que par les intervenants, dont RTA, dans le cadre de l'examen du dossier.
- [38] De l'avis du Coordonnateur, les présomptions et spéculations formulées par RTA lorsqu'elle réfère à la « démarche parallèle » ne sauraient fonder une demande de réouverture d'enquête valable. Il demande donc à la Régie de rejeter la Demande de réouverture.
- [39] En réplique aux commentaires du Coordonnateur, RTA précise que la Demande de réouverture ne vise pas à bonifier son contre-interrogatoire ou à traiter de la norme PRC-024-3, comme le prétend le Coordonnateur dans ses commentaires, mais plutôt à illustrer, de manière tangible, les préoccupations soulevées lors de l'audience.

3.1 OPINION DE LA RÉGIE RELATIVEMENT À LA DEMANDE DE RÉOUVERTURE

- [40] Des trois critères énoncés par le Coordonnateur, la Régie constate que les deux premiers sont satisfaits. En effet, il s'agit d'un nouvel événement et il était donc impossible à RTA de le savoir.
- [41] Par contre, la Régie considère que le troisième critère n'est pas pleinement satisfait, car le nouvel élément doit être déterminant sur la décision que le tribunal doit rendre et le nouvel élément de RTA ne l'est pas. En effet, elle considère, à l'instar du Coordonnateur, que la démarche parallèle d'Hydro-Québec auprès de la NERC n'est pas terminée. De plus,

²¹ Pièce B-0123, p. 2 et 3.

elle comprend que seule la version 2 de la norme PRC-024 est présentement à l'étude par la Régie dans le cadre du dossier R-4070-2018.

- [42] Enfin, la Régie, prenant en compte les différents arguments des participants à cet égard, juge que l'intérêt public est mieux servi en rejetant la Demande de réouverture et en rendant une décision basée sur la preuve au dossier. En effet, elle est d'avis que le dossier comporte déjà suffisamment d'éléments de preuve démontrant la position des participants sur les différents points à trancher et que ces derniers ont eu l'entière opportunité d'être pleinement entendus.
- [43] Pour ces motifs, la Régie rejette la Demande de réouverture d'enquête déposée par RTA.
- 4. DÉSIGNATION DU COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ AU OUÉBEC

4.1 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE

- [44] Le 14 août 2007, par sa décision D-2007-95, la Régie désignait pour la première fois un coordonnateur de la fiabilité au Québec. Elle rappelle la mise en contexte de la demande initiale :
 - «[...] le 14 août 2003, une panne majeure survient dans le nord-est américain mettant ainsi en évidence l'importance d'assurer la fiabilité des réseaux de transport d'électricité. Cette panne a privé d'électricité environ 50 millions de personnes et a occasionné des pertes économiques très importantes, évaluées entre quatre et dix milliards de dollars américains aux États-Unis et plus de deux milliards de dollars canadiens au Canada. À la suite de cette panne, un groupe de travail Canada États-Unis est mis sur pied afin de revoir le fonctionnement du régime encadrant la fiabilité et de raffermir les obligations des transporteurs en Amérique du Nord. Plusieurs recommandations sont alors émises par le groupe de travail, dont la mise en place de normes de fiabilité obligatoires pour le transport de l'électricité applicables à l'ensemble de l'Amérique du Nord. Autant au Québec, au Canada qu'aux États-Unis, il est envisagé que ce nouveau régime, caractérisé par sa nature obligatoire, remplace l'ancien régime volontaire en place, dont celui

coordonné par le NERC depuis 1968 et auquel le Transporteur participait jusqu'alors.

[...]

Le 13 décembre 2006, le gouvernement du Québec fait suite à sa stratégie énergétique et adopte le Projet de loi 52 (ci-après « Loi 46 [note de bas de page omise] ») qui confère notamment à la Régie de nouveaux pouvoirs de surveillance de l'application des normes obligatoires de fiabilité des réseaux de transport, dont celui de désigner le coordonnateur de la fiabilité au Québec »²².

[45] Le 21 décembre 2016, à la suite d'un ajustement organisationnel chez Hydro-Québec TransÉnergie (le Transporteur ou HQT), la Demanderesse soumet à la Régie, dans le présent dossier, une demande visant à 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, conformément à l'article 85.5 de la Loi.

[46] En effet, le cadre réglementaire demeure inchangé et la Régie est appelée à exercer sa compétence en continuité de sa décision D-2007-95. Elle s'exprimait alors en ces termes :

« À cet égard, la Régie rappelle que l'article 85.5 de la Loi indique que la Régie désigne, aux conditions qu'elle détermine, le coordonnateur de la fiabilité. La Régie peut donc imposer des conditions que le coordonnateur doit respecter lorsque celui-ci est désigné. Toutefois, ces conditions ne sont pas statiques. Par exemple, dans la mesure où il s'avérerait nécessaire de modifier ou d'ajouter des conditions à la suite de l'entente conclue sous l'article 85.4 de la Loi, la Régie considère que la Loi lui permet de procéder à ces modifications ou ajouts aux conditions afin de tenir compte de ladite entente, lorsqu'elle le jugera approprié »²³.

[47] Par ailleurs, en matière de normes de fiabilité, les compétences et pouvoirs de la Régie sont précisés aux articles 85.2 à 85.13 de la Loi. La Régie doit, notamment :

- s'assurer que le transport d'électricité se fasse conformément aux normes de fiabilité qu'elle adopte;
- désigner, aux conditions qu'elle détermine, le coordonnateur de la fiabilité au Québec;

²² Dossier R-3625-2007, décision D-2007-95, p. 3 et 4.

²³ Dossier R-3625-2007, décision D-2007-95, p. 8.

• demander au Coordonnateur de modifier une norme déposée ou d'en soumettre une nouvelle.

4.2 DÉSIGNATIONS ANTÉRIEURES DU COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC

[48] Dans le cadre de la demande d'approbation des normes relatives aux opérations et aux exigences techniques du Transporteur²⁴ déposée le 2 décembre 2002, en vertu de l'article 73.1 de la Loi alors en vigueur, le Transporteur demande également que le rôle de coordonnateur et responsable de la fiabilité à l'intérieur de la zone de réglage du Québec lui soit reconnu.

[49] L'article 73.1 de la Loi alors en vigueur se lisait comme suit :

« « 73.1. <u>Le transporteur d'électricité établit des normes</u> relatives à ses opérations et aux exigences techniques, dont les normes de fiabilité de son réseau de transport d'électricité, <u>qu'il soumet à l'approbation de la Régie.</u> La Régie doit se prononcer dans les 120 jours suivant la réception des normes. » (nous soulignons) »²⁵.

[50] Au terme de son examen, la Régie rejetait la demande du Transporteur en lien avec la reconnaissance de son rôle de coordonnateur et responsable de la fiabilité. Elle s'exprimait comme suit :

« La Régie considère qu'il est dans l'intérêt des clients du Transporteur qu'une coordination avec les réseaux voisins dans la zone de réglage du Québec ait lieu. Elle constate que, dans les faits, une collaboration a lieu entre le Transporteur et ces réseaux voisins aux fins d'assurer la sécurité et la fiabilité du réseau de transport du Transporteur et que celui-ci privilégie la conclusion d'ententes négociées à ces fins.

Cependant, tel que mentionné précédemment, et tel que le reconnaît le Transporteur, la juridiction de la Régie ne s'exerce en matière de service de transport d'électricité qu'à l'égard du Transporteur et de son réseau de transport, tels que définis à l'article 2 de la Loi. Dans la mesure où la reconnaissance par la

-

Dossier R-3498-2002. Demande déposée le 29 novembre 2002 et amendée le 3 décembre 2002.

²⁵ Dossier R-3498-2002, décision D-2002-276, p. 2.

Régie au Transporteur du rôle de coordonnateur et de responsable de la fiabilité à l'intérieur de la zone de réglage du Québec aurait pour effet de lui conférer une autorité quelconque à l'égard d'autres réseaux que le sien, la Régie ne peut accéder à une telle demande puisque, advenant tout litige à ce sujet entre le Transporteur et lesdits réseaux, la Régie n'aurait aucune juridiction pour trancher la question.

Par ailleurs, le Transporteur assume déjà le rôle de gestionnaire de son réseau de transport et agit comme responsable de la fiabilité de celui-ci. La Régie est d'avis que cette responsabilité relève implicitement de l'obligation du Transporteur d'assurer la qualité du service de transport qu'il fournit à ses clients et ne dépend pas de la reconnaissance d'un statut de coordonnateur au Transporteur. Ainsi, dans le cas où la coordination avec un réseau voisin ne pourrait être réalisée (en raison, par exemple, d'un défaut d'entente à ce sujet), la Régie considère que le Transporteur n'en a pas moins la responsabilité de prévoir et de prendre les mesures alternatives disponibles dans la gestion de son réseau pour assurer cette qualité de service.

En conséquence, la Régie rejette la demande du Transporteur à l'effet de lui reconnaître le rôle de coordonnateur et responsable de la fiabilité à l'intérieur de la zone de réglage du Québec »²⁶. [les notes de bas de page ont été omises]

- [51] À la suite de la panne de 2003 et de l'entente qui en a découlée, le Québec a adopté le régime actuel de fiabilité du transport d'électricité.
- [52] En 2006, l'article 73.1 de la Loi est modifié et l'article 85.5 est ajouté. Ce dernier article se lit comme suit :
 - « 85.5 La Régie désigne, aux conditions qu'elle détermine, le coordonnateur de la fiabilité au Québec ».
- [53] Ainsi, le 23 février 2007, Hydro-Québec demande à la Régie de désigner la direction Contrôle des mouvements d'énergie (DCMÉ) d'HQT comme Coordonnateur.
- [54] Dans la décision désignant le premier coordonnateur de la fiabilité au Québec²⁷, la Régie fixait comme conditions de cette désignation l'élaboration d'un code de conduite

²⁶ Dossier R-3498-2002, décision D-2003-65, p. 36 et 37.

²⁷ Dossier R-3625-2007, décision <u>D-2007-95</u>.

spécifique au Coordonnateur et la mise en place d'un processus de consultation avec les entités visées pour l'adoption de nouvelles normes et sur la transmission de données à la Régie.

[55] En regard du Code du Coordonnateur, la Régie considérait que :

« Considérant que les codes de conduite actuellement en vigueur chez le Transporteur n'ont pas été élaborés dans le contexte du nouveau régime de normes de fiabilité obligatoires au Québec et qu'il est important de bien encadrer la direction CMÉ dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité, la Régie ordonne au Transporteur de déposer pour approbation par la même formation, d'ici le 28 septembre 2007, un Code de conduite complet s'appliquant spécifiquement aux employés de CMÉ ainsi qu'aux employés des autres directions du Transporteur effectuant des tâches reliées au rôle du coordonnateur de la fiabilité.

Ce nouveau Code de conduite devra comprendre, notamment, les éléments suivants :

- le principe selon lequel la fiabilité doit être la priorité du coordonnateur de la fiabilité en tout temps;
- les responsabilités du chef de la direction CMÉ (respect du code de conduite, émission de rapports de non-conformité à la Régie, etc.);
- les mesures visant à protéger les employés dénonçant toute situation affectant la fiabilité »²⁸.

[56] En regard du processus de consultation, la Régie précisait que :

« Le processus de consultation proposé par le Transporteur est adéquat, en ce sens qu'il permettra aux entités de participer activement à l'élaboration des normes de fiabilité qui leur seront applicables et ce, avant même leur dépôt à la Régie. Par la suite, le coordonnateur de la fiabilité devra déposer ces normes à la Régie, pour approbation, ce qui donnera l'opportunité aux entités visées par ces normes de fiabilité de faire valoir, s'il y a lieu, leur point de vue sur celles-ci devant la Régie.

²⁸ Dossier R-3625-2007, décision D-2007-95, p. 15 et 16.

La Régie juge qu'un tel processus assurera que l'adoption des normes de fiabilité applicables au Québec se fasse en toute transparence et équité.

La Régie ordonne donc au Transporteur de mettre en place un tel processus de consultation auprès de toutes les entités susceptibles d'être visées par l'adoption éventuelle de normes de fiabilité spécifiques au Québec »²⁹.

[57] Enfin, pour ce qui est de la transmission de données, la Régie était d'avis que :

« Afin que la Régie puisse adéquatement remplir le mandat confié par le législateur, la Régie doit obtenir du coordonnateur de la fiabilité, en temps opportun, toutes les données qu'elle jugera utiles à cette fin. Ainsi, le coordonnateur de la fiabilité devra transmettre toutes les données que la Régie jugera nécessaires à l'exercice de ses nouveaux pouvoirs relatifs à la fiabilité » 30.

[58] À la suite de cette première désignation, Hydro-Québec déposait trois demandes par lesquelles elle requérait de la Régie une modification à la désignation du Coordonnateur :

- le 29 juillet 2010, par sa décision D-2010-106, la Régie désignait la direction Contrôle et Exploitation du réseau du Transporteur à titre de Coordonnateur³¹;
- le 31 août 2011, par sa décision D-2011-132, la Régie désignait la direction Contrôle des mouvements d'énergie du Transporteur à titre de Coordonnateur³²;
- le 22 mars 2017, dans le cadre du présent dossier, la Régie accueille provisoirement la demande de modification de la désignation du Coordonnateur et désigne provisoirement la DPCMÉER dans ses activités de transport d'électricité à titre de Coordonnateur³³.

²⁹ Dossier R-3625-2007, décision <u>D-2007-95</u>, p. 17 et 18.

³⁰ Dossier R-3625-2007, décision <u>D-2007-95</u>, p. 18.

³¹ Dossier R-3728-2010, décision D-2010-106.

³² Dossier R-3771-2011, décision D-2011-132.

³³ Décision D-2017-033.

4.3 ENTENTES ENTRE LA RÉGIE, LA NERC ET LE NPCC

[59] Le 8 mai 2009, conformément à l'article 85.4 de la Loi, la Régie conclut avec la NERC et le NPCC l'« Entente concernant le développement des normes de fiabilité de transport d'électricité et des procédures et d'un programme de surveillance de l'application de ces normes pour le Québec » (l'Entente)³⁴.

[60] En matière de développement des normes, l'Entente prévoit que :

« 3.1 La Régie retient les services de la NERC et du NPCC à titre d'experts en développement de normes de fiabilité de transport d'électricité, afin que ces derniers établissent, conformément à leurs procédures de développement de normes, des normes de fiabilité de transport d'électricité applicables au Québec, et les proposent au coordonnateur de la fiabilité pour adoption par la Régie. Les services de la NERC et du NPCC sont également requis pour agir à titre d'experts techniques auprès de la Régie dans le cadre de l'examen des normes de fiabilité et du guide de sanctions qui seront déposés par le coordonnateur de la fiabilité, et pour lui fournir des avis et des recommandations ».

[61] Le 24 septembre 2014, la Régie conclut une deuxième entente en matière de surveillance de l'application des normes de fiabilité au Québec intitulée « Entente concernant la mise en œuvre du programme de surveillance de la conformité et d'application des normes de fiabilité du Québec »³⁵.

4.4 COMPÉTENCE DE LA RÉGIE QUANT À LA DÉSIGNATION DU COORDONNATEUR

[62] Dans sa décision procédurale D-2017-077, la Régie précise ce qui suit :

« [17] La Régie constate que, depuis la première désignation du Coordonnateur, il y a 10 ans, les différentes étapes menant à la mise en place d'un régime obligatoire de fiabilité du transport d'électricité au Québec ont été réalisées et que, selon le

L'Entente.

La deuxième entente.

Registre, 40 entités sont présentement sujettes à l'application d'une ou plusieurs normes de fiabilité déposées par le Coordonnateur et adoptées par la Régie.

[18] La Régie rappelle que, par sa décision D-2017-033, elle a réservé sa décision finale sur la demande de modification de la désignation du Coordonnateur de la fiabilité au Québec au terme de la phase 2 du présent dossier. De plus, la Régie s'est exprimée comme suit au sujet de la phase 2:

« [14] La phase 2 portera, notamment, sur un réexamen du modèle de fiabilité qui a été mis en place au Québec et du modèle relatif au Coordonnateur de la fiabilité au Québec, tel que désigné par la Régie dans ses décisions D-2007-95, D-2010-106 et D-2011-132 » »³⁶.

[les notes de bas de page ont été omises]

[63] Dès l'ouverture de l'audience le 24 octobre 2018, la Régie faisait part de son questionnement quant à l'application de l'article 85.5 de la Loi :

« La Régie se questionne sur l'étendue des modalités de l'application de l'article 85.5 de la Loi de la Régie et un recours possible à l'article 35 de la même loi afin de permettre la pleine expression de compétence de la Régie en matière de désignation du Coordonnateur de la fiabilité. J'invite les avocats qui souhaitent aborder ce sujet au moment de leur plaidoirie, de le faire »³⁷.

4.4.1 Position du Coordonnateur

[64] La position du Coordonnateur est à l'effet qu'en l'absence de mesures législatives qui font état de séparation fonctionnelle spécifiquement pour le Coordonnateur, la Régie n'a pas compétence pour ordonner une séparation fonctionnelle. De plus, il est d'avis que la création d'un *Independent System Operator* (ISO) (structure corporative ou séparation fonctionnelle) ne répond d'aucun pouvoir implicite de la Régie :

« Vous nous avez interpellés sur l'article 35 de la Loi qui prévoit que les régisseurs disposent de tous les pouvoirs nécessaires à l'exercice de leurs compétences. Bien,

³⁶ Décision D-2017-077, p. 6.

³⁷ Pièce <u>A-0029</u>, p. 9.

c'est un peu ici le même raisonnement que l'on fait avec l'article 34 de la Loi. Alors, la Régie peut rendre des ordonnances de sauvegarde, donc pour sauvegarder les droits des participants, mais il faut que ce soit dans le cadre d'une compétence que la Régie détient par ailleurs, fixer des tarifs, surveiller, ça peut être adopter des normes de fiabilité ou approuver un registre. Il faut que ce soit rattaché à une compétence que la Régie possède. Je pense qu'on ne peut pas faire le lien entre l'idée de dire, la Régie désigne le Coordonnateur et la Régie impose une structure corporative au Coordonnateur. Ça va trop loin »³⁸.

« Je pense qu'il est assez clair, de la Loi sur la Régie de l'énergie, de la Loi sur Hydro-Québec, que si on veut au Québec créer un ISO, comme il a été fait dans d'autres provinces, ça prend une pièce de législation robuste. C'est une décision qui a des impacts et des enjeux très importants.

Si le législateur avait voulu faire une séparation à cet égard-là, il l'aurait dit. L'exemple que je vais vous donner, c'est celui de la séparation fonctionnelle du Transporteur où, comme la Régie l'a dit, ça découle de la loi. Ici, on ne peut pas dire ça. Il n'y a pas de parallèle entre les deux idées. Alors, ça, c'est la conclusion »³⁹.

- [65] Selon le Coordonnateur, la décision de créer un ISO est tellement importante quant à l'interconnexion qu'elle ne peut se faire sans l'intervention du législateur⁴⁰.
- [66] Lors de son argumentation, le Coordonnateur soutient que, bien que l'article 85.5 de la Loi prévoit une discrétion à l'égard de la désignation quant à des conditions applicables, cette discrétion ne peut se baser sur l'exercice de pouvoirs accessoires⁴¹.
- [67] Pour le Coordonnateur, si le législateur avait voulu donner un cadre législatif permettant la création d'un ISO, il l'aurait fait, ce qui n'est pas le cas en espèce. Il réfère à titre d'exemple à des modèles spécifiques de législation en Alberta et en Ontario :

« Prenons ensemble très rapidement, si vous voulez bien, dans le plan d'argumentation, j'ai indiqué des extraits des lois de l'Alberta et de l'Ontario, onglets 2 et 3. Quand je vous parlais des pièces de législation, je vais y aller plus

³⁸ Pièce <u>A-0035</u>, p. 44 et 45.

³⁹ Pièce <u>A-0035</u>, p. 43 et 44.

⁴⁰ Pièce A-0035, p. 47.

⁴¹ Pièce B-0080, p. 11.

spécifiquement. Alors, vous avez donc à l'onglet 2 l'extrait de l'Electricity Act de 1998 de l'Ontario, et vous avez la partie II qui s'intitule « Independent Electricity System Operator ».

Évidemment, on ne lira pas ça ensemble. Mais vous pouvez prendre le temps de feuilleter ces articles de loi-là. Et ce n'est pas un article, ce n'est pas une ligne, ce n'est pas une page, c'est quinze (15) pages d'articles de loi qui crée l'IESO, qui lui donne des pouvoirs, qui prévoit comment elles veulent se financer. Un ensemble d'enjeux très complexes relativement à la création d'un IESO.

Puis si on prend la loi de l'Alberta, c'est la même chose, à l'onglet 3 donc, je vous ai mis la table des matières de la Loi. Mais par la suite, c'est la même chose, vous avez à la Division 2, page 24 du texte « Independent System Operator Duties and Authority », et vous avez, encore une fois, de nombreuses pages de législation.

C'est une décision tellement importante dans une interconnexion qu'elle ne peut pas se faire sans l'intervention du législateur. C'est ce que je vous soumets respectueusement, et ça ne peut pas être fait directement ni indirectement. Alors, moi, je vous suggère, ne quittons pas la situation d'équilibre que nous avons atteinte au Québec actuellement. Je rappelle qu'elle est plus exigeante que partout ailleurs en Amérique du Nord; ne quittons pas l'état actuel des choses où la Régie n'a pas imposé de séparation fonctionnelle au Coordonnateur et n'a pas imposé une séparation corporative non plus »⁴².

[68] Il précise:

« Par conséquent, dans l'hypothèse où la Régie déciderait de fixer des conditions imposant une modification structurelle ou corporative au Coordonnateur de la fiabilité que ce soit en vertu de la discrétion qui lui est dévolue ou par le biais de pouvoirs qu'elle juge accessoires à sa compétence, celle-ci commettrait un excès de compétence donnant ouverture à révision »⁴³.

[69] Selon le Coordonnateur, la discrétion accordée à la Régie n'est pas totale :

« Les conditions déterminées par la Régie en vertu du pouvoir discrétionnaire prévu à la LRÉ, doit permettre au Coordonnateur de la fiabilité d'exercer ses

⁴² Pièce <u>A-0035</u>, p. 46 et 47.

⁴³ Pièce B-0080, p. 12.

fonctions et pouvoirs de façon équitable et transparente mais elles ne peuvent le transformer en ISO, directement ou indirectement. En ce sens, le pouvoir discrétionnaire de la Régie en matière d'édiction de conditions imposées au Coordonnateur est circonscrit et limité »⁴⁴.

[70] Le Coordonnateur reconnaît tout de même que la Régie dispose d'un pouvoir discrétionnaire :

« Évidemment, nous reconnaissons, et c'est souhaitable, qu'il y ait un pouvoir discrétionnaire de la Régie. C'est exprimé à l'article 85.5 de [la] Loi. La Régie désigne le Coordonnateur aux conditions qu'elle détermine »⁴⁵.

4.4.2 **ÉLL-EBM**

[71] Selon ÉLL-EBM, la Régie possède la compétence nécessaire pour mettre en place la séparation fonctionnelle du Coordonnateur en vertu de l'article 85.5 de la Loi, interprété avec l'ensemble des dispositions de la Loi, notamment les articles 35, 85.2 et 85.7 :

« Je reviens rapidement sur les questions de compétence parce qu'il en a été question puis vous l'avez soulevé d'entrée de jeu lors du début de l'audience. Au niveau de votre pouvoir en vertu de l'article 85.5 et aussi au niveau de l'article 35. Quand je regarde la disposition de 85.5 et le fait que l'on indique « selon les conditions qu'elle détermine », je pense que vous avez la compétence de rendre les ordonnances qui sont relatives à la désignation du Coordonnateur de la fiabilité. Et j'ai compris l'argumentaire que mon collègue fait au niveau de l'ISO, mais je vous dirais que vous avez toute la compétence au niveau de déterminer le besoin d'avoir de rendre des ordonnances qui seraient plus précises au niveau de la séparation fonctionnelle du Coordonnateur de la fiabilité puisque ça découle également de l'article 35 de la loi, qui vient vous dire que vous avez, finalement, la possibilité d'émettre des ordonnances en lien avec votre compétence.

⁴⁴ Pièce B-0080, p. 12 et 13.

⁴⁵ Pièce A-0035, p. 44.

Et je pense que c'est faux de lire 85.5 seul, il faut regarder avec l'ensemble des dispositions et de votre rôle en matière de fiabilité, notamment au niveau de l'article 85.2 et aussi au niveau de votre pouvoir d'adopter des normes en vertu de 85.7 »⁴⁶.

[72] L'intervenant fait un parallèle avec la décision D-2017-128⁴⁷ sur les pouvoirs de la Régie en regard du Code de conduite du Transporteur et invite la Régie à en tenir compte dans l'analyse de sa compétence.

4.4.3 RTA

[73] Selon RTA, la Régie, en vertu des articles 85.5 et 35 de la Loi, possède tous les pouvoirs de réformer le modèle du Coordonnateur, dont celui d'ordonner qu'il soit à l'extérieur d'HQT, sans pièce législative distincte. De plus, l'intervenante est d'avis que la situation dans les dossiers de normes de fiabilité s'est détériorée.

[74] Pour RTA, la Régie dispose des mêmes pouvoirs dont elle s'est servie en 2007 pour nommer le premier Coordonnateur :

« Vous avez une discrétion en vertu de la Loi, vous avez eu une demande en deux mille sept (2007) de constituer le Coordonnateur à l'intérieur même d'une division d'Hydro-Québec. Cette discrétion, vous l'avez toujours. Vous pouvez toujours exercer votre discrétion, vous n'êtes pas lié par le fait d'avoir nommé le Coordonnateur au sein de HQT. Et si, dans votre décision, vous jugez de recadrer le tout, ça fait partie de votre discrétion en vertu de la Loi. Et ça ne prend pas, avec respect, une modification législative »⁴⁸.

[75] Selon RTA, la Régie possède une discrétion lui permettant de changer le modèle du Coordonnateur et n'est pas liée au choix de son premier modèle :

⁴⁶ Pièce <u>A-0035</u>, p. 108 et 109.

Dossier R-3981-2016 Phase 2, décision D-2017-128.

⁴⁸ Pièce <u>A-0035</u>, p. 193.

« Je vous ai soumis, au niveau des pouvoirs de la Régie, vous avez demandé « est-ce que vous avez les pouvoirs? » Je vous ai soumis quatre causes de jurisprudence dont certaines de la Cour fédérale et la Cour suprême dans Canada contre CSN, Canada contre Bedford.

Toutes ces décisions viennent confirmer qu'un tribunal administratif n'est pas lié par ses décisions antérieures et qu'elles peuvent évoluer selon l'évolution du droit, l'évolution des faits »⁴⁹.

[76] RTA propose aussi à la Régie d'amorcer les changements par phase, notamment en assujettissant le Coordonnateur à un audit indépendant⁵⁰.

4.4.4 OPINION DE LA RÉGIE

[77] La Régie constate qu'elle n'a jamais, jusqu'à présent, précisé l'étendue de sa compétence en matière d'application de l'article 85.5 de la Loi. En effet, dans le cadre de sa décision D-2007-95, elle indiquait ceci :

« Considérant les motifs précédents, <u>la Régie juge qu'une séparation corporative</u> <u>ou fonctionnelle du coordonnateur de la fiabilité n'est pas requise</u>. En conséquence, la Régie désigne la direction Contrôle des mouvements d'énergie du Transporteur comme coordonnateur de la fiabilité au Québec dans la structure organisationnelle actuelle »⁵¹. [nous soulignons]

[78] La Régie considère qu'il est essentiel de le faire à ce moment, compte tenu des enjeux du présent dossier liés à une application des 10 dernières années, notamment sur les questions de confidentialité soulevées dans plusieurs dossiers traitant de l'adoption de normes de fiabilité.

[79] Pour son interprétation quant à sa compétence en regard de la désignation du Coordonnateur, la Régie applique le principe moderne d'interprétation qui fait maintenant

⁴⁹ Pièce <u>A-0035</u>, p. 188.

⁵⁰ Pièce A-0035, p. 194 et 195.

Dossier R-3625-2007, décision D-2007-95, p. 14.

autorité dans la jurisprudence canadienne⁵². La Cour suprême du Canada favorise depuis longtemps ce principe⁵³ qui oblige l'interprète à lire les termes d'une loi dans leur contexte global.

[80] Par ailleurs, la Cour suprême du Canada a réitéré à nouveau sur ce sujet dans l'arrêt Ostiguy c. Allie :

«[...] La méthode moderne d'interprétation des lois requiert du reste de rechercher l'intention du législateur, ce qui implique de tenir compte non seulement du libellé des articles concernés mais également de leur contexte, dont les réformes législatives et les débats y afférents (Rizzo & Rizzo Shoes Ltd. (Re), [1998] 1 R.C.S. 27, par. 21) »⁵⁴.

[81] Selon le professeur Pierre-André Côté, la méthode moderne d'interprétation fait l'objet d'un large consensus :

« 1112. En conclusion, on peut dire qu'actuellement il se dégage malgré tout un large consensus à la Cour suprême du Canada autour de l'idée que l'interprétation ne saurait jamais se confiner au texte de la loi, qu'il s'agisse d'établir le sens de la règle légale ou de justifier le sens retenu au terme du processus d'interprétation [note de bas de page omise] »⁵⁵.

[82] Dans un jugement récent, le juge Granosik de la Cour supérieure, après avoir fait un long historique des principes d'interprétation, précise ce qui suit :

« En somme, il faut conclure que la méthode d'interprétation littérale ne doit pas être utilisée de manière exclusive pour interpréter une disposition législative [...], et ce, même en présence d'un texte en apparence clair. Il faut non seulement rechercher le sens courant des termes, mais aussi l'objet, l'esprit de la loi et l'intention du législateur »⁵⁶.

⁵² Québec (Procureur général) c. Paulin, 2007 QCCA 1716, par. 30.

Katz Group Canada Inc. c. Ontario, 2013 CSC 64; Chieu c. Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration), 2002 CSC 3; Glykis c. Hydro-Québec, 2004 CSC 60.

⁵⁴ Ostiguy c. Allie, [2017] 1 R.C.S., p. 436, par. 73.

P.-A. Côté, avec la collaboration de S. Beaulac et M. Devinat, *Interprétation des lois*, 4^e édition, 2009, Thémis, p. 339.

⁵⁶ CSST c. CLP et al., [2016] QCCS 1649 (CanLII), par. 48.

[83] Le législateur québécois a retenu ce principe moderne d'interprétation en adoptant les articles 41 et 41.1 de la *Loi d'interprétation*⁵⁷. Voici le libellé de ces articles :

« 41. Toute disposition d'une loi est réputée avoir pour objet de reconnaître des droits, d'imposer des obligations ou de favoriser l'exercice des droits, ou encore de remédier à quelque abus ou de procurer quelque avantage.

Une telle loi reçoit une interprétation large, libérale, qui assure l'accomplissement de son objet et l'exécution de ses prescriptions suivant leurs véritables sens, esprit et fin.

41.1 Les dispositions d'une loi s'interprétent les unes par les autres en donnant à chacune le sens qui résulte de l'ensemble et qui lui donne effet ».

[84] À première vue, l'article 85.5 de la Loi est simple et ne semble pas contenir d'interprétations potentielles. D'entrée de jeu, l'élément principal est que la Régie a compétence pour désigner le Coordonnateur. En effet, la phrase, sans incise, est libellée ainsi : « La Régie désigne [...] le coordonnateur de la fiabilité au Québec ». Cette partie de compétence est reconnue par l'ensemble des participants.

[85] Par contre, la question à se poser est la suivante : qui la Régie peut-elle désigner pour agir à titre de Coordonnateur?

[86] La Régie comprend que, bien que le Coordonnateur soit d'accord avec le fait qu'elle peut déterminer des conditions à sa désignation, les fonctions de Coordonnateur ne peuvent être assurées que par Hydro-Québec dans ses fonctions de transport d'électricité.

[87] Selon le Coordonnateur, la Loi et la *Loi sur Hydro-Québec*⁵⁸ sont claires : la création d'un ISO nécessite une « pièce » de législation robuste. Au soutien de sa prétention, il a déposé des extraits de loi de l'Alberta et de l'Ontario.

[88] La Régie comprend que, pour ÉLL-EBM et RTA, elle a, et a toujours eu, toute la compétence nécessaire pour désigner le Coordonnateur, voire un ISO.

⁵⁷ RLRQ, c. I-16.

⁵⁸ RLRO, c. H-5.

[89] De fait, les intervenants considèrent que l'article 85.5 de la Loi, à lui seul, donne toute la compétence à la Régie pour retenir le meilleur choix pour la fiabilité au Québec. Par ailleurs, tel que suggéré par la Régie, l'article 35 de la Loi lui octroie toute possibilité d'émettre des ordonnances pour appliquer l'article 85.5 de la Loi.

[90] La compétence de la Régie en matière de fiabilité du transport tire son origine du chapitre 46 des lois annuelles de 2006⁵⁹. L'article 48 de ce chapitre crée le chapitre VI.I de la Loi s'intitulant « Transport d'électricité » qui comporte une section 1 (Normes de fiabilité). Cette section comporte les articles 85.2 à 85.13. Sauf pour ce qui est de l'ajout de l'article 85.12.1 en 2010, ces articles sont demeurés inchangés à ce jour.

[91] L'examen du chapitre 46 des lois annuelles de 2006 permet de constater que le législateur a modifié l'article 2⁶⁰ de la Loi sans juger bon d'inclure une définition du Coordonnateur par laquelle il aurait indiqué une possible intention de séparation fonctionnelle.

[92] La Régie constate aussi que l'article 36⁶¹ de la Loi a été modifié sans faire mention du Coordonnateur. Cet article est l'assise juridique permettant à la Régie d'ordonner le paiement des frais des intervenants ou des observateurs pour leur apport à un dossier.

[93] La jurisprudence constante de la Régie est qu'elle ne peut ordonner de payer des frais qu'aux assujettis nommément mentionnés à cet article. La Régie comprend que seules les entités mentionnées sont assujetties à la Loi. D'ailleurs, tout récemment, dans un dossier d'emmagasinage de gaz naturel⁶², ce n'est pas la demanderesse, Intragaz, société en commandite, mais Énergir, s.e.c. qui a assumé les frais des intervenants.

[94] Il en est de même pour les dossiers du Coordonnateur dont le remboursement des frais est assumé par le Transporteur. La Régie considère qu'il ne s'agit pas d'une omission à l'article 36 de la Loi, mais plutôt d'une indication que, pour le législateur, les fonctions

Loi concernant la mise en oeuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives, L.Q. 2006, c. 46.

Article 28 du chapitre 46, lois annuelles de 2006.

⁶¹ Article 34.

⁶² Dossier R-4034-2018.

de Coordonnateur définies par la NERC ne peuvent être attribuées qu'à une personne morale exerçant déjà ces fonctions et étant assujettie à la Loi, c'est-à-dire le Transporteur.

[95] Par ailleurs, la Régie constate que, contrairement notamment aux juridictions de l'Alberta et de l'Ontario⁶³ où le législateur a intégré clairement à sa législation la compétence pour le régulateur de créer un ISO, il n'y a rien de comparable dans la Loi. En conséquence, elle est d'accord avec l'argument du Coordonnateur selon lequel, si l'intention du législateur était de permettre la création d'un ISO, il en aurait fait clairement mention dans la Loi.

[96] En regard des pouvoirs énoncés à l'article 35 de la Loi :

« 35. La Régie peut faire les enquêtes nécessaires à l'exercice de ses fonctions et, à ces fins, les régisseurs sont investis des pouvoirs et de l'immunité des commissaires nommés en vertu de la Loi sur les commissions d'enquête (chapitre C-37), sauf du pouvoir d'ordonner l'emprisonnement »,

la Régie est d'avis que l'utilisation des pouvoirs qui y sont énoncés doit se faire en soutien d'une compétence clairement définie par la Loi. Elle ne peut concevoir un tel lien entre l'article 35 et l'article 85.5 de la Loi.

[97] La Régie est du même avis que le Coordonnateur, soit que la création d'un ISO aurait nécessité une volonté claire du législateur et que le seul pouvoir discrétionnaire de la Régie ne peut y pallier.

[98] La Régie conclut qu'elle n'a pas la compétence de créer un ISO à titre de coordonnateur de la fiabilité au Québec.

[99] L'autre partie du texte que la Régie doit interpréter est l'incise « *aux conditions qu'elle détermine* », laquelle amène la question suivante : quelle est l'étendue de ces conditions?

⁶³ Pièce B-0083 et pièce B-0084.

[100] La Régie adhère à l'interprétation suivante d'ÉLL-EBM selon laquelle elle peut rendre, en vertu de l'article 35 de la Loi, toute ordonnance visant à assurer pleinement les fonctions de Coordonnateur :

« Et j'ai compris l'argumentaire que mon collègue fait au niveau de l'ISO, mais je vous dirais que vous avez toute la compétence au niveau de déterminer le besoin d'avoir de rendre des ordonnances qui seraient plus précises au niveau de la séparation fonctionnelle du Coordonnateur de la fiabilité puisque ça découle également de l'article 35 de la loi, qui vient vous dire que vous avez, finalement, la possibilité d'émettre des ordonnances en lien avec votre compétence.

Et je pense que c'est faux de lire 85.5 seul, il faut regarder avec l'ensemble des dispositions et de votre rôle en matière de fiabilité, notamment au niveau de l'article 85.2 et aussi au niveau de votre pouvoir d'adopter des normes en vertu de 85.7 »⁶⁴.

[101] La Régie comprend, par contre, que le législateur lui a clairement confié le choix de « désigner » le Coordonnateur à partir des différentes fonctions assumées par le Transporteur.

[102] La Régie rappelle le passage suivant de sa décision procédurale où elle définit les sujets de la Phase 2 :

« [41] La Régie retient les sujets suivants aux fins de la Phase 2 du présent dossier :

- Modèle du Coordonnateur de fiabilité au Québec, notamment :
 - o <u>les principes d'indépendance</u>, <u>de neutralité</u>, <u>d'impartialité et d'intégrité</u> <u>requis pour réaliser les activités normatives et opérationnelles assignées au</u> <u>Coordonnateur de la fiabilité au Québec de par la Loi</u>,
 - o 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 :
 - o le niveau de fiabilité recherché;

⁶⁴ Pièce A-0035, p. 108 et 109.

- Dossier continu, notamment:
 - o la procédure d'examen des demandes soumises en séquence,
 - o l'abandon de la consultation publique préalable,
 - o la création d'un groupe de travail permanent »⁶⁵.

[nous soulignons]

[103] La Régie juge que ces principes sont incontournables pour assumer adéquatement la fonction de coordonnateur de la fiabilité au Québec.

[104] C'est donc en conjonction avec l'interprétation de l'étendue de sa compétence et les principes énoncés précédemment que la Régie se prononce sur la désignation du coordonnateur de fiabilité au Québec.

4.5 DEMANDE DE DÉSIGNATION

[105] Afin de répondre à la présente demande de désignation du Coordonnateur soumise par Hydro-Québec, la Régie veut s'assurer que :

- le personnel exerçant les rôles opérationnels et normatifs qui sont dévolus au Coordonnateur en possède l'expertise, la compétence et les outils requis;
- de par leurs mission, rôles ou responsabilités au sein d'Hydro-Québec, la DPCMÉER ou, plus précisément, le personnel réalisant les rôles opérationnels et normatifs qui sont dévolus au Coordonnateur ainsi que leurs supérieurs ne se retrouvent pas dans des situations de conflit ou d'apparence de conflit d'intérêts susceptibles d'affecter leur neutralité ou leur indépendance décisionnelle.

[106] Dans les paragraphes suivants, la Régie rappelle, au préalable, les principales étapes qu'elle a franchies en lien avec la désignation d'un coordonnateur de la fiabilité au Québec.

⁶⁵ Décision D-2018-012, p. 11 et 12.

[107] Le 21 décembre 2016, le Coordonnateur informe la Régie que, le 9 mai précédent, le Transporteur a procédé à un ajustement organisationnel de certaines de ses unités administratives.

[108] Elle précise qu'une nouvelle direction, la DPCMÉER, regroupe maintenant les directions suivantes :

- la direction Contrôle des mouvements d'énergie (DCMÉ);
- la direction Exploitation du réseau (DER);
- la direction Normes de fiabilité et conformité réglementaire (DNFCR).

[109] Une déclaration sous serment à cet effet par le directeur principal de la DPCMÉER de l'époque est déposée au soutien de la demande d'Hydro-Québec⁶⁶.

[110] Dans sa demande de désignation du Coordonnateur, Hydro-Québec soumet, entre autres, que :

« 6. La modification de la désignation du Coordonnateur de la fiabilité au Québec n'entraîne pas d'impact sur la répartition et sur la réalisation des tâches reliées au rôle du Coordonnateur de la fiabilité au Québec. En effet, ces tâches sont réparties et réalisées par les mêmes unités comme c'était le cas avant le changement organisationnel. Ces unités demeurent assujetties au Code de conduite du Coordonnateur de la fiabilité même si elles ont des rattachements organisationnels différents »⁶⁷.

[111] Dans sa preuve au soutien de sa demande, elle précise que l'ensemble des responsabilités du Coordonnateur relève de la DPCMÉER et plus particulièrement que :

« [...] [l]a direction – Normes de fiabilité et conformité réglementaire faisant partie de cette nouvelle direction principale, a la responsabilité, d'évaluer les normes de fiabilité de la NERC, proposer des adaptations pour l'interconnexion du Québec et procéder aux dépôts pertinents auprès de la Régie pour adoption. Elle a également la responsabilité de déposer, pour adoption, un registre identifiant les entités visées

Pièce <u>B-0062</u>. En cours d'examen du dossier, monsieur F. Brassard est remplacé par monsieur Patrick Truong à titre de directeur principal de la DPCMÉER.

⁶⁷ Pièce <u>B-0002</u>, p. 2.

par les normes de fiabilité adoptées par la Régie tel que prévu à 85.13 par. 1 de la Loi. Finalement, elle assure la vigie des normes en développement en Amérique du nord.

La direction Contrôle des mouvements d'énergie exerce les fonctions de maintien de la fiabilité du réseau qui lui sont dévolues en vertu des normes de fiabilité adoptées par la Régie et peut, en vertu d'une norme adoptée par la Régie, donner des directives d'exploitation tel que prévu à 85.13 par. 1 de la Loi »⁶⁸.

[112] Dans son complément de preuve, le Coordonnateur ajoute que les rôles et responsabilités qui relèvent du Coordonnateur, selon le modèle de fiabilité de la NERC, n'ont pas changé depuis les décisions D-2007-95, D-2010-106 et D-2011-132 de la Régie et sont assumés par la DPCMÉER⁶⁹.

[113] La Demanderesse rappelle que, dans sa décision D-2007-95, la Régie notait que ni la Federal Energy Regulatory Commission (la FERC) ni la NERC n'imposent au Coordonnateur une structure fonctionnelle indépendante du transporteur d'électricité. Elle ajoute avoir alors retenu que la création d'un exploitant indépendant (Independent Electric System Operator (IESO)) pourrait occasionner une augmentation des coûts significatifs et une perte de synergie au sein d'Hydro-Québec :

« Par ailleurs, la Régie ne peut ignorer qu'une séparation corporative ou fonctionnelle de la direction CMÉ aurait inévitablement certains impacts négatifs, notamment au niveau des pertes de synergie et d'efficacité, qui pourraient même compromettre la fiabilité du réseau de transport, selon le Transporteur. De plus, une telle modification de la structure d'Hydro-Québec engendrerait inévitablement des coûts supplémentaires pour le Transporteur et par le fait même, pour les consommateurs d'électricité au Québec »⁷⁰.

[114] En audience, les témoins de la Demanderesse présentent les unités responsables des activités opérationnelles et normatives dévolues au Coordonnateur. Le témoin Truong soutient ainsi que :

⁶⁸ Pièce <u>B-0004</u>, p. 4.

⁶⁹ Pièce B-0011, p. 4.

Dossier R-3625-2007, décision D-2007-95, p. 14.

« Je finirai ma partie de présentation en vous montrant mon organisation pour laquelle vous avez sous le chapeau de la direction principale Contrôle des mouvements d'énergie, exploitation du réseau, les deux boîtes à votre gauche, qui est CMÉ, qui est Contrôle des mouvements d'énergie dont monsieur Desbiens assure le rôle de RC, BA, TOB, et l'organisation NFCR, qui est les Normes de fiabilité et contrôle réglementaire, sous la direction intérim de Caroline Dupuis, qui vise à faire toute la partie normative de l'application des normes et du code du Coordonnateur; et la partie bleu clair que vous avez, DER, qui est Direction exploitation du réseau, c'est des directions.

On a trois directeurs dans ça... non, deux directeurs principalement divisés en sud-ouest, nord-est, qui font l'exécution. C'est de la main-d'œuvre qui applique des ordres qu'ils reçoivent du CCR à travers sept centres régionaux, o.k., sept places d'affaires, donc à Chicoutimi, Rouyn, Québec, Trois-Rivières, Montréal, Saint-Jérôme, pour lesquels ils exécutent des ordres que le CCR leur donne. Ils gèrent tout l'aspect régional et local.

Il y a une dernière direction qui est Direction soutien à l'exploitation. C'est principalement des ingénieurs qui sont en soutien à l'exploitation de nos opérateurs, nos monteurs qui mettent à jour les schémas et qui visent pour que le réseau soit tout le temps fiable vingt-quatre (24) heures sur vingt-quatre (24). Alors ça explique l'ensemble de mon organisation »⁷¹.

[115] Le témoin Desbiens complète, par son témoignage, la description du rôle opérationnel du Coordonnateur relativement à la direction CMÉ :

« Donc, je mentionnais d'entrée de jeu la mission de mon unité, là, de ma direction. C'est d'assurer l'équilibre offre-demande en temps réel; d'élaborer des programmes intégrés de production, d'échange et de capacité de transport; de maintenir les transits, la tension, les réserves d'exploitation et la fréquence au niveau souhaité en temps réel; de fournir un bilan offre-demande et des capacités de transport à court terme; de coordonner les activités de contrôle et d'échange avec les centres de contrôle des réseaux voisins; de fournir des prévisions nécessaires à l'exercice de mon rôle de coordonnateur de la fiabilité et de fournisseur du service d'équilibrage; et de faire

⁷¹ Pièce A-0029, p. 28 et 29.

évoluer les modèles prévisionnels ainsi que les outils d'exploitation, c'est-à-dire tous les systèmes informatiques qui nous permettent d'exercer notre rôle adéquatement »⁷².

[116] Le témoin Truong confirme la réponse à la DDR n° 3 de la Régie à l'effet que « la direction Exploitation du réseau ne fait qu'exécuter les directives d'exploitation du CCR (RC/BA/TOP) »⁷³. Il précise :

« Oui, il y a deux cents (200) personnes à peu près les gens du CCR, une centaine de personnes du côté TI. Le reste de ma direction principale qui est l'exploitation régionale, c'est l'extension du CCR. C'est les bras qui exécutent. Les exécutants sont soumis, pareils comme les autres, au Code. Ils ne sont pas essentiels au Coordonnateur, mais c'est des bras, à tous les matins, qui vont exécuter les manœuvres. Et ces personnes-là représentent à peu près quoi, quatre cents (400)? Quatre cents (400) personnes à la direction DER. Et tous les ingénieurs qui supportent l'exploitation représentent une centaine. Donc, à peu près, un autre cinq cents (500) personnes qui font de l'exploitation au quotidien pour les réseaux de transport sous ma direction principale, qui sont soumis au même code de déontologie qu'on s'est donné et qui viennent en soutient au CCR parce que c'est les bras. C'est simplement ça »⁷⁴.

[117] En regard de son Code il soumet qu'il s'applique spécifiquement aux employés de la DCMÉ ainsi qu'aux employés appartenant à d'autres unités effectuant des tâches reliées au rôle du Coordonnateur. Il précise que le Code du Coordonnateur a pour but de régir les décisions et les actions du personnel de façon à ce que la fiabilité du réseau de transport principal (RTP) demeure la priorité et de prévenir toute forme de traitement préférentiel par le personnel au profit des autres directions du Transporteur, des entités affiliées du Transporteur et des autres utilisateurs du réseau⁷⁵.

[118] En matière de suivi de l'application de son Code, le Coordonnateur soutient qu'il se conforme à la décision D-2017-033 et qu'un rapport annuel signé par le directeur principal – DPCMÉER a été publié, ainsi qu'une attestation de conformité produite par le contrôleur d'HQT⁷⁶.

⁷² Pièce A-0029, p. 30.

⁷³ Pièce <u>B-0074</u>, p. 6.

⁷⁴ Pièce <u>A-0029</u>, p. 72 et 73.

⁷⁵ Pièce A-0029, p. 24 et 25.

⁷⁶ Pièce <u>A-0029</u>, p. 37.

[119] Il rappelle également, à cet égard, que :

«[...] Le Coordonnateur a la responsabilité de mettre en œuvre les pistes d'améliorations qui sont relevées dans le cadre de cette vérification par ce Contrôleur ou la Régie. Tel fut le cas au cours de l'année 2016, lorsque la DPCMÉER a effectué des modifications au site internet du Coordonnateur de la fiabilité à la suite d'une piste d'amélioration identifiée par la Régie »⁷⁷.

[120] Il propose de modifier la définition de « Personnel » consignée au Code du Coordonnateur, afin d'y inclure également le personnel remplissant les fonctions normatives du Coordonnateur devant la Régie. La définition modifiée qui est proposée se lit comme suit :

« Personnel : le personnel sous l'autorité du Coordonnateur de la fiabilité ou d'une autre direction du Transporteur effectuant des tâches reliées au rôle du Coordonnateur de la fiabilité. Est également inclus le personnel remplissant les fonctions de Responsable de l'équilibrage, d'Exploitant du réseau de transport, de Responsable des échanges [ainsi que le personnel qui dépose les normes de fiabilité et le Registre des entités visées à la Régie pour adoption ou approbation.] Cette définition inclut tant les cadres que les employés ainsi que le personnel employé à contrat par le Coordonnateur de la fiabilité ou par une autre direction du Transporteur pour effectuer les tâches reliées au rôle du Coordonnateur de la fiabilité »⁷⁸.

[121] Enfin, il rappelle que le Code du Coordonnateur a pour but d'assurer l'indépendance, la transparence et le traitement équitable envers tous les participants et que l'information confidentielle n'est accessible qu'au personnel autorisé dont les fonctions nécessitent l'accès à ces informations⁷⁹.

[122] En ce qui a trait aux rôles normatifs attribués au Coordonnateur, la directrice de la DNFCR soumet que son équipe dépose à la Régie les normes de fiabilité qui sont développées et approuvées par la NERC et le NPCC et approuvées par la FERC aux États-Unis. Elle dépose également, pour approbation par la Régie, les variantes régionales pour l'Interconnexion du Québec approuvées par la NERC et le NPCC et déposées pour information à la FERC. Elle ajoute que son équipe dépose également l'évaluation des

⁷⁷ Pièce <u>B-0011</u>, p. 6 et 7.

⁷⁸ Pièce B-0011, p. 10 et 11.

⁷⁹ Pièce <u>B-0080</u>, p. 5 et 13.

impacts et de la pertinence de ces variantes, ainsi que le registre identifiant les entités qu'elles visent, le tout conformément aux dispositions de la Loi. Elle précise également que la DNFCR coordonne le processus de consultation publique auprès des entités visées depuis 2011, conformément aux ordonnances de la décision D-2011-039⁸⁰.

[123] Le Coordonnateur, par sa réponse à la DDR n° 1 de la Régie, explique en détail la mission, le rôle et la responsabilité de chacune des directions, unités et sous-unités de son personnel⁸¹.

4.5.1 RTA

[124] RTA, entité visée par les normes de fiabilité au Québec, inscrite au Registre des entités visées par les normes de fiabilité (le Registre), et qui entretient des relations d'affaires et commerciales avec Hydro-Québec dans ses activités de production, de transport et de distribution, veut s'assurer que les rôles opérationnels et normatifs du Coordonnateur sont réalisés dans le respect des principes de neutralité, d'indépendance et d'impartialité.

[125] RTA soumet qu'en matière de confidentialité, l'imposition de codes de conduite n'est pas suffisante. Elle soutient que la structure dans laquelle opère le Coordonnateur ne permet pas aux autres entités visées d'avoir confiance⁸².

[126] En matière normative, RTA soumet que l'approche du Coordonnateur a évolué d'un régime de « solution », démontré en 2009, vers un régime de « positionnement » où le Coordonnateur impose les normes de la NERC.

[127] Pour ce qui est des principes de neutralité, d'indépendance et d'impartialité, RTA soutient que la preuve démontre :

⁸⁰ Pièce <u>A-0029</u>, p. 31 à 33.

Pièces <u>B-0017</u>, p. 17, et <u>B-0041</u>.

⁸² Pièce C-RTA-0013, p. 5.

- qu'il existe un très grand mouvement du personnel au sein d'Hydro-Québec et de ses diverses divisions;
- que les employés de ces divisions occupent fréquemment des fonctions conjointes;
- que ces divisions ont des échanges importants d'information, non seulement entre elles mais avec des tiers⁸³.

[128] RTA soumet également que les nombreuses réorganisations corporatives au sein d'Hydro-Québec sont de nature à engendrer des mouvements de personnel d'une direction à une autre⁸⁴.

[129] RTA exprime son inquiétude quant à l'apparence de conflit d'intérêts que présenterait la situation actuelle :

« 4. RTA appréhende une apparence de conflit d'intérêts principalement due aux éléments suivants, qui sont décrits plus amplement dans ses commentaires :

- a. Il existe un très grand mouvement latéral et vertical du personnel au sein d'Hydro-Québec et de ses diverses divisions;
- Les employés de ces divisions occupent fréquemment de multiples fonctions conjointes;
- c. Ces divisions ont des échanges d'informations importantes entre elles mais aussi avec des tiers, telle RTA;
- d. Il ne semble pas exister un système informatique distinct et dédié avec pare-feu pour chaque division;
- e. Hydro-Québec a procédé à plusieurs réorganisations corporatives et délégations de responsabilités entre ses diverses divisions et directions depuis la mise en place de la séparation fonctionnelle qui affectent la composition de ces divisions et directions de même que les liens entre elles. Dans bien des cas, ces réorganisations visent à centraliser certains services s'éloignant par le fait même d'une véritable séparation fonctionnelle »⁸⁵.

⁸⁴ Pièce C-RTA-0013, p. 4.

⁸³ Pièce <u>C-RTA-0013</u>, p. 4

⁸⁵ Pièce C-RTA-0017, p. 1.

[130] RTA soumet qu'en matière de confidentialité, l'imposition de codes de conduite n'est pas suffisante. L'intervenante soutient qu'une fois que la connaissance est acquise par des employés, elle l'est même si ces derniers ne communiquent pas entre eux. Aussi, il faut prendre en contexte cet élément avec celui des mouvements de personnel⁸⁶.

[131] RTA propose la création d'une entité ou division séparée, distincte et indépendante d'Hydro-Québec pour la réalisation des fonctions de Coordonnateur. Elle propose également que le code de conduite de cette entité ou division soit bonifié par rapport à celui du Coordonnateur, afin d'y inclure plusieurs éléments additionnels⁸⁷.

[132] En ce qui a trait aux normes de fiabilité que le Coordonnateur dépose, RTA soumet les commentaires suivants :

« 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. [...]

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 »⁸⁸.

[133] En audience, RTA précise sa position en ces termes :

« Même la proposition qui est faite par le Coordonnateur présentement, de dire : nous allons avoir un nouveau régime par lequel il n'y aura pas la consultation avant la Régie, on fera la consultation devant la Régie, on arrivera puis on le déposera. Est-ce qu'on va déposer le sentiment ou la crainte que l'on entretient?

⁸⁶ Pièces <u>C-RTA-0013</u>, p. 5, et <u>C-RTA-0017</u>, p. 2.

⁸⁷ Pièce C-RTA-0017, p. 3 à 5.

⁸⁸ Pièce C-RTA-0013, p. 17.

Ça fait que ce qu'on va se faire déposer, c'est la version Hydro-Québec. Et ça va être la norme technique Hydro-Québec, ça va être la ligne de surtension d'Hydro-Québec, ça va être la vision unique, monolithique que l'on connaît »⁸⁹.

[134] RTA propose les modifications suivantes afin de s'assurer de l'indépendance totale du Coordonnateur :

« a. La création d'une entité ou division séparée, distincte et indépendante pour la réalisation des fonctions de Coordonnateur de la fiabilité.

b. La mise en place d'une séparation fonctionnelle, physique et électronique complète, par exemple en :

- S'assurant de l'indépendance totale de cette entité/division par rapport à toutes les divisions et directions d'Hydro-Québec (i.e. dans ses liens corporatifs et d'autorité, sa gouvernance, son personnel et par rapport à tous les services administratifs nécessaires à son bon fonctionnement);
- S'assurant que tout le personnel de cette entité/division, à quelque niveau et à quelque titre que ce soit, soit uniquement dédié à la réalisation de ces fonctions;
- S'assurant que le personnel de cette entité/division à tous les niveaux (gouvernance, administration, finance, ressources humaines, TI, personnel technique) ne puisse occuper concurremment aucune autre fonction au sein d'autres divisions ou directions d'Hydro-Québec;
- Mettant en place un système électronique distinct, indépendant et dédié qui permettrait que les données communiquées par les entités visées au Coordonnateur de la fiabilité soient protégées par un système de pare-feu qui lui est propre;
- Engageant des sous-traitants ou consultants qui n'occupent pas ou n'exercent pas des fonctions communes auprès des divisions et directions d'Hydro-Québec;
- Engageant des membres d'un contentieux externe pour veiller aux intérêts du Coordonnateur de la fiabilité et éviter en conséquence tout conflit d'intérêts, réel ou apparent, avec ceux d'Hydro-Québec, une entité visée occupant de nombreuses fonctions selon le modèle fonctionnel de la NERC »⁹⁰. [les notes de bas de page ont été omises]

⁸⁹ Pièce <u>A-0034</u>, p. 177.

⁹⁰ Pièce <u>C-RTA-0017</u>, p. 3.

[135] En audience, RTA se dit préoccupée par le fait que monsieur Truong, qui était chez HQT il y a un an, travaille maintenant chez le Coordonnateur. Selon elle, ce changement au sein d'Hydro-Québec présente une apparence de conflit d'intérêts :

« Lorsqu'on a parlé, monsieur Truong qui est venu témoigner devant vous, il était à HQT il y a un an. Il a négocié, rencontré confidentiellement ma cliente à de nombreuses reprises pour discuter du modèle d'affaires interne de ma cliente au niveau du transport. Ma cliente a fait des présentations, a dévoilé toute l'information à Hydro-Québec Transport, TransÉnergie sur son modèle d'affaires pour fixer un tarif. Il se retrouve maintenant Coordonnateur avec toute l'information commerciale sensible de ma cliente. Et on dit que c'est normal. [...]

Mais pour un tiers, une partie indépendante neutre, pour la personne raisonnable, il y a un conflit apparent d'intérêt important. Et on ne peut pas minimiser cette situation »⁹¹.

[136] RTA ajoute que le fait qu'un employé travaillant au sein du Coordonnateur ait demandé d'avoir le contrat entre RTA et Hydro-Québec Production (HQP ou le Producteur) présente une apparence de conflit d'intérêts :

« Mais monsieur Fortin vous a dit son inconfort dans cette révision de l'instruction commune, où un membre du Coordonnateur, qui s'occupe de la fonction et de l'exploitation du réseau, a demandé d'avoir le contrat entre RTA et HQP »⁹².

[137] Enfin, pour ce qui est des rôles normatifs dévolus au Coordonnateur, RTA allègue que, par ses demandes et recommandations à la Régie en lien avec les normes de fiabilité, « *le Coordonnateur prend les intérêt d'HQD, la clientèle d'HQ* » plutôt que ceux des entités visées par les normes au Québec.

[138] À cet égard, RTA soumet, en audience :

« Donc, si j'en faisais le constat, on est dans un régime qui est coûteux, c'est lent, qui amène plein de duplications par rapport aux moyens en place que l'on avait, qui est un régime policier, qui est un régime sans dialogue, qui fait abstraction de

⁹¹ Pièce <u>A-0035</u>, p. 131.

⁹² Pièce A-0035, p. 145.

⁹³ Pièce <u>A-0035</u>, p. 123.

l'amélioration continue et de l'implantation de bonnes pratiques. Qui ne prend pas en considération les particularités de notre réseau, de notre contexte d'affaires, de notre histoire. Qui, tranquillement, veut... tranquillement, efface cette notion de [producteur à vocation industrielle] PVI ou tend constamment à la réduire. Il y a eu toute une évolution là-dedans, puis on va y revenir un peu plus tard, je crois.

Et, si je devais mettre en quelques mots le désir de RTA, c'est qu'on ne veut plus d'un coordonnateur d'Hydro-Québec. On veut un coordonnateur pour le Québec, qui prend en considération l'ensemble des entités visées au Québec »⁹⁴.

[139] Elle plaide en faveur d'un changement d'attitude de la part du Coordonnateur :

« Ce que le Coordonnateur ne fait pas... ne fait plus. Parce qu'il l'a fait à une époque. Quand j'ai commencé dans les dossiers de la Régie, en deux mille neuf (2009), il y avait un coordonnateur, monsieur Rioux, qui était un homme en mode solutions. Que j'ai toujours apprécié parce qu'il avait cette ouverture, il cherchait une façon de pouvoir avoir de la fiabilité en tenant compte des particularités, notamment, des producteurs à vocation industrielle.

On est passé d'un contenu, c'est-à-dire d'un... d'un coordonnateur en mode solutions, pour avoir un système qui tient compte des intérêts des entités visées à un coordonnateur en mode positionnement.

[...]

Donc, on vous représente le contenant, on a des codes de conduite, on fait ci, on fait ça, c'est pour la fiabilité, mais il n'y a plus de mode solutions. C'est un mode policier où on impose des normes puis on dit : "Si vous n'êtes pas contents, adressez-vous à la Régie" »95.

[140] Et ajoute:

« [...] Mais de faire en sorte que ce soit les normes d'Hydro-Québec qui deviennent les normes de fiabilité et que les normes de fiabilité soient imposées à toutes les

⁹⁴ Pièce A-0034, p. 122 et 123.

⁹⁵ Pièce <u>A-0035</u>, p. 126 et 127.

entités visées par le pouvoir que le Coordonnateur a de le faire, je pense qu'on a transcendé le pouvoir, en tout cas, le rôle que le Coordonnateur avait à jouer et ça démontre l'absence d'indépendance ou de neutralité du Coordonnateur »⁹⁶.

[141] Afin de résoudre cette situation, RTA propose des pistes permettant à la Régie, au fil du temps, d'en arriver à un Coordonnateur vraiment indépendant :

« Nos propositions qui ont été faites, Monsieur le Président, c'est pour tenter d'isoler le Coordonnateur, de se doter de cette propre gouvernance, ses propres équipes, son propre contentieux, d'être indépendant de la structure actuelle. Est-ce qu'on peut y arriver du jour au lendemain? Peut-être que non. Parce qu'on a quand même quelque chose qui est déjà... qui a déjà pris racine. Mais je vous dirais que c'est peut-être une vision qu'on devrait avoir. C'est un processus qui est en continu où le dossier ne serait pas complété, qu'il y aurait d'autres phases qui viendraient s'ajouter au dossier pour en arriver à se doter de mécanismes, de structures qui tendraient à aller vers cette indépendance fonctionnelle, cette indépendance décisionnelle du Coordonnateur »⁹⁷.

4.5.2 ÉLL-EBM

[142] Pour sa part, EBM soumet qu'elle est activement intervenue au dossier R-3981-2016 Phase 2 portant sur les ajustements organisationnels effectués au sein du Transporteur, ainsi que sur « certaines fonctions opérationnelles exercées par le Coordonnateur » 98.

[143] En audience, ÉLL-EBM⁹⁹ soumet que, comme RTA, il est également soucieux de l'indépendance du Coordonnateur. Il soumet également que la formation d'un ISO demeure la solution préférable et qu'il appuie plusieurs des recommandations faites par RTA.

⁹⁷ Pièce <u>A-0035</u>, p. 173 et 174.

⁹⁶ Pièce <u>A-0035</u>, p. 137.

⁹⁸ Pièce <u>C-EBM-ELL-0002</u>, p. 2.

ÉLL possède et exploite des installations de transport et de production au Québec et est inscrite au Registre; EBM est présentement la deuxième cliente en importance du service de transport point à point d'Hydro-Québec (pièce C-EBM-ELL-0002, p. 1 et 2).

[144] ÉLL-EBM est préoccupé par le nombre de personnes impliquées dans les activités du Coordonnateur et du niveau d'échange d'information entre elles :

« Comme je l'ai dit d'entrée de jeu, nous avions participé au premier dossier de désignation du Coordonnateur de la fiabilité. Et nous avions à ce moment-là plaidé et tenté de proposer un ISO indépendant. [...] C'est toujours pour nous la solution qui serait la préférable » 100.

[145] L'intervenant appuie plusieurs recommandations de RTA afin d'assurer une plus grande séparation des rôles du Coordonnateur et du Transporteur.

[146] ÉLL-EBM conclut que 101:

« Je pense que, quand on regarde le nombre de personnes impliquées, ce qui ressort de la preuve de l'importance et du niveau d'échange d'information, c'est préoccupant. Et je pense qu'il faut s'assurer qu'on ait tous les mécanismes en place pour s'assurer de cette séparation-là. Et le code de conduite ne devrait être qu'une solution de repli, un filet de sécurité » 102.

[147] En ce qui a trait au Code du Coordonnateur, ÉLL-EBM soumet qu'il pourrait être plus précis. Il réfère, à cet égard, au code de conduite de la NERC qui, selon lui, est « *beaucoup plus précis* » et cite sa section 2.1.3 « *Disclosing information* » à titre d'exemple. Il s'exprime en ces termes :

« Alors, c'est quand même assez précis. On parle de toute information qui serait « concerning the transmission », et on parle d'une prohibition, là, à l'effet d'avoir cet échange-là. Je vous suggère et je vous soumets que c'est beaucoup plus précis que la notion que l'on a dans notre code de conduite sur ce qui est le traitement préférentiel.

Cette notion-là de traitement préférentiel ou d'expression fait en sorte qu'on va avoir, déjà là de la part des gens qui vont avoir à appliquer du personnel, une

¹⁰⁰ Pièce <u>A-0035</u>, p. 105 et 106.

¹⁰¹ Pièce A-0035, p. 105 et 106.

Pièce A-0035, p. 105 et 106.

espèce de discrétion, de jugement qu'on va devoir apporter. Est-ce que je suis dans un contexte de traitement préférentiel ou pas?

Alors, que la clause 2.1.3 me semble beaucoup plus précise et pointue comme prohibition. Et je pense que, contrairement à ce qui a été dit par le Coordonnateur, c'est mieux d'être large et adéquat. Je pense que, dans un contexte comme celui-là, la précision est de mise »¹⁰³.

4.5.3 RÉPLIQUE DU COORDONNATEUR

[148] Aux prétentions de RTA portant sur la grande mobilité des employés chez le Transporteur, le Coordonnateur réplique qu'aucune preuve ne mentionne que le mouvement du personnel travaillant pour le Coordonnateur au sein des différentes divisions d'Hydro-Québec affecte de quelque façon que ce soit l'indépendance du Coordonnateur et l'impartialité de son personnel.

[149] Pour ce qui est de la protection des informations confidentielles accessibles aux employés du Coordonnateur, il soutient qu'il est plus rassurant d'avoir plus de personnes assujetties au Code du Coordonnateur que d'en avoir moins :

« Monsieur Truong vous l'a dit, on prend pas de chance, il y en a peut-être plus que moins des employés qui sont assujettis au code de conduite. Je ne vois pas de problème avec ça. On peut être plus prudent que moins »¹⁰⁴.

[150] Le Coordonnateur soumet, en audience, que parmi l'ensemble des entités visées par les normes de fiabilité au Québec, seule RTA est préoccupée par l'indépendance, l'impartialité et les conflits d'intérêts du Coordonnateur :

« Il y a plusieurs dizaines d'entités qui sont assujetties aux normes de fiabilité au Québec, des entités d'Hydro-Québec, mais la majorité, ce sont des entités privées. RTA est l'une de ces entités-là. Mais c'est la seule qui se présente ici pour vous

¹⁰³ Pièce A-0035, p. 107 et 108.

¹⁰⁴ Pièce A-0035, p. 18.

faire part de ses préoccupations sur l'indépendance, l'impartialité et les conflits d'intérêts. Je pense que, déjà, c'est un fait. On peut quand même constater qu'il n'y a aucune autre entité qui a jugé bon de venir ici à la Régie pour vous faire part d'autres craintes »¹⁰⁵.

[151] Il ajoute que le seul fait soulevé par RTA remettant en cause l'indépendance du Coordonnateur est l'échange qu'il a eu avec HQP. Elle soumet, à cet égard, que cette forme d'échange est normale et nécessaire à la réalisation de ses activités. Elle s'exprime en ces termes :

« Je vais vous dire, le seul élément qui était proche d'un fait, c'est celui qui a été mentionné à la fin du témoignage de monsieur Fortin. Lorsqu'il nous a dit que, dans la préparation d'une instruction commune avec le Coordonnateur, il aurait été question d'un contrat avec HQP. Ça aurait été intéressant de savoir de quoi on parlait ici. J'aurais été très étonné qu'on ait parlé de dollars ou de conditions commerciales. Mais il y a une chose qui est évidente, c'est que les employés de monsieur Desbiens qui sont assis au pupitre pour exploiter le réseau du centre de contrôle du réseau, ils ont connaissance des modalités d'exercice des contrats de HQP, c'est nécessaire, c'est requis. Alors, si HQP veut exercer ses quelconques droits qu'on peut retrouver dans le fameux contrat de puissance, dont maître Pépin nous a fait état, bien, les modalités de savoir combien d'heures d'avance faut-il appeler? Quelle est la quantité de puissance que l'on peut appeler? C'est évident que c'est à la connaissance du Coordonnateur, c'est requis puis ça ne pourrait pas être autrement. Ça fait qu'encore une fois, on allègue un petit quelque chose, on n'est pas capable de conclure qu'il y a un problème avec cet élément-là » 106.

[152] Pour ce qui est des mouvements de personnel en son sein et, plus particulièrement, en ce qui a trait à monsieur Truong, le Coordonnateur plaide que ces critiques sont mal fondées :

« On est revenu sur le fait que monsieur Truong travaillait chez HQT il y a un an et, maintenant, il est passé chez le Coordonnateur de la fiabilité. Et si monsieur Truong était allé travailler chez Alcoa, qu'est-ce qu'on aurait fait de la part de mes collègues ici? Il a le droit d'aller travaillez chez Alcoa. Et puis, là, ça aurait été encore bien pire, parce qu'il aurait détenu des informations d'un concurrent direct. Peut-être que ça aurait eu une résonnance à ce moment-là.

Pièce <u>A-0035</u>, p. 25.

¹⁰⁶ Pièce <u>A-0035</u>, p. 28 et 29.

Ces critiques-là, Monsieur le Régisseur, elles sont mal fondées. Elles n'ont aucune assise, juridique, ça, je pense que je vous ai bien fait la démonstration au niveau des règles applicables en jurisprudence. Et aucune assise factuelle. Et c'est ça, je pense, le problème avec ce qu'on vous a fait comme représentations du côté du procureur de RTA, basées sur des impressions, à première vue, au lieu de respecter les critères de la jurisprudence, et d'alléguer des faits graves et contraignants »¹⁰⁷.

[153] Par ailleurs, en lien avec le changement d'attitude du Coordonnateur, ce dernier précise que :

« Alors, quand vous avez une entité qui ne veut pas être assujettie au régime, qui dénonce le régime policier, qui fait valoir des points dans des dossiers répétés, elle a le droit de le faire, avec des experts, des procureurs externes. Puis du même souffle, on vient critiquer le régime en disant qu'il est trop lent? Écoutez, c'est l'hôpital qui se moque de la charité. Je trouve ça... je trouve ça très, très peu élégant.

Dans les dossiers de la Régie, les entités peuvent se faire entendre et si ça prend un dossier plus détaillé, ça prend un dossier plus détaillé. Chaque régisseur est saisi des questions et décide de décisions procédurales, fait le « scoping » de son dossier, puis rend une décision à la fin. Oui, ça prend plus de temps s'il y a une opposition d'un intervenant. C'est clair. Ce sera toujours le cas devant vous. Mais d'utiliser ça pour critiquer le régime, que l'on qualifie par ailleurs de policier, je pense que ça a peu de valeur » 108.

[154] Le Coordonnateur, en réponse aux allégations et propositions soumises par RTA, conclut sa plaidoirie en ces termes :

« Tout ça pour dire donc, à la page 4, deuxième puce, la Régie ne devrait donc pas considérer les insinuations de RTA pour modifier l'organisation interne du Coordonnateur et, par ricochet, celle du Transporteur, ni pour modifier le code de conduite. Code de conduite qui est adéquat, qui fait le travail. On en rencontre à chaque année à la Régie, vous êtes saisi des deux dernières années dans le présent dossier et, s'il y a des commentaires, des suggestions d'amélioration que vous souhaitez faire, vous aurez, évidemment, l'opportunité de le faire.

¹⁰⁷ Pièce <u>A-0035</u>, p. 201 et 202.

¹⁰⁸ Pièce <u>A-0035</u>, p. 80.

Le Coordonnateur, je le rappelle, a quand même proposé une modification au Code, dans sa preuve initiale. C'est de préciser la notion de personnel pour s'assurer de dissiper tout doute sur le fait que les personnes de l'unité de monsieur Turcotte, qui analysent les normes et les déposent pour adoption à la Régie, soient également visées »¹⁰⁹.

[155] Dans sa réplique à ÉLL-EBM, le Coordonnateur clarifie ses propos à l'effet que « seulement RTA était insatisfaite du cadre réglementaire ». Elle précise sa pensée en ces termes :

« Ce que je voulais dire, c'était que, dans les dossiers actuellement là où on rencontre de l'opposition dans l'adoption des normes, ça concerne une seule entité qui est ici, qui est l'entité RTA » 110 .

4.5.4 OPINION DE LA RÉGIE

4.5.4.1 Désignation du Coordonnateur

[156] De la preuve au dossier, la Régie retient d'abord que la nouvelle unité de direction qui a été créée au sein d'HQT, soit la DPCMÉER, est constituée des cinq directions suivantes :

- la DCMÉ qui assure les rôles opérationnels dévolus aux fonctions coordonnateur de la fiabilité (RC), responsable de l'équilibrage (BA) et exploitant de réseau de transport (TOP), telles que définies par la NERC et confirmées par le paragraphe 2 de l'article 85.13 de la Loi;
- la nouvelle DNFCR qui assure les rôles normatifs définis par les articles 85.6, 85.8 et les paragraphes 1 et 2 de l'article 85.13 de la Loi;
- trois DER, dont deux exécutent les directives d'exploitation du Centre de conduite du réseau (CCR) de CMÉ et qui « gère[nt] l'aspect régional et local », soit l'exploitation des sept réseaux régionaux par opposition au réseau de transport principal, et une en support des deux autres.

Pièces <u>A-0035</u>, p. 29 et 30, et <u>B-0080</u>, p. 3 et 4.

¹¹⁰ Pièce <u>A-0035</u>, p. 218.

[157] En ce qui a trait à l'application du principe de l'indépendance décisionnelle et de l'apparence de conflit d'intérêts, la Régie retient le fait que le premier choix des intervenants serait la création d'un ISO. À défaut, la création d'une entité ou division séparée, distincte et indépendante au sein de HQT pour la réalisation des fonctions de Coordonnateur, est privilégiée.

[158] La Régie note que le seul fait concret soulevé en lien direct avec les rôles et responsabilités opérationnelles du Coordonnateur porte sur des échanges entre ce dernier et RTA relativement à des aspects opérationnels prévus aux contrats les liant.

[159] Sur ce point, la Régie est satisfaite de la réplique du Coordonnateur selon lequel de tels échanges sont normaux et nécessaires à la réalisation de ses activités, notamment dans sa fonction BA¹¹¹.

[160] La Régie rappelle que la DCMÉ remplit les fonctions de RC, TOP et BA depuis plusieurs années. Selon le Coordonnateur, la NERC l'a reconnu à ce titre et aucune plainte n'a été rapportée à son égard dans l'exercice de ces activités. À l'ouverture de l'audience, la formation au dossier s'exprimait en ces termes :

« Par ailleurs, la Régie considère que rien dans la preuve remet en question la compétence technique du Coordonnateur dans l'exercice de ses fonctions NERC : RC. BA et TOP »¹¹².

[161] En cours d'examen, la Régie a soumis la demande suivante adressée au Coordonnateur:

« Veuillez expliquer la mission, le rôle et la responsabilité de chacune des directions, unités et sous-unités du personnel du Coordonnateur ».

[162] À la suite de l'examen de sa réponse¹¹³, la Régie porte une attention particulière sur les missions, rôles et responsabilités du personnel de la DPCMÉER qui est décisionnel en matière d'opération (fonctions RC, TOP et BA), ainsi qu'en matière de normalisation (demandes des normes de fiabilité, etc. à la Régie). Elle qualifie ce personnel par le terme

Pièce <u>A-0035</u>, p. 28 et 29.

¹¹² Pièce A-0029, p. 10.

Pièces B-0017, p. 17, et B-0041.

« Décideur » par opposition au « personnel exécutant » également soumis au Code du Coordonnateur (le Personnel).

[163] La Régie rappelle la définition de chacune de ces fonctions, telles qu'elles sont codifiées au *Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité* (le Glossaire):

« Coordonnateur de la fiabilité (RC) :

L'entité qui a le plus haut pouvoir de décision pour assurer la fiabilité de l'exploitation du système de production-transport d'électricité, et qui dispose pour ce faire d'une vue de la zone étendue de ce système et a les outils, les processus et les procédures nécessaires, de même que le pouvoir, pour empêcher, ou du moins atténuer, les situations d'exploitation d'urgence apparaissant dans l'analyse des conditions d'exploitation du lendemain aussi bien que dans l'exploitation en temps réel. Le coordonnateur de la fiabilité dispose de l'information d'une portée suffisamment large pour pouvoir calculer les limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion, limites qui peuvent être basées sur les paramètres d'exploitation des réseaux de transport qu'aucun exploitant de réseau de transport n'est en mesure d'appréhender »¹¹⁴.

« Responsable de l'équilibrage (BA) :

Entité responsable qui intègre d'avance les plans de ressources, maintient l'équilibre charge-échange-production à l'intérieur d'une zone d'équilibrage, et soutient en temps réel la fréquence de l'Interconnexion »¹¹⁵.

« Exploitant de réseau de transport (TOP) :

Entité qui est responsable de la fiabilité de son réseau de transport <u>« local »</u> et qui exploite ou dirige l'exploitation des installations de transport »¹¹⁶. [nous soulignons]

[164] La Régie retient que les Décideurs sont répartis entre les trois directions relevant de deux directions principales illustrées au tableau ci-dessous :

Dossier R-3699-2009, pièce <u>B-160, HQCMÉ-6, document 5 révisé</u>, p. 10.

Dossier R-3699-2009, pièce <u>B-160, HQCMÉ-6, document 5 révisé</u>, p. 34.

Dossier R-3699-2009, pièce <u>B-160, HQCMÉ-6, document 5 révisé</u>, p. 17.

TABLEAU 1

	Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau		Planification, expertise et soutien opérationnel
	DCMÉ	DNFCR	Planification
Coordonnateur de la fiabilité (RC)	Programmation et Contrôle du Réseau		Stratégies du réseau principal et des interconnexions
Responsable de l'équilibrage (BA)	Orientation et Expertise de Contrôle du réseau		
Exploitant de réseau de transport (TOP)			Stratégies du réseau principal et des interconnexions
Normes de fiabilité		Normes de fiabilité et Bureau de Conformité	

Tableau établi à partir du tableau de la pièce B-0074, p. 4.

[165] La Régie constate que la DCMÉ est composée des deux directions, soit « Programmation et contrôle du réseau » et « Orientation et expertise de contrôle du réseau », dont les missions respectives cadrent avec celles des fonctions RC, BA et TOP¹¹⁷. Toutefois, en matière de rôles et responsabilités, la Régie juge que les activités suivantes de ces deux unités, réalisées par la DCMÉ, débordent des rôles et responsabilités des fonctions RC, BA et TOP en ce qu'il s'agit de tâches non prévues à leurs définitions respectives, telles que libellées dans le Glossaire :

- « Programmation et contrôle du réseau » : gérer les services complémentaires de transport de transit (programmation de réserve, contrôle de tension, etc.);
- « Orientation et expertise de contrôle du réseau » : produire toutes les analyses prévisionnelles requises pour l'optimisation du contrôle du réseau et pour la planification d'activités à long terme de la division.

[166] En relation avec la première activité, la Régie se questionne sur la signification du terme « gérer ». Ainsi, s'il s'agit de gérer des contrats et donc de participer à des activités

Pièce B-0017, p. 17 et 18, R4.2.

commerciales entre HQP et le Transporteur, la Régie se demande si ce rôle peut affecter l'indépendance décisionnelle du Coordonnateur et soulever des doutes relativement à l'apparence de conflit d'intérêts dans ses activités.

[167] La Régie est d'avis que la responsabilité de la gestion des services complémentaires devrait être clarifiée et restreinte à la supervision de la disponibilité de ces services au même titre que ce qui est de la disponibilité des installations de production et de transport.

[168] Pour ce qui est de la seconde activité, la Régie s'étonne que le personnel du Coordonnateur produise pour le Transporteur « toutes les analyses prévisionnelles requises », tout en respectant le Code du Coordonnateur. En effet, l'un des deux objectifs de ce code est :

« 3.1 Le présent Code de conduite vise à prévenir toute forme de Traitement préférentiel par le Personnel en faveur des autres directions du Transporteur, des Entités affiliées du Transporteur et des autres Utilisateurs du réseau » 118.

[169] Par ailleurs, la Régie se serait attendue à ce que cette activité puisse être disponible à l'ensemble des utilisateurs du réseau.

[170] La Régie note également que l'unité « Orientation et expertise de contrôle du réseau » de la DCMÉ réalise « les prévisions de consommation électrique ». À cet égard, elle se demande si cette activité relève, selon le modèle fonctionnel de la NERC, des fonctions RC, BA ou TOP.

[171] La Régie note par ailleurs que la DCMÉ n'est pas totalement autonome dans l'exercice de toutes ses fonctions. En effet, comme l'indique le Coordonnateur en audience,

Pièce B-0023, p. 2 : « « Traitement préférentiel » : traitement accordant un avantage à un Utilisateur du réseau de transport d'électricité au détriment d'un autre en violation du présent Code de conduite; [...] « Utilisateur du réseau » : tout utilisateur du réseau de transport d'électricité sous la responsabilité du Coordonnateur de la fiabilité, nommément un producteur, un transporteur, un distributeur, un client raccordé directement à ce réseau de transport d'électricité ou une personne qui utilise un réseau de transport d'électricité en vertu d'une convention de service de transport d'électricité intervenue avec le Transporteur ou avec tout autre transporteur au Québec ».

les fonctions RC et TOP sont en partie réalisées par du personnel de l'unité « Stratégie du Réseau Principal et Interconnexion » (SRPI) de la direction principale « Planification » ¹¹⁹:

« Les personnes qui sont essentielles pour exercer au jour le jour la job de RC, BA, TOP, c'est dans l'équipe de Stéphane Desbiens, comme je disais, les cent quelque personnes, l'équipe de SRPI, donc les huit personnes.[...] » 120.

[172] Selon le Coordonnateur, la mission et les rôles et responsabilités de l'unité SRPI sont les suivants :

« Mission

Évaluer et analyser le comportement du réseau de transport et des interconnexions puis établir les critères d'exploitation, stratégies d'utilisation, les modes, les réglages, les exigences d'exploitation et les capacités de transit du réseau de transport, de ses équipements, des automatismes, des sources de production et des interconnexions afin de garantir une continuité et une qualité de service qui satisfassent les besoins des divers clients.

Assurer la conformité NERC/NPCC/Régie dans son domaine d'expertise.

Rôles et responsabilités

Établir les critères, exigences et pratiques d'exploitation pour la conception du réseau de transport, des interconnexions, des automatismes de réseau et des sources de production.

Fournir l'expertise technique, l'analyse et les rapports d'études en matière d'exploitation du réseau, de modélisation de sources de production, d'automatismes, d'équipements du réseau de transport et participer à la planification et au déroulement des essais de mise en service.

Déterminer les stratégies d'exploitation, capacités de transit, plans de remise en charge et informations pertinentes à l'élaboration du guide d'ordonnancement des retraits des équipements du réseau de transport des interconnexions.

Définir les encadrements généraux relatifs à l'élaboration des données, paramètres et informations associées aux capacités et disponibilités de transit de TransÉnergie devant être affichées sur OASIS.

Pièce A-0029, p. 71.

¹²⁰ Pièce <u>A-0029</u>, p. 71.

Assurer le respect des exigences de raccordement par les différents propriétaires de sources de production et assurer le respect des exigences pertinentes en matière de télécommunications, d'interconnexions et d'automatismes de réseau.

Réaliser et fournir les données et études des différentes pointes de charge demandées par les instances (NERC, NPCC, CCR) tout en y intégrant les réservations de services de transport des clients de TransÉnergie.

Acquérir et gérer les données nécessaires aux analyses du réseau, en assurer une cohérence et validité puis définir le besoin et réaliser le développement et l'évolution des outils d'analyse »¹²¹.

[173] La Régie est d'avis que la mission et les rôles et responsabilités de l'unité SRPI sont essentiellement en lien direct avec ceux dévolus aux fonctions RC, BA ou TOP. Toutefois, elle s'interroge sur l'influence, notamment sur le principe d'indépendance que pourrait avoir l'attribution à cette unité des responsabilités suivantes qui relèvent, en tout ou en partie, d'autres activités ou responsabilités du Transporteur :

- établir les critères, exigences et pratiques d'exploitation pour la conception du réseau de transport, des interconnexions, des automatismes de réseau et des sources de production;
- fournir l'expertise technique, l'analyse et les rapports d'études en matière d'exploitation du réseau, de modélisation de sources de production, d'automatismes, d'équipements du réseau de transport et participer à la planification et au déroulement des essais de mise en service;
- définir les encadrements généraux relatifs à l'élaboration des données, paramètres et informations associés aux capacités et disponibilités de transit d'HQT devant être affichés sur OASIS;
- assurer le respect des exigences de raccordement par les différents propriétaires de sources de production et des exigences pertinentes en matière de télécommunications, d'interconnexions et d'automatismes de réseau.

[174] En effet, la Régie est d'avis que ces responsabilités sont liées, à certains égards, à des activités contractuelles entre le propriétaire des actifs du Transporteur et ses clients (service de transport de la charge locale ou de point à point) ou fournisseurs de services (service complémentaire, service d'équilibrage éolien, service de transport auxiliaire).

¹²¹ Pièce B-0037, p. 10 et 11.

[175] La Régie rappelle que l'unité SRPI est sous l'autorité du directeur Planification de la direction principale Planification expertise et soutien opérationnel d'HQT. Par ailleurs, elle note qu'HQT est identifiée au Registre à titre de :

- planificateur de réseau de transport (TP);
- coordonnateur de la planification (PC);
- propriétaire d'installation de transport (TO);
- fournisseur de service de transport (TSP);
- distributeur (DP)¹²².

[176] À titre illustratif au soutien de ses propos, la Régie réfère, entre autres, à la norme « FAC-001-2 – Exigences relatives au raccordement » des installations qui est applicable aux propriétaires d'installation de transport (TO) et propriétaires d'installation de production (GO)¹²³ et à la norme « PRC-006-3 — Délestage en sous-fréquence automatique » applicable aux propriétaires d'installation de transport (TO) et aux distributeurs (DP)¹²⁴.

[177] Dans ce contexte, la Régie considère que le fait que l'unité SPRI relève de la direction principale Planification expertise et soutien opérationnel d'HQT place cette unité dans une situation potentielle de conflits d'intérêts, en ce que les intérêts du Transporteur pourraient influencer les décisions de l'unité SRPI et, conséquemment, celles du Coordonnateur. La Régie considère que cette situation implique le personnel de cette unité qui réalise des activités pour le compte du Coordonnateur et place ce dernier potentiellement en conflit d'intérêts, ce qui n'est pas souhaitable.

[178] En conséquence, afin d'assurer l'indépendance décisionnelle du Coordonnateur, la Régie considère que l'unité SRPI, devrait relever de la direction CMÉ plutôt que de la direction Planification puisqu'il s'avère que certaines activités de cette unité représentent un soutien d'expertise important pour la DCMÉ.

[179] Enfin, la Régie constate que la DCMÉ est, depuis le 9 mai 2016, sous l'autorité de la DPCMÉER. Elle note que la Demanderesse n'a soumis aucun motif au soutien de cet

Dossier R-3947-2015, pièce <u>B-0082</u> (par consultation du Registre et par élimination des fonctions RC, BA et TOP).

¹²³ Norme FAC-001-2.

¹²⁴ Norme PRC-006-3.

ajustement organisationnel. De plus, elle constate qu'elle n'en a été avisée que plusieurs mois après que l'ajustement ait été réalisé. La Régie constate également que l'unité responsable pour adoption des normes de fiabilité que le Coordonnateur estime nécessaire est désormais la direction DNFCR et que cette unité n'est plus sous l'autorité du Coordonnateur, mais relève de la DPCMÉER.

[180] La Régie rappelle que la Loi lui confère la responsabilité de désigner le Coordonnateur. À ce titre, elle rappelle que le 31 août 2011, elle désignait la direction CMÉ du Transporteur, qui relevait alors directement du président d'HQT¹²⁵, à titre de Coordonnateur. Toutefois, à la suite des ajustements organisationnels réalisés par le Transporteur, la Régie constate que non seulement le Coordonnateur alors désigné ne relève plus directement du président d'HQT, mais également que l'unité responsable pour le Coordonnateur, entre autres, de soumettre à la Régie, pour adoption, les normes de fiabilité qu'il estime nécessaires, n'est plus sous l'autorité du Coordonnateur.

[181] Pour ces motifs, la Régie considère qu'à la suite de cet ajustement organisationnel, l'unité DNFCR responsable des normes de fiabilité que le Coordonnateur estime nécessaires semble s'éloigner de l'expertise nécessaire pour réaliser cette activité.

[182] Toutefois, par sa décision D-2017-033¹²⁶, la Régie désigne provisoirement la DPCMÉER à titre de Coordonnateur, ce qui lui confère provisoirement le pouvoir d'exercer toutes les fonctions qui lui sont attribuées par la Loi, dont celle de déposer des dossiers auprès de la Régie.

[183] Par ailleurs, la DCMÉ et la DNFCR relèvent de la DPCMÉER au même titre que les directions « Exploitation du réseau – Nord-Est », « Exploitation du réseau – Sud-Ouest » et « Soutien à l'exploitation du réseau » (les Directions Exploitation).

[184] À cet égard, la Régie note que les intervenants se sont dits préoccupés notamment par le nombre de personnes participant aux activités du Coordonnateur¹²⁷ et rappelle les propos de RTA à cet égard :

Dossier R-3771-2011, pièce <u>B-0004</u>, Hydro-Québec TransÉnergie, 8 juin 2011.

Décision D-2017-033, p. 8.

Pièces A-0035, p. 105 et 106, et C-RTA-0017, p. 1.

« Lorsqu'on voit que dans les deux dernières années il y a eu des transferts de sept cents (700) personnes à travers tout le réseau du Coordonnateur et HQP pour les fonctions RC, BA, TOP, GOP, DP, c'est normal, c'est une entreprise qui favorise le déplacement de son personnel pour améliorer évidemment l'expertise, l'expérience. C'est le modèle d'Hydro-Québec. Je n'ai pas de problème avec ce modèle d'entreprise de croissance de l'expertise des gens à l'interne, mais lorsqu'on est Coordonnateur il faut être indépendant, neutre, impartial »¹²⁸.

[185] La Régie reproduit ci-dessous les missions des différentes unités des deux Directions Exploitation du réseau, ainsi que de la Direction « Soutien à l'exploitation du réseau », dont le personnel est assujetti au Code du Coordonnateur (les Missions), telles que fournies par le Coordonnateur¹²⁹.

Téléconduite du réseau (Nord-Est et Sud-Ouest)

- réaliser la téléconduite pour les unités territoriales de transport et production qu'il dessert, par une gestion optimale des équipements et installations de transport, de répartition et de production;
- mettre en œuvre les stratégies et les encadrements d'exploitation des réseaux et des installations afin d'exploiter de façon optimale et sécuritaire;
- mettre en œuvre des plans de retraits et de production afin de permettre la réalisation des activités de maintenance et de projets;
- réaliser le maintien de l'intégrité et de la conformité des données du système de téléconduite.

Stratégies de l'exploitation (Soutien à l'exploitation du réseau)

- élaborer les enjeux spécifiques des directions responsables de l'exploitation du réseau et définir les orientations et les stratégies dans chaque champ d'activités afin d'alimenter les unités opérationnelles;
- élaborer le plan d'affaires, les indicateurs de performance et les activités budgétaires des directions responsables de l'exploitation du réseau et produire les informations nécessaires à la gestion des activités afin de s'assurer du respect des engagements de performance;

Pièce <u>A-0035</u>, p. 131 et 132.

¹²⁹ Pièce B-0017, p. 19 à 23.

 élaborer et réaliser, en collaboration avec des équipes multidisciplinaires, des études techniques et des encadrements requis par les clients des directions responsables de l'exploitation du réseau (producteurs de l'Interconnexion du Québec, grands clients industriels, Distributeur et directions territoriales d'HQT).

Planification et coordination des activités (Soutien à l'exploitation du réseau)

- assurer la planification opérationnelle, la coordination, l'ordonnancement et la préparation de tous les retraits du réseau provincial et des réseaux régionaux;
- assurer une exploitation optimale du réseau provincial et des réseaux régionaux;
- valider et mettre en œuvre les stratégies de réalisation et la faisabilité des retraits avant l'exécution, tout en tenant compte de la complexité, des contraintes et de la capacité d'exploitation du réseau d'HQT;
- fournir aux clients (producteurs de l'Interconnexion du Québec, grands clients industriels, Distributeur et directions territoriales d'HQT) et aux unités d'affaires d'HQT impliquées dans la conduite et l'exploitation du réseau, les informations relatives à l'état du réseau et au déroulement des interruptions;
- assurer une offre de service de développement et de diffusion de formation technique au personnel d'exploitation et de contrôle du réseau pour répondre aux besoins d'HQT et d'HQP.

[186] À la lecture de ces Missions, la Régie dresse les constats suivants :

- la clientèle des Directions Exploitation du réseau s'étend sur un vaste éventail qui inclut même les clients de haute tension d'Hydro-Québec ainsi que le Producteur et le Distributeur:
- les Directions Exploitation du réseau fournissent des services de téléconduite, d'encadrement ou d'optimisation à HQT et à HQP;
- les Directions Exploitation du réseau élaborent des indicateurs de performance pour les directions responsables de l'exploitation du « réseau » et contribuent au respect des engagements de performance;
- le libellé des missions des Directions Exploitation utilise, selon le contexte, les termes « le réseau », « les réseaux », « le réseau provincial », « les réseaux régionaux » et « le réseau de TransÉnergie », mais n'utilise pas le terme « réseau de transport principal »;

• le libellé des missions des Directions Exploitation n'utilise à aucune occasion les termes « fiabilité du transport », « fiabilité de l'Interconnexion du Québec » et « fiabilité d'alimentation des clients d'Hydro-Québec».

[187] La Régie en conclut que le directeur principal de la DPCMÉER a un rôle et des responsabilités importantes en matière de performance d'Hydro-Québec pour ce qui est de l'exploitation des installations de production et de transport.

[188] La Régie juge que cette situation peut occasionner des pressions sur les directions DCMÉ et DNFCR qui pourraient affecter l'indépendance décisionnelle nécessaire à la réalisation de leurs activités et les placer dans des situations potentielles de conflit d'intérêts vis-à-vis du Coordonnateur, dans ses rôles opérationnel et normatif. La Régie considère que cette situation affecte le personnel qui réalise les activités du Coordonnateur et n'est pas souhaitable.

[189] Pour ce qui est des rôles normatifs du Coordonnateur, la DNFCR ne relève plus directement de la DCMÉ, c'est-à-dire de la direction qui remplit les fonctions dévolues au Coordonnateur en vertu d'une norme de fiabilité adoptée par la Régie.

[190] La Régie est d'avis que cette séparation entre les deux directions permet à la DNFCR d'être davantage indépendante dans son rôle normatif à l'égard de la DCMÉ, donc des fonctions RC, BA et TOP ce qui est favorable en matière de neutralité, d'indépendance décisionnelle et de situation de conflit d'intérêts (l'Isolement).

[191] Par contre, cet Isolement pourrait entraver l'accès de la DNFCR aux connaissances et à l'expertise du réseau de transport d'électricité du Québec, laquelle expertise est détenue par le RC, c'est-à-dire la DCMÉ et l'unité SRPI et, de ce fait, avoir un impact négatif sur la détermination de la pertinence des normes à déposer à la Régie, aux fins de leur application au Québec.

[192] La Régie est d'avis que l'unité responsable de réaliser les rôles normatifs dévolus au Coordonnateur en vertu de la Loi doit posséder l'expertise sur le réseau de transport d'électricité du Québec ou, à défaut, y avoir accès.

[193] Compte tenu de son Isolement et à défaut de se doter de cette expertise, la Régie est d'avis que ce n'est qu'à travers un mécanisme de consultation interne que la DNFCR pourra y avoir accès et tenir compte du réseau de transport d'électricité du Québec. Ce faisant, la

DNFCR doit faire preuve de transparence et d'ouverture afin d'assurer et de démontrer son indépendance et son impartialité.

[194] Par ailleurs, comme le précise son appellation, la DNFCR comporte un volet « norme de fiabilité » et un volet « conformité réglementaire ». Questionnée en audience sur les motifs du regroupement de ces deux volets au sein d'une même direction, la directrice de la DNFCR soumet qu'il permet :

- de bénéficier des connaissances développées dans les domaines de la normalisation et de la conformité:
- de préparer les normes et leur dépôt à la Régie;
- de comprendre comment appliquer les normes à Hydro-Québec;
- d'être efficient par le partage des connaissances¹³⁰.

[195] La Régie juge que cette mise en commun des connaissances dans les domaines de la normalisation et de la conformité n'est pas un empêchement à l'exercice des rôles normatifs du Coordonnateur, dans le respect des principes de neutralité, d'indépendance et d'impartialité, à la condition que cette mise en commun soit transparente et accessible simultanément à toutes les entités visées par les normes de fiabilité au Québec.

[196] La Régie rappelle, à cet égard, que les consultations publiques qu'elle a ordonnées, dès la première désignation du Coordonnateur, contribuent à assurer et à démontrer sa transparence vis-à-vis des entités visées par les normes de fiabilité au Québec¹³¹.

[197] Pour ce qui est du volet conformité, le témoin Dupuis, Chef – Normes de fiabilité et bureau de conformité, témoigne en ces termes :

« Donc, le but est principalement de s'assurer du suivi de l'application des normes de fiabilité à l'intérieur de TransÉnergie pour l'ensemble des normes qui sont opérationnelles au CIP et rendre compte à la Régie lorsqu'il y a des demandes en surveillance de normes de fiabilité.

[...]

Pièce <u>A-0029</u>, p. 190 et 191.

Dossier R-3625-2007, décision D-2007-95, p. 17 et 18.

Le Distributeur a une petite équipe parce qu'ils ont moins de normes qui s'appliquent à eux. Et le Producteur également a sa propre unité pour s'assurer du respect des normes à l'intérieur de Hydro-Québec Production.

[...]

Pour Production, comme HQT est GOP délégué, il y a une entente de délégation actuellement parce que Hydro-Québec TransÉnergie exerce la fonction d'exploitation de centrales, donc, il y a des normes de fiabilité pour démontrer qu'elles sont appliquées pour le Producteur, mon équipe effectivement assemble l'information et la fournit au Producteur »¹³².

[198] Par ailleurs, en audience, le Chef – Normes de fiabilité et bureau de conformité informe la Régie de l'existence, chez Hydro-Québec, d'une politique sur la fiabilité de notre réseau électrique (la Politique) et soumet que la DPCMÉER, en tant que direction d'Hydro-Québec, y adhère ¹³³.

[199] La Régie se questionne sur les rôles et responsabilités de la DNFCR, dans le cadre de l'application de la Politique par les divisions Hydro-Québec Distribution (HQD, ou le Distributeur), HQP et HQT et de leurs impacts sur sa capacité à demeurer neutre et indépendante vis-à-vis des entités visées par les normes de fiabilité autres qu'Hydro-Québec ainsi qu'à l'intérieur d'Hydro-Québec, notamment de la DPCMÉER dont elle relève. La Régie considère que la réponse à ce questionnement est fondamentale aux fins de l'examen de la demande d'Hydro-Québec de désigner la DPCMÉER à titre de Coordonnateur.

[200] En effet, pour répondre à cette demande, la Régie doit tenir compte des obligations prévues à la Loi à l'égard du Coordonnateur et s'assurer du respect des principes de neutralité, d'indépendance et d'impartialité requis aux fins de l'exercice de ces obligations.

[201] À cet égard, la Régie juge qu'en raison de sa position dans la structure organisationnelle d'Hydro-Québec, le Coordonnateur a la double mission d'une part d'assurer la gouvernance de la conformité des normes de fiabilité pour Hydro-Québec et d'autre part de déposer les normes de fiabilité auprès de la Régie, ce qui le place dans une situation potentielle de conflit d'intérêts. Elle considère qu'il pourrait en être autrement si

Pièce A-0029, p. 191 à 193.

¹³³ Pièce <u>A-0029</u>, p. 39.

le Coordonnateur était davantage isolé des entités HQT, HQD et HQP visées par les normes de fiabilité.

[202] En conclusion, la Régie constate que les rôles dévolus au Coordonnateur sont assurés par les unités DCMÉ, SRPI et DNFCR. Elle considère que les missions et responsabilités des unités SRPI et NFCR les placent dans des situations potentielles de conflit d'intérêts. Elle considère également que le fait de relever de la DPCMÉER place les directeurs de la DCMÉ et de la DNFCR, ainsi que le chef de l'unité Normes de fiabilité et Bureau de Conformité, dans des situations potentielles de conflit d'intérêts et que le fait de relever de la Direction principale Planification, expertise et soutien opérationnel place également le chef de l'unité SRPI dans des situations potentielles de conflit d'intérêts.

[203] Pour ces motifs, la Régie maintient la désignation provisoire de la DPCMÉER à titre de Coordonnateur de la fiabilité au Québec exprimée dans sa décision D-2017-033.

[204] La Régie ordonne au Coordonnateur de la fiabilité, au plus tard dans un délai de quatre mois de la publication de la présente décision, de soumettre une proposition, notamment par une structure organisationnelle, visant à éviter de placer le Coordonnateur dans les situations potentielles de conflit d'intérêts relevées par la Régie dans la présente décision.

[205] À cet égard, la Régie soumet au Coordonnateur de la fiabilité les pistes d'amélioration suivantes :

- que la DCMÉ relève directement du président d'HQT;
- que l'unité SRPI relève directement de la DCMÉ;
- que l'équipe de normalisation de Normes de fiabilité et Bureau de Conformité relève de la DCMÉ.

4.5.4.2 Code de conduite

[206] La Régie rappelle les termes de sa décision D-2007-95 par laquelle elle désignait pour une première fois la direction CMÉ comme Coordonnateur :

« Considérant les motifs précédents, la Régie juge qu'une séparation corporative ou fonctionnelle du coordonnateur de la fiabilité n'est pas requise. En conséquence, la Régie désigne la direction Contrôle des mouvements d'énergie du Transporteur comme coordonnateur de la fiabilité au Québec dans la structure organisationnelle actuelle.

Cependant, elle est d'avis que le nouveau contexte de l'application de normes obligatoires et de sanctions, prévues en cas de non-conformité à ces normes dans le nouveau modèle de fiabilité du Québec, requiert un encadrement plus spécifique des membres de la direction CMÉ dans leur rôle de coordonnateur de la fiabilité au sein de l'organisation du Transporteur afin d'assurer l'indépendance, la transparence et le traitement équitable envers tous les participants.

[...]

La Régie est d'avis que le Transporteur doit élaborer un nouveau Code de conduite s'appliquant spécifiquement aux employés de CMÉ. En effet, la Régie juge que le Code de conduite des employés d'Hydro-Québec, bien qu'il contienne certains éléments pertinents, n'est pas adapté à la réalité de CMÉ dans le contexte du nouveau cadre réglementaire. En ce qui concerne le Code de conduite du Transporteur, celui-ci indique que les principes qui s'y retrouvent sont appliqués à l'égard de la direction CMÉ. Malgré cette interprétation du Transporteur quant à la portée d'application du Code de conduite, la Régie ne peut que constater, à sa face même, que ce code régit les relations avec les affiliés du Transporteur et non celles entre les différentes directions d'une même division.

Considérant que les codes de conduite actuellement en vigueur chez le Transporteur n'ont pas été élaborés dans le contexte du nouveau régime de normes de fiabilité obligatoires au Québec et qu'il est important de bien encadrer la direction CMÉ dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité, la Régie ordonne au Transporteur de déposer pour approbation par la même formation, d'ici le 28 septembre 2007, un Code de conduite complet s'appliquant spécifiquement aux employés de CMÉ ainsi qu'aux employés des autres directions du Transporteur effectuant des tâches reliées au rôle du coordonnateur de la fiabilité »¹³⁴.

Dossier R-3625-2007, décision D-2007-95, p. 14 et 15.

[207] La Régie jugeait alors que le Code de conduite des employés d'Hydro-Québec « n'est pas adapté à la réalité de CMÉ dans le contexte du nouveau cadre réglementaire » et que le Code de conduite du Transporteur « régit les relations avec les affiliés du Transporteur et non celles entre les différentes directions d'une même division ». Elle optait pour un nouveau code de conduite dont les caractéristiques seraient les suivantes :

- un code de conduite complet;
- un code de conduite s'appliquant aux employés de CMÉ;
- un code de conduite s'appliquant également aux employés des autres directions du Transporteur effectuant des tâches reliées au rôle du Coordonnateur.

[208] Par ailleurs, dans sa décision D-2007-142, la Régie se prononçait sur le code de conduite alors proposé par le Coordonnateur ainsi que sur les modifications proposées par, notamment, ÉLL-EBMI. Au terme de son examen, la Régie modifiait le code de conduite alors soumis par le Coordonnateur et en approuvait le texte joint en annexe de cette décision¹³⁵.

[209] La Régie rappelle également ses décisions D-2010-106 et D-2010-126 par lesquelles elle désignait la direction Contrôle et Exploitation du réseau à titre de Coordonnateur, réexaminait son code de conduite, lui demandait de le réviser et, finalement, à la suite de l'examen du texte révisé ainsi que la revue des commentaires alors fournis par RTA et Newfoudland And Labrador Hydro, approuvait la version révisée :

« [35] La Régie approuve, pour les motifs énoncés ci-dessus, la demande de modification de désignation de la direction CER tout en maintenant l'imposition d'un Code de conduite. La Régie est également d'avis que le Code doit être réexaminé dans le contexte de la création de la nouvelle direction CER.

[...]

[47] La Régie ordonne à la Demanderesse de lui déposer pour approbation un Code de conduite révisé répondant aux demandes suivantes de la Régie :

a) Aucun des cadres et employés de la direction CER, incluant la Sous-direction Exploitation, ne doit divulguer, en aucun temps, de

Dossier R-3625-2007, décision D-2007-142, p. 8 et 9.

renseignement pouvant accorder un « Traitement préférentiel » aux employés des autres directions du Transporteur ou à un quelconque utilisateur du réseau.

b) Outre les dispositions prévues au Code soumis par la Demanderesse, tous les cadres et employés relevant du sous-directeur Exploitation doivent accorder un traitement prioritaire à la fiabilité du réseau de transport principal lorsqu'ils effectuent des activités associées au rôle du Coordonnateur conformément à la Loi et aux fonctions incluses à la définition de « Personnel » approuvée par la Régie dans sa décision D-2007-142 »¹³⁶.

[210] Pour ce qui est des modifications alors apportées au Code du Coordonnateur, la Régie les résumait comme suit :

« [20] La Régie note que les modifications apportées au Code visent principalement l'adaptation de la terminologie applicable à l'identification du Coordonnateur nouvellement désigné et au remplacement de l'expression « Marchand d'électricité » par l'expression « [...] une personne qui utilise un réseau de transport d'électricité en vertu d'une convention de service de transport d'électricité intervenue avec le Transporteur ou avec tout autre transporteur au Québec » »¹³⁷.

[211] La Régie rappelle que, par sa décision D-2011-132, elle approuvait le texte modifié du Code du Coordonnateur dans ses versions française et anglaise¹³⁸.

[212] En ce qui a trait au personnel y étant assujetti, elle se prononçait en ces termes :

« [20] En ce qui a trait à l'unité Développement opérationnel de la direction Exploitation du Réseau, la Régie note que cette unité était, avant le changement organisationnel faisant l'objet de la présente Demande, sous l'autorité directe du directeur de la direction CER, alors le Coordonnateur, et non du directeur adjoint – Exploitation du réseau. Cette unité était donc visée par la définition de « Personnel ».

Dossier R-3728-2010, décision <u>D-2010-106</u>, p. 9 et 12.

Dossier R-3728-2010, décision D-2010-126, p. 8.

Dossier R-3771-2011, décision D-2011-132, p. 8.

[21] La Régie est d'avis qu'un changement de structure organisationnelle du Transporteur, n'ayant pas pour effet de modifier les tâches du personnel impliqué, ne devrait pas conduire à une modification de l'assujettissement de ce personnel au Code. Dans ces circonstances, et à moins d'une démonstration à l'effet contraire, la Régie estime que l'unité Développement opérationnel devrait continuer d'être soumise à l'application du Code.

[22] Par ailleurs, la Régie constate que des changements organisationnels du Transporteur peuvent survenir occasionnellement et que les unités et directions du Transporteur susceptibles d'effectuer des tâches reliées au rôle du Coordonnateur peuvent évoluer. Par conséquent, dans ce contexte, la Régie juge qu'il est important que l'identification des unités dont le personnel est visé par le Code soit clairement établie.

[23] Aussi, à des fins de suivi, la Régie demande au Coordonnateur de joindre à son rapport annuel sur l'application du Code [note de bas de page omise], l'organigramme illustrant la structure organisationnelle du Transporteur ainsi que la liste des unités et leur direction d'appartenance dont le personnel est assujetti au Code et, le cas échéant, les motifs des changements apportés à la liste »¹³⁹.

[213] Dans le présent dossier, la Régie a déposé les rapports annuels 2016 et 2017 sur l'application du Code de conduite du Coordonnateur¹⁴⁰, que ce dernier a produits. La Régie constate que le Coordonnateur s'est conformé à sa demande contenue au paragraphe 23 de la décision D-2011-132 et, à cet égard, s'en déclare satisfaite.

[214] La Régie retient de la preuve au dossier qu'entre 800 et 900 membres du personnel au sein d'HQT ou d'autres directions, divisions ou vice-présidence d'Hydro-Québec, sont présentement assujettis au Code du Coordonnateur¹⁴¹.

[215] La Régie prend acte du fait que le Coordonnateur affirme avoir donné suite aux pistes d'amélioration identifiées par le contrôleur d'HQT ou la Régie. Parmi ces améliorations, le Coordonnateur mentionne avoir rendu disponible, sur son site internet, un formulaire permettant de lui faire part de toute dérogation ou commentaire à l'égard de l'application de son Code de conduite¹⁴².

Dossier R-3771-2011, décision <u>D-2011-132</u>, p. 7.

¹⁴⁰ Pièces <u>A-0011</u> et <u>A-0021</u>.

¹⁴¹ Pièce B-0041.

¹⁴² Pièce B-0011, p. 6 et 7.

- [216] La Régie retient qu'aucun membre du personnel d'HQT, même parmi ceux qui négocient des ententes commerciales avec HQT, HQP ou HQD, ne s'est plaint, à ce jour, de l'utilisation inappropriée d'informations confidentielles.
- [217] À cet égard, la Régie est d'avis que l'absence de dépôt de plaintes officielles n'est pas garante de l'absence de problèmes. À *contrario*, le dépôt d'une plainte qui s'avèrerait, après analyse, fondée indiquerait que des agissements passés du Coordonnateur auraient pu contrevenir à son code de conduite, ce qui a le potentiel d'être préjudiciable à un tiers et d'entacher la confiance du Coordonnateur vis-à-vis ses pairs en Amérique du Nord, les entités visées par les normes de fiabilité au Québec et la Régie.
- [218] Dans la mesure où le Coordonnateur demeure une entité au sein d'Hydro-Québec, la Régie est d'avis qu'il doit se doter d'un code de conduite robuste, voire à toute épreuve.
- [219] La Régie constate, par ailleurs, que les intervenants partagent son avis à cet égard.
- [220] Elle constate également que depuis la première mise en vigueur du Code du Coordonnateur, ÉLL-EBM et RTA, qui sont des entités visées par les normes de fiabilité et, de ce fait, soumises à ses directives d'exploitation en vertu des normes adoptées par la Régie, soumettent systématiquement à la Régie leur préoccupation quant à l'indépendance du Coordonnateur et la protection des informations qu'ils lui soumettent et qu'il détient.
- [221] A cet égard, RTA et ÉLL-EBM proposent des pistes d'amélioration qui, à défaut d'isoler le Coordonnateur d'Hydro-Québec, permettraient de rehausser leur confiance envers le Coordonnateur quant à son indépendance vis-à-vis des autres divisions d'Hydro-Québec avec lesquelles il fait affaire.
- [222] La Demanderesse réplique que la Régie ne doit pas donner suite à ces propositions, pour les motifs suivants :

«

[•] RTA insinue, sans aucune preuve probante, l'existence d'un risque réel d'atteinte à l'indépendance du Coordonnateur de la fiabilité ou d'un préjudice réel causé aux entités. Elle n'apporte aucune preuve que le Coordonnateur n'exerce pas ses pouvoirs avec indépendance et autonomie. Ses allégations sont purement hypothétiques.

- Il n'existe aucune preuve que la mobilité possible du personnel oeuvrant pour le Coordonnateur de la fiabilité au sein des différentes divisions d'Hydro-Québec affecte l'indépendance du Coordonnateur et l'impartialité de son personnel.
- De façon analogue à un régisseur siégeant à la Régie qui proviendrait du secteur de l'énergie et qui aurait défendu la position des consommateurs d'énergie, il n'existe aucune preuve qu'une « personne bien renseignée qui étudierait la question en profondeur, de façon réaliste et pratique » conclurait que le Coordonnateur de la fiabilité ne peut agir avec indépendance et impartialité »¹⁴³.
- [223] La Demanderesse plaide, de plus, qu'il n'y a aucun lien apparent entre les normes proposées par le Coordonnateur et les contrats qui sont susceptibles d'être négociés entre les autres divisions d'Hydro-Québec et RTA¹⁴⁴.
- [224] Elle soutient qu'il est plus rassurant d'avoir plus de personnes assujetties au Code de Conduite que d'en avoir moins :
 - « Monsieur Truong vous l'a dit, on prend pas de chance, il y en a peut-être plus que moins des employés qui sont assujettis au code de conduite. Je ne vois pas de problème avec ça. On peut être plus prudent que moins »¹⁴⁵.
- [225] Toutefois, la Régie note que le Coordonnateur propose d'apporter une modification au Code du Coordonnateur. Cette modification consiste à inclure à sa définition du terme « personnel » le personnel qui dépose les normes de fiabilité et le Registre à la Régie pour adoption ou approbation 146.
- [226] Pour sa part, RTA propose les modifications suivantes :

a. Définir le terme « information confidentielle » afin de mieux l'encadrer;

¹⁴³ Pièce <u>B-0080</u>, p. 3 et 4.

¹⁴⁴ Pièce <u>B-0080</u>, p. 15.

¹⁴⁵ Pièce A-0035, p. 18.

¹⁴⁶ Pièce B-0011, p. 10.

- b. Prévoir des sessions de formation régulières, des mises en situation et la remise de documentation pertinente aux employés du Coordonnateur de la fiabilité;
- c. Préciser la notion de « traitement préférentiel » pour mieux définir ce que constitue un traitement accordant un avantage à un utilisateur du réseau de transport d'électricité au détriment d'un autre;
- d. Prévoir une section portant sur les conflits d'intérêts, en incluant (i) ce que pourrait constituer un conflit d'intérêts, comment éviter toute situation de conflit d'intérêts réel ou apparent et (ii) un processus de déclaration de conflits d'intérêts;
- e. Prévoir qu'advenant un départ de leurs fonctions, les employés du Coordonnateur de la fiabilité ne pourront faire usage de quelque manière que ce soit et pour une période indéterminée de l'information confidentielle;
- f. Prévoir un contrôle des employés qui se joignent ou qui quittent l'entité/division en mettant en place :
 - Des structures et des politiques permettant de réaliser une carrière au sein de cette entité/division;
 - Un processus et des politiques d'embauche, de rémunération et d'avantages sociaux indépendants, neutres et impartiaux;
 - o L'un ou l'autre des processus suivants :
 - Des clauses restrictives avec durée déterminée prévoyant qu'un employé qui quitte les fonctions du Coordonnateur de la fiabilité ne pourra travailler par la suite pour l'une ou l'autre des divisions ou directions d'Hydro-Québec ou d'une autre entité visée qui a des intérêts commerciaux de quelque nature que ce soit; ou
 - Un processus d'autorisation encadrant le transfert latéral ou vertical de tout employé du Coordonnateur de la fiabilité pour s'assurer que cet employé ne puisse travailler par la suite pour l'une ou l'autre des divisions d'Hydro-Québec ou d'une autre entité visée qui a des intérêts commerciaux de quelque nature que ce soit, ainsi qu'un processus de transfert supervisé par un commissaire à l'éthique indépendant pour assurer le respect des obligations et des règles ci-haut mentionnées.

g. Prévoir des règles sur le contrôle de la conformité au code de conduite, incluant des règles relatives à la procédure quand une violation est rapportée ainsi qu'un guide sur les mesures disciplinaires y afférentes;

h. Faire signer à tous les employés une entente annuelle à l'effet qu'ils s'engagent à respecter les règles relatives au code de conduite et qu'ils déclarent les avoir respectées »¹⁴⁷.

[227] Dans les dossiers R-3981-2016 et R-4049-2018, la Régie a exprimé sa préoccupation à l'égard de certaines activités réalisées par le Transporteur, ainsi que des changements organisationnels réalisés à Hydro-Québec impliquant les activités du Coordonnateur.

[228] Dans sa décision D-2017-128¹⁴⁸, bien que l'examen du dossier n'ait pas trouvé une infraction directe à son code de conduite, la Régie, après examen du lien entre le Transporteur et l'application de la fonction exploitant d'installation de production (GOP) à certaines installations, lui demande, par prudence et à titre préventif, de cesser la préparation des programmes de production des centrales au fil de l'eau.

[229] La Régie, dans la présente décision, maintient le Coordonnateur au sein d'Hydro-Québec et suggère à cette dernière de réévaluer l'organisation de la DPCMÉER et de la DCMÉ.

[230] La Régie est d'avis qu'il est également opportun de réexaminer le Code du Coordonnateur en tenant compte de l'évolution de l'organisation d'Hydro-Québec, des préoccupations soumises dans le présent dossier par les entités visées par les normes de fiabilité au Québec et des pistes d'amélioration proposées par RTA et appuyées par ÉLL-EBM.

[231] Par ailleurs, la Régie a revu les exemples de codes de conduites soumis par Hydro-Québec et RTA dans le présent dossier.

Pièce <u>C-RTA-0017</u>, p. 3 et 4.

Dossier R-3981-2016 Phase 2, décision D-2017-128.

[232] Elle apporte une attention particulière aux pistes d'amélioration suivantes :

- a) Opportunité de mettre en place un code de conduite du Coordonnateur complet par lui-même et indépendant du Code de conduite du Transporteur et de celui de la société Hydro-Québec.
- b) Inclure les définitions des termes suivants :
 - information confidentielle;
 - traitement préférentiel;
 - fiabilité du transport;
 - conflit d'intérêts.
- c) Prévoir une section traitant des mouvements de personnel au sein de la société Hydro-Québec.
- d) Illustrer les propositions par des exemples.
- e) Prioriser l'application des différents codes de conduite dans la société Hydro-Québec.

[233] Par conséquent, la Régie ordonne à la Demanderesse de revoir le Code de conduite du Coordonnateur et d'en élaborer un nouveau qui tiendrait compte des pistes d'amélioration mentionnées ci-haut et, le cas échéant, de le lui soumettre pour approbation.

4.6 OPINION DE LA RÉGIE EN LIEN AVEC UNE SITUATION DE CONFLIT D'INTÉRÊTS DU DIRECTEUR PRINCIPAL EN FONCTION À LA DPCMÉER

[234] La Régie note l'inquiétude manifestée par RTA sur le fait que monsieur Truong, l'actuel directeur principal de la DPCMÉER, a participé à des négociations afin de « *fixer un tarif* ». Elle note également son allégation à l'effet que sa désignation à titre de Coordonnateur crée un « *conflit apparent d'intérêt important* »¹⁴⁹.

¹⁴⁹ Pièce A-0035, p. 131.

[235] La Régie convient qu'il est déraisonnable d'ignorer l'expérience acquise par un membre du personnel et de croire que cette expérience n'aura pas d'influence dans ses décisions, dans ses fonctions actuelles. Il reste à déterminer si la personne en cause dispose du pouvoir lui permettant de prendre des actions dans son intérêt au détriment de ceux d'un tiers. Dans le cas présent, il s'agit des intérêts d'Hydro-Québec au détriment de ceux de RTA.

[236] Le Coordonnateur « peut, en vertu d'une norme adoptée par la Régie, donner des directives d'exploitation »¹⁵⁰. L'émission d'une directive à RTA pourrait placer le Coordonnateur en situation de conflit. Toutefois, la portée de cette autorité conférée au Coordonnateur est encadrée par la Loi qui prévoit que ces directives ne peuvent se faire que si la Régie l'autorise « en vertu d'une norme adoptée ».

[237] Parce que le Coordonnateur ne peut donner de directives d'exploitation qu'en vertu d'une norme, la Régie juge que, à titre de Coordonnateur dans son rôle « opérationnel », monsieur Truong n'est pas dans une situation de conflit d'intérêts sujette à être préjudiciable à RTA.

[238] Pour ce qui est du rôle « normatif » assumé par le Coordonnateur, il peut déposer une norme de fiabilité afin de la rendre obligatoire et identifier les entités qu'elle vise. Toutefois, il doit déposer à la Régie une évaluation de la pertinence et des impacts des normes qu'il estime nécessaires et c'est à la Régie de décider de leur adoption et de l'approbation du Registre qu'elles visent.

[239] Parce que le Coordonnateur ne peut imposer l'application d'une norme à une entité, sous la forme d'une adoption ou d'approbation, sans l'accord de la Régie, cette dernière juge que, à titre de Coordonnateur dans son rôle « normatif », monsieur Truong n'est pas dans une situation de conflit d'intérêts sujette à être préjudiciable à RTA.

¹⁵⁰ Article 85.13 de la Loi.

5. CONSULTATIONS PRÉALABLES, DOSSIER CONTINU ET GROUPE DE TRAVAIL

5.1 DOSSIER CONTINU

[240] En matière de consultation publique, la Demanderesse demande d'approuver un nouveau processus de consultation relatif aux normes de fiabilité, en instituant un dossier continu, ceci afin de simplifier le volet administratif du traitement des dossiers de norme de fiabilité. Au soutien de sa demande, elle soumet que :

« Le Coordonnateur propose le retrait de l'obligation de tenir des consultations publiques préalables au dépôt de demandes d'adoption de normes de fiabilité afin de présenter l'évaluation préliminaire de la pertinence et des impacts des normes proposées. Le Coordonnateur constate que malgré la diffusion de l'avis par courriel aux entités visées et la publication de l'avis sur le site internet du Coordonnateur, la participation des entités visées aux rencontres d'échanges demeure faible et que peu de commentaires sont envoyés au Coordonnateur pendant la période de consultation. Le Coordonnateur est d'avis que les échanges d'information entre les entités visées, la Régie et le Coordonnateur pendant les séances de travail tenues par la Régie sont plus constructifs. Conséquemment, le Coordonnateur demande à la Régie de lui permettre de ne déposer qu'une évaluation sommaire des impacts et de la pertinence des normes de fiabilité pour chacun des dossiers de normes de fiabilité déposés. Cette évaluation pourra être bonifiée en cours de dossier selon les informations fournies par les participants par le biais de séances de travail convoquées par la Régie où toutes les entités visées pourront venir expliquer leur vision des impacts et de la pertinence des normes »¹⁵¹.

« De plus, par souci d'efficacité et de simplicité, le Coordonnateur propose que le traitement d'adoption des normes de fiabilité s'effectue par le biais d'un dossier continu, lequel simplifierait le volet procédural des dossiers de dépôt des normes de fiabilité à la Régie. Lors d'un prochain dépôt de demande d'adoption de normes de fiabilité, le Coordonnateur entend demander à la Régie l'ouverture d'un dossier continu qui constituerait un véhicule procédural efficient pour traiter les demandes d'adoption de normes et d'approbation du Registre des entités visées par les

Pièce B-0004, p. 6, « Solutions alternatives à la tenue de consultations publiques ».

normes de fiabilité. Le Coordonnateur entend donc déposer les nouveaux projets de normes dans ce seul et même dossier.

Le processus de consultation, imbriqué dans le dossier continu, et tel que suggéré par le Coordonnateur, est décrit à l'annexe jointe à la présente demande »¹⁵².

[241] La Demanderesse soumet également que les séances de consultation publique préalable au dépôt des normes à la Régie s'avèrent peu efficaces et que des séances de travail menées par la Régie dans le cadre de l'examen des dossiers seraient plus constructives. Elle propose la mise en place d'un groupe de travail permanent, incluant des ressources techniques des participants, de la Régie et du Coordonnateur afin de faire progresser les dossiers plus rapidement¹⁵³.

[242] Elle soumet que les échanges d'informations entre les participants, pendant les séances de travail tenues par la Régie, permettent de clarifier de façon efficiente les impacts et la pertinence des normes proposées par le Coordonnateur. Elle présente sa proposition de dossier continu en ces termes :

«[...] le processus de consultation débuterait par l'envoi aux entités visées de l'avis de dépôt dans le Dossier continu à la Régie, ainsi que par la publication des documents proposés. Le processus serait suivi d'une convocation par la Régie des différentes parties à une séance de travail pour identifier, traiter et résoudre les enjeux de texte et de fond, le cas échéant. Selon le Coordonnateur, cette étape peut avantageusement remplacer une étape de consultation publique par écrit.

À l'issue de l'étape des réponses aux engagements souscrits lors de la séance de travail, si la Régie soulève un enjeu, ou retient un enjeu soulevé par une ou plusieurs entités, lequel requerrait une étude approfondie, le Coordonnateur pourrait demander un traitement en deux temps et soumettre une proposition à court terme en vue d'obtenir d'une décision partielle intérimaire de la Régie. Certains autres enjeux pourraient être traités en audience, à la suite de laquelle la Régie rendrait une décision finale [note de bas de page omise] »¹⁵⁴.

[243] À l'égard du dossier continu, elle soumet :

Pièce <u>B-0004</u>, p. 7, dossier continu.

¹⁵³ Pièce B-0011, p. 4.

¹⁵⁴ Pièce <u>B-0011</u>, p. 11 et 12.

« Dans ce contexte, le Coordonnateur propose d'instaurer le Dossier continu, dans lequel les demandes visant l'adoption ou le retrait de normes de fiabilité, les modifications au Registre des entités visées par les normes de fiabilité (« Registre ») et au Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité (« Glossaire »), ainsi que la fixation, la suspension, ou la modification de date de mise en vigueur de normes de fiabilité [note de bas de page omise], seraient traitées » 155.

[244] La Demanderesse précise les gains d'efficience réglementaire qu'un dossier continu pourrait apporter :

« *R1.1* [...]

Des modifications simples ou de forme, telles que les changements dans l'identification d'entités visées ou de leur[s] coordonnées, ainsi que l'ajout ou le retrait de certaines installations, devraient être portés au Registre à l'intérieur d'un court délai afin d'éviter tout impact dans le domaine de la surveillance de l'application des normes de fiabilité. De telles modifications pourraient faire l'objet de décisions partielles de la Régie à cet égard.

<u>Les demandes de modifications complexes, par exemple découlant d'un</u> changement de méthodologie, pourraient être traitées dans un dossier continu ou dans un dossier distinct.

Ce traitement différencié assurerait que le Registre soit approuvé en temps opportun de manière à ce qu'il contienne les données les plus à jour en ce qui concerne l'identification des entités visées et les listes d'installations qui sont assujetties aux normes de fiabilité, tout en assurant un examen approprié d'enjeux plus complexes au besoin »¹⁵⁶.

« R. 1.2.1

Le Coordonnateur estime que les gains seraient principalement liés à la réduction de certains délais réglementaires relatifs au dépôt d'une demande, à la désignation d'une formation de la Régie ainsi qu'à la reconnaissance des intervenants et

Pièce B-0011, p. 11 et 12.

¹⁵⁶ Pièce B-0017, p. 3.

permettrait également toute modification du Registre et du Glossaire en temps opportun par le biais de décisions partielles »¹⁵⁷.

5.1.1 POSITION DES INTERVENANTS

[245] Quant à la durée d'un dossier continu, le Coordonnateur laisse le soin à la Régie d'en décider, mais suggère deux ans à titre indicatif¹⁵⁸.

[246] RTA et ÉLL-EBM sont favorables à l'instauration d'un dossier continu. Ils y voient l'opportunité d'alléger le processus réglementaire d'adoption des normes, notamment à l'égard de la participation des entités visées à leur examen. Cet allègement permettrait de simplifier le processus réglementaire de reconnaissance des intervenants et d'éliminer les débats relatifs aux enjeux, aux budgets et aux remboursements des frais encourus.

[247] RTA dépose, à cet égard, un « document de travail » et une proposition détaillée en lien avec les modalités de traitement d'un dossier continu¹⁵⁹.

[248] Les intervenants appuient également la proposition de la Demanderesse, à savoir la formation d'un groupe de travail permanent dans le cadre de l'examen de normes déposées pour adoption, auquel participeraient les entités visées, le Coordonnateur et le personnel de la Régie.

[249] RTA émet toutefois des réserves quant à l'absence d'une consultation préalable. En audience, elle plaide ce qui suit relativement au groupe de travail et à une consultation préalable :

« Donc, je pense que le groupe de travail, que ce soit préalable au dépôt d'enjeux ou lorsqu'il y a des enjeux, est beaucoup plus efficace qu'une consultation comme on vit actuellement »¹⁶⁰.

Pièce <u>B-0017</u>, p. 4.

¹⁵⁸ Pièce B-0040.

¹⁵⁹ Pièce <u>C-RTA-0016</u>.

¹⁶⁰ Pièce A-0034, p. 141 et 142.

« Même la proposition qui est faite par le Coordonnateur présentement, de dire : nous allons avoir un nouveau régime par lequel il n'y aura pas la consultation avant la Régie, on fera la consultation devant la Régie, on arrivera puis on le déposera. Est-ce qu'on va déposer le sentiment ou la crainte que l'on entretient? Ça fait que ce qu'on va se faire déposer, c'est la version Hydro-Québec. Et ça va être la norme technique Hydro-Québec, ça va être la ligne de surtension d'Hydro-Québec, ça va être la vision unique, monolithique que l'on connaît »¹⁶¹.

[250] Pour sa part, ÉLL-EBM présente, en audience, les avantages de tenir des séances de travail dans le cadre du dossier continu :

« Donc, au niveau du dossier continu, par rapport à ce qui est présentement en place, je pense qu'effectivement l'idée d'avoir des séances de travail, qu'on appelle ça un groupe de travail, séance de travail ou autre, est fort importante.

[...]

Ça permet aux différentes parties de poser leurs questions, de vérifier si elles sont assujetties, pas assujetties, de poser des questions au niveau de la compréhension des normes, du suivi des décisions parce que ça aussi c'est fort important, tout ce qui a été de la mise en place de l'annexe Québec, et caetera.

[...] ce qui est proposé de notre côté, c'est que les commentaires des entités puissent se faire suite à la séance de travail ou rencontre technique parce que, bon, même si on veut essayer de permettre un dialogue continu, on a rien contre ça, au contraire, mais je pense que c'est pas mal plus efficace quand on a à poser certaines questions, demandes d'information, engagements »¹⁶².

[251] À cet égard, la Demanderesse propose la mise en place d'un groupe de travail permanent dans le cadre d'un dossier continu, ce que les intervenants appuient¹⁶³. Elle propose aussi de cesser de tenir une consultation préalable telle que prescrite par la décision D-2011-139.

¹⁶¹ Pièce <u>A-0034</u>, p. 177.

¹⁶² Pièce A-0035, p. 92 à 95.

Pièces B-0004, p. 6, A-0029, p. 219, A-0034, p. 141 et 142, et A-0035, p. 92 à 95.

5.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

[252] D'entrée de jeu, la Régie juge opportun de rappeler qu'elle a déjà rejeté par le passé une proposition du Coordonnateur visant à créer un dossier continu¹⁶⁴.

[253] La Régie retient que les intervenants appuient la proposition de la Demanderesse quant à la mise en place d'un groupe de travail permanent dans le cadre d'un dossier continu.

[254] À cet égard, en ce qui a trait à l'avantage du traitement des demandes du Coordonnateur dans un même dossier, la Régie rappelle que tous les dossiers qui ont traité des demandes du Coordonnateur ou en lien avec sa désignation sont accessibles via un portail dédié de son site internet¹⁶⁵.

[255] Elle rappelle également que les textes des normes NERC, du Glossaire et du Registre qu'elle adopte, ou approuve selon le cas, contiennent une section « Historique » qui permet d'en suivre l'évolution.

[256] La Régie note que le Coordonnateur propose d'intégrer le groupe de travail permanent au processus d'examen continu des demandes qu'il lui dépose¹⁶⁶.

[257] À l'égard de la création d'un dossier continu, la Régie retient le fait que tous les participants appuient cette proposition du Coordonnateur. Ils y voient une opportunité d'alléger les procédures administratives et une réduction des délais associés au traitement des dossiers. De l'avis des participants, les allègements recherchés sont à l'égard des activités suivantes :

- le dépôt d'une demande;
- la désignation d'une formation;
- les demandes d'intervention, incluant les budgets de participation;

Dossier R-4001-2017, décision D-2017-061.

Audiences et décisions/Audiences terminées/Électricité/Fiabilité du réseau de transport.

Pièce B-0004, p. 7.

• les demandes de remboursement des frais.

[258] La Demanderesse considère également qu'un dossier continu comportant un seul numéro présente un avantage en matière de transparence et de compréhension des motifs des demandes du Coordonnateur¹⁶⁷. Quant à ÉLL-EBM, elle y voit une « *certaine mémoire collective de l'ensemble* »¹⁶⁸.

[259] Le Coordonnateur soumet qu'un certain niveau de stabilité en matière de normes est présentement atteint, de telle sorte que certaines de ses demandes ne soulèvent pas d'enjeu et peuvent être traitées sur dossier plus rapidement, dans le cadre d'un dossier continu.

[260] Quant aux demandes de modifications plus complexes, la Demanderesse est d'avis qu'elles peuvent également être traitées dans le cadre d'un dossier continu, en y impliquant le groupe de travail permanent.

[261] La Régie note que les intervenants appuient la notion de « traitement différencié », selon que les demandes soulèvent ou non des enjeux identifiés par les entités visées ou par la Régie. Pour ce qui est des demandes avec enjeux, ils appuient également la proposition de la Demanderesse d'associer le groupe de travail permanent dans leur examen.

[262] La Régie n'est pas convaincue que les dossiers de norme comportant des enjeux de fond seraient mieux servis par un dossier continu et elle considère même que ce type de dossiers seraient une entrave importante au bon déroulement et fonctionnement d'un dossier continu.

[263] Il en résulte que, pour ce qui est de l'examen des demandes soumises par le Coordonnateur comportant un potentiel débat contradictoire, la Régie rejette cette composante de la proposition du Coordonnateur quant au dossier continu et, par ce fait, lui ordonne de déposer ce type de demande dans des dossiers distincts.

[264] Pour ce qui est des demandes du Coordonnateur ne comportant ni enjeux spécifiques ni débat contradictoire potentiel, la Régie partage l'avis des participants à l'effet que des allègements réglementaires peuvent être apportés.

Pièces <u>B-0004</u>, p. 7, <u>B-0017</u>, p. 4, <u>A-0029</u>, p. 220, <u>A-0035</u>, p. 92, et <u>A-0035</u>, p. 183.

¹⁶⁸ Pièce A-0035, p. 92.

[265] À cette fin, elle accueille partiellement la demande de la Demanderesse relative au dossier continu. Ainsi, la Régie accepte de créer un dossier continu, sous la forme d'un projet pilote, aux fins du traitement des demandes du Coordonnateur qui ne présentent aucun enjeu (le Dossier continu) pour des modifications simples ou de forme pour notamment, le Registre pour des changements dans l'identification d'entités visées ou leurs coordonnées ainsi que l'ajout ou le retrait de certaines installations. Ceci servirait à faciliter l'application des normes de fiabilité et servirait aussi à clarifier la surveillance de l'application de ces normes.

[266] La Régie fixe la durée du Dossier continu à trois ans. Au terme de ces trois années, la formation alors saisie du Dossier continu en fera un bilan, à la suite duquel la Régie décidera de l'opportunité, ou non, d'en ouvrir un nouveau ainsi que des modifications à apporter à sa procédure, le cas échéant.

[267] Pour ce motif, la Régie ne donne pas suite à la proposition des participants d'instaurer un groupe de travail permanent dans le cadre d'un dossier continu.

5.2 MÉCANISME DE DÉPÔT DES PROCHAINES NORMES DE FIABILITÉ

[268] Le Coordonnateur présente dans sa preuve un « Mécanisme de dépôt des prochaines normes de fiabilité » (le Mécanisme) et un « Processus de consultation dans le cadre d'un dossier continu » (le Processus). Il soumet ce qui suit :

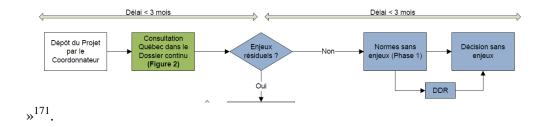
« Le Coordonnateur souligne que le document « Mécanisme de dépôt des prochaines normes de fiabilité » est complémentaire au « Processus de consultation dans le cadre d'un dossier continu ». Le document « Mécanisme de dépôt des prochaines normes de fiabilité » explique brièvement les étapes préparatoires du Coordonnateur en vue d'un dépôt dans le dossier continu, alors que le document « Processus de consultation dans le cadre d'un Dossier continu » explique davantage les modalités et les étapes qui suivent le dépôt des normes dans le cadre du Dossier continu » 169.

¹⁶⁹ Pièce B-0037, R1.1, p. 3 et 4.

[269] Le Coordonnateur y décrit le Mécanisme et le Processus comme suit :

- « Mécanisme de dépôt des prochaines normes de fiabilité
- 1) Le coordonnateur de la fiabilité (le Coordonnateur) désigné par la Régie de l'énergie (la Régie) propose une ou plusieurs normes pour adoption par la Régie. Chaque norme est soit :
 - développée par le Coordonnateur pour l'application spécifique au Québec;
 - développée et approuvée par la NERC ou le NPCC et approuvée par la FERC:
 - développée et approuvée par la NERC ou le NPCC et déposée pour information à la FERC dans le cas des variantes régionales.
- 2) Pour les normes proposées, le Coordonnateur dépose à la Régie :
 - *les traductions*:
 - les documents suivants, au besoin :
 - l'annexe afférente à chaque norme proposée contenant les aspects normatifs à caractères technique et administratif propres à l'Interconnexion du Québec (l'annexe Québec);
 - o les modifications nécessaires au registre des entités et des installations visées par les normes de fiabilité (le Registre);
 - o les modifications au glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le Glossaire);
 - un sommaire descriptif, incluant une évaluation de la pertinence et de l'impact;
 - une demande d'adoption de celles-ci, ainsi qu'au besoin, d'adoption des annexes Québec et d'approbation des modifications au Glossaire et au Registre »¹⁷⁰.
- « Figure 1 : Exemple d'un processus possible d'adoption de normes dans le cadre d'un Dossier continu

¹⁷⁰ Pièce B-0039.



5.2.1 Proposition de RTA

[270] En regard de la proposition du Dossier continu, RTA soumet la proposition suivante :

- « 18. La Régie met en place un dossier continu pour l'examen des Normes (le « Dossier continu »).
- 19. Toute partie intéressée peut s'inscrire au Dossier continu par le biais du Système de dépôt électronique de la Régie (le « SDÉ ») afin de recevoir en temps réel les communications de manière électronique à l'égard (i) des Informations et des Commentaires et (ii) de l'examen de toute Norme.
- 20. Le Dossier continu sert à faciliter l'examen de toute Norme dont le Coordonnateur demande l'adoption et l'application au Québec.
- 21. Le Coordonnateur transmet à la Régie un avis à l'effet qu'il entend demander l'examen d'une Norme dans le cadre du Dossier continu. Cet avis du Coordonnateur est inscrit au Dossier continu.
- 22. Toute entité visée a le droit d'intervenir dans le Dossier continu.
- 23. L'intervention se fait par une simple correspondance adressée à la Régie et déposée au SDÉ précisant la nature de l'intervention, les moyens proposés et les conclusions recherchées, le cas échéant (la « Lettre d'intervention »).
- 24. Toute entité visée peut déposer avec sa Lettre d'intervention un budget de participation (le « Budget de participation »).
- 25. Le statut d'intervenante d'une entité visée qui en fait la demande est accordé par la Régie. Il ne peut être contesté par le Coordonnateur.
- 26. Le Budget de participation ne peut être contesté par le Coordonnateur.
- 27. Toute entité visée ayant le statut d'intervenante a le droit de demander le remboursement de ses frais pour son intervention conformément au Guide de paiement des frais de la Régie.

¹⁷¹ Pièce B-0040.

- 28. Le Coordonnateur ne peut contester la demande de remboursement de frais de l'entité visée.
- 29. Ces frais sont traités par la Régie sur dossier et accordés, en totalité ou en partie, à sa discrétion, après étude de la demande de remboursement de frais de l'entité visée.

[...]

- 31. Si aucune intervention n'est déposée ou qu'aucun enjeu n'est soulevé par une entité visée :
 - a. L'examen de la Norme peut être réglé par la Régie sur dossier;
 - b. En tout état de cause, la Régie peut créer un groupe de travail formé des représentants techniques de la Régie et du Coordonnateur afin d'obtenir toute information additionnelle pouvant servir à l'examen de la Norme, incluant toutes étude et analyse nécessaires pour assurer une meilleure compréhension et une application plus prévisible, le cas échéant, de la Norme en tenant compte des particularités inhérentes et des intérêts du Modèle québécois et de l'ensemble des entités visées (le « Groupe de travail »);
 - c. La Régie dépose au Dossier continu, le cas échéant, un avis à l'effet qu'un Groupe de travail a été créé pour l'examen de la Norme;
 - d. Toute entité visée peut participer aux séances du Groupe de travail en transmettant à la Régie un avis à cet effet;
 - e. Si une entité visée entend participer activement au Dossier continu en raison des enjeux soulevés par le Groupe de travail, elle peut soumettre à la Régie, en tout temps, une Lettre d'intervention et un Budget de participation;
 - f. Si un consensus se développe au sein du Groupe de travail pour régler tout enjeu, la Norme peut alors continuer de faire l'objet d'un examen sur dossier par la Régie;
 - g. Toute partie peut se prévaloir du mécanisme usuel des demandes de renseignements;
 - h. Si aucun consensus ne se développe au sein du Groupe de travail pour régler tout enjeu, l'examen de la Norme se fait alors selon la procédure et le calendrier procédural déterminés par la Régie, incluant la tenue d'une audition »¹⁷².

5.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[271] La Régie constate que les propositions du Coordonnateur et de RTA présentent un point commun à l'effet que le groupe de travail permanent s'inscrit à l'intérieur du processus réglementaire. Or, la Régie a rejeté la proposition principale d'instaurer un dossier continu comme seule structure procédurale. En effet, la Régie a mis en place un projet pilote seulement pour les matières non litigieuses¹⁷³.

[272] Pour ce motif, la Régie rejette les propositions du Coordonnateur et de RTA et demande aux participants, au plus tard dans un délai de quatre mois suivant la publication de la présente décision, de soumettre de nouvelles propositions pour le Dossier continu qui tiendraient compte, notamment, des éléments suivants :

- le Dossier continu a pour but de traiter les demandes du Coordonnateur qui ne présentent aucun enjeu;
- le groupe de travail permanent décidé par la Régie au paragraphe 294 de la présente décision sera mis en place;
- les Demandes devront être accompagnées d'une justification de leur dépôt au Dossier continu;
- dans un délai à déterminer à compter de la date du dépôt de la Demande, la Régie pourrait confirmer sa recevabilité par une correspondance du Secrétariat;
- la Régie accepte de reconnaître d'office les entités inscrites au Registre à titre d'intervenante au Dossier continu;
- dans un délai à déterminer à compter de la date du dépôt d'une Demande, la Régie pourrait accepter de recevoir un budget de participation pour son examen; à défaut de quoi, toute demande ultérieure de remboursement de frais pourrait être rejetée sine die;
- les entités inscrites au Registre approuvé seront reconnues d'office par le Système de dépôt électronique de la Régie et pourront programmer une alerte les avisant de tout dépôt au Dossier continu.

Voir les paragraphes 263, 265 et 266 de la présente décision.

[273] Toutefois, pour les motifs exposés ci-après, la Régie accueille la proposition du Coordonnateur de remplacer les consultations préalables au dépôt de ses demandes, tel qu'ordonné par ses décisions D-2007-95 et D-2011-139, à la suite de la mise en place d'un groupe de travail permanent.

[274] Par ailleurs, en suivi du paragraphe 48 de la décision D-2018-098 rendue dans le cadre du dossier R-4025-2017¹⁷⁴, le Coordonnateur dépose une mise à jour du document « Mécanismes de dépôt des prochaines normes de fiabilité »¹⁷⁵ (les Mécanismes de dépôt) deposé en juin 2011¹⁷⁶.

[275] La Régie note que la proposition du Coordonnateur permet de déposer pour adoption à la Régie les normes développées et approuvées par la NERC et le NPCC et déposées pour information à la FERC dans le cas des variantes régionales, tel que cela a été le cas pour la norme PRC-006-3 adoptée par la décision D-2018-098 et en vigueur au Québec depuis le 1^{er} octobre 2018.

[276] Dans ce contexte, la Régie se déclare satisfaite des modifications proposées par le Coordonnateur aux Mécanismes de dépôt, en suivi de la décision D-2018-098.

[277] Dans une perspective d'améliorer le processus actuel d'adoption des normes de fiabilité, elle rappelle que le Coordonnateur est disposé à déposer à la Régie des documents additionnels par rapport à ceux énoncés aux Mécanismes de dépôt et de modifier le document en conséquence¹⁷⁷.

[278] Par conséquent, la Régie ordonne au Coordonnateur de procéder à la mise à jour des Mécanismes de dépôt afin d'ajouter le dépôt, auprès de la Régie, des normes dans leurs versions française et anglaise, en suivi de modifications et d'une attestation de conformité de leur traduction.

[279] Elle demande au Coordonnateur de déposer, au plus tard le 13 septembre 2019 à midi, les Mécanismes de dépôt modifiés selon l'ordonnance de la présente décision.

Dossier R-4025-2017, décision D-2018-098, p. 14.

¹⁷⁵ Pièce B-0039.

Dossier R-3699-2009, pièce <u>B-0062</u>, et décision <u>D-2011-139</u>, p. 12.

Pièce <u>A-0029</u>, p. 156 et 157.

5.3 RENCONTRES ADMINISTRATIVES D'INFORMATION

[280] ÉLL-EBM plaide en faveur de rencontres annuelles d'information :

«Et je suis toujours surprise, pour avoir participé à différentes rencontres d'information, que le Coordonnateur va donner, avec le NPCC, combien les entités qui sont visées, qui sont inscrites au registre, ne comprennent pas le processus et ne comprennent pas le processus des délibérations devant la Régie et le processus d'intervention.

Je suis toujours surprise de voir qu'elles ne comprennent pas les différents niveaux, et caetera. Et possiblement que le dossier continu, et là, je parle pour d'autres intérêts, mais juste un aparté comme ça, de l'expérience de ce que j'ai pu voir et même d'avoir donné des conférences au niveau de normes de la fiabilité, que le processus n'est pas nécessairement toujours compris des différentes entités. Je comprends qu'elles vont avoir, tout un chacun, des avocats qui vont les représenter, mais je suis souvent surprise de voir que les gens ne comprennent pas nécessairement le processus d'adoption des normes et le processus ensuite, de conformité qui va s'ensuivre.

[...]

Mais sur le rôle qu'on pourrait avoir, par exemple, concernant, justement, les gens qui sont au registre, savoir si la Régie ne devrait pas, de façon administrative, les inviter pour leur expliquer le fonctionnement, le rôle de chacun et particulièrement notre rôle à nous, c'est quoi que la loi nous dit de faire, et caetera, pour que minimalement, ils aient cette information de base.

Je sais que les rencontres qui se font de façon annuelle sont... je pense qu'elles sont très aidantes, là, tant au niveau de ce que le Coordonnateur de la fiabilité fait puis la présence du NPCC aussi dans le cadre de ces rencontres-là. Les explications qui sont données également. Et si, effectivement, on pouvait en faire plus à ce niveau-là, je pense que ça pourrait aider »¹⁷⁸.

[281] La Régie retient la préoccupation d'ÉLL-EBM. Elle est d'avis que, dans le contexte du Québec, il est primordial que les entités disposent d'une information de base à l'égard du rôle de tous et chacun, en vertu de la Loi, et qu'il y a lieu d'améliorer la situation actuelle.

¹⁷⁸ Pièce A-0035, p. 88 à 90.

[282] À cet égard, elle estime que des présentations peuvent être prévues afin d'expliquer le rôle de tous et chacun, tant par le personnel du Coordonnateur, que le personnel de la Régie traitant des dossiers relatifs à la fiabilité du réseau de transport et le personnel de la Régie dans son rôle de surveillance de la conformité et application des normes de fiabilité du transport d'électricité. Cette rencontre serait semblable à l'atelier de travail organisé le 19 juin 2018 par le Coordonnateur.

[283] Par conséquent, la Régie ordonne au Coordonnateur d'organiser au moins une rencontre d'information annuellement à laquelle les entités visées seront invitées, ainsi que le personnel de la NERC et du NPCC. À la suite, de la création du groupe de travail permanent, cette rencontre pourrait y être intégrée.

[284] Elle demande au Coordonnateur de l'informer de façon administrative de la tenue de ces rencontres d'information en suivi de la présente décision et de fournir la liste des personnes présentes à chacune de ces rencontres.

5.4 GROUPE DE TRAVAIL PERMANENT

[285] La Régie retient des témoignages des participants au dossier que l'utilité des séances de consultation préalables aux dossiers est remise en cause et que le forum offert par les séances de travail menées par la Régie est privilégié. À cet égard, la Demanderesse propose la mise en place d'un groupe de travail permanent, dans le cadre d'un dossier continu, ce que les intervenants appuient¹⁷⁹.

[286] La Régie est favorable à la mise en place d'un groupe de travail permanent permettant au Coordonnateur, dans son rôle normatif, et aux entités visées par les normes de fiabilité, sujettes à adoption au Québec, de partager leurs connaissances et commentaires quant à la pertinence et aux impacts de ces normes.

Pièces <u>B-0004</u>, p. 6, <u>A-0029</u>, p. 219, <u>A-0034</u>, p. 141 et 142, et <u>A-0035</u>, p. 92 à 95.

[287] De plus, la Régie est d'avis que ce groupe de travail permanent pourrait également contribuer à l'élaboration de « regional difference for the Quebec Interconnexion » adaptée aux particularités du réseau de transport du Québec, lequel est reconnu par l'industrie en Amérique du Nord, du moins au NPCC, comme étant unique 180. À cet égard, la Régie note la réponse du Coordonnateur à l'effet que 11 normes de la NERC « tiennent compte des spécificités des pratiques et du réseau de l'Interconnexion du Québec » 181.

[288] La Régie retient des propos de RTA, d'ÉLL-EBM et du Coordonnateur que les séances ou groupes de travail qu'elle a elle-même tenus, se sont avérés utiles et plus efficaces que les séances de consultation menées par le Coordonnateur. Elle se félicite de cette situation, mais rappelle qu'il demeure que la mise en place de telles séances est une prérogative de la formation assignée au dossier, qui doit demeurer en tout temps maître de sa procédure.

[289] La Régie note que le Coordonnateur propose d'intégrer un groupe de travail permanent au processus d'examen des demandes que le Coordonnateur lui dépose 182.

[290] La Régie considère que le succès des séances de travail ou groupes de travail repose avant tout sur la participation des personnes qui y assistent et qui en gèrent le déroulement. Elle note que le Coordonnateur s'est assuré de la participation d'experts du réseau québécois dans le même domaine que celui des normes faisant l'objet des Séances de travail, ainsi que, au moins à une reprise, d'un représentant du NPCC.

[291] De leur côté, RTA et ÉLL ont également eu recours à leurs experts. Finalement, la gestion des séances de travail ou groupes de travail a été assumée par le personnel d'une organisation tierce, assurant ainsi la neutralité, l'indépendance et l'impartialité requises.

¹⁸⁰ Pièce <u>A-0034</u>, p. 71 et 7.

¹⁸¹ Pièce B-0017, R7.3, p. 38.

¹⁸² Pièce B-0004, p. 7.

[292] La Régie note, à cet égard, les propos suivants exprimés par le témoin Dupuis en audience :

« Je voudrais rajouter, en ce qui a trait au dossier continu, le grand avantage également de la proposition qu'on fait, c'est de bénéficier de l'encadrement que la Régie offre. Avec un cadre clair, tout le monde sait où qu'ils s'en vont, le calendrier est convenu, les dates sont généralement très bien respectées » 183.

[293] Pour ce qui est du mandat du groupe de travail, la Régie retient le fait que le Coordonnateur, dans son rôle normatif, prévoit recourir au groupe de travail afin de compléter son évaluation de la pertinence et des impacts des normes dont il demandera l'adoption. Le Coordonnateur réalise leur évaluation préliminaire à partir :

- des commentaires reçus par la NERC lors du développement de la norme;
- des informations reçues de la part d'entités visées;
- de l'expertise et de l'expérience du personnel du Coordonnateur découlant de sa présence dans divers comités, notamment au sein du NPCC¹⁸⁴.

[294] La Régie décide de la mise en place d'un groupe de travail permanent et indépendant des activités réglementaires car elle juge qu'il permettrait au Coordonnateur de s'acquitter de cette activité.

[295] La Régie a pris connaissance des propositions soumises par RTA et par ÉLL-EBM. Elle partage, entre autres, leur avis à l'effet que le Coordonnateur doit défendre devant la NERC ou le NPCC les particularités inhérentes et les intérêts du modèle québécois et de l'ensemble des entités visées du Québec. De plus, selon les intervenants, le Coordonnateur devrait informer les entités visées et la Régie des activités en cours à la NERC et au NPCC pouvant avoir des impacts au Québec.

[296] De plus, dans le contexte du dossier continu, la Régie retient que le Coordonnateur compléterait son évaluation, si requise, par un amendement au document du dépôt des normes, à la suite des commentaires soumis par les entités sur le dépôt et de la tenue du groupe de travail.

¹⁸³ Pièce A-0029, p. 221 et 222.

¹⁸⁴ Pièce B-0037, p. 4, R1.2.

[297] À cet égard, la Régie tient d'abord à rappeler les termes de sa décision D-2007-95 portant sur la mise en place de consultations préalables :

« Le processus de consultation proposé par le Transporteur est adéquat, en ce sens qu'il permettra aux entités de participer activement à l'élaboration des normes de fiabilité qui leur seront applicables et ce, avant même leur dépôt à la Régie. Par la suite, le coordonnateur de la fiabilité devra déposer ces normes à la Régie, pour approbation, ce qui donnera l'opportunité aux entités visées par ces normes de fiabilité de faire valoir, s'il y a lieu, leur point de vue sur celles-ci devant la Régie. La Régie juge qu'un tel processus assurera que l'adoption des normes de fiabilité applicables au Québec se fasse en toute transparence et équité.

La Régie ordonne donc au Transporteur de mettre en place un tel processus de consultation auprès de toutes les entités susceptibles d'être visées par l'adoption éventuelle de normes de fiabilité spécifiques au Québec »¹⁸⁵. [nous soulignons]

[298] La Régie était alors d'avis que les entités visées par les normes auxquelles elles seraient soumises participent activement à leur élaboration à travers un processus de consultation. Elle note que les commentaires des intervenants au présent dossier vont encore aujourd'hui dans ce sens¹⁸⁶.

[299] En réponse aux demandes de la Régie, le Coordonnateur commente l'opportunité de former un groupe de travail public, indépendant, permanent et représentatif des entités visées au Québec. À cet égard, il produit de l'information en lien avec les processus suivis par la NERC et le NPCC pour l'élaboration et l'approbation des normes de fiabilité, ainsi que sur l'influence que les membres québécois de l'industrie ont sur les décisions de la NERC et du NPCC¹⁸⁷.

[300] Ainsi, en réponse à une DDR de la Régie, le Coordonnateur précise ce qui suit en lien avec la formation d'un groupe de travail permanent, en amont du processus réglementaire ou en lien avec l'élaboration des normes :

Dossier R-3625-2007, décision <u>D-2007-95</u>, p. 17 et 18.

Pièce <u>C-RTA-0016</u>, p. 2, et <u>A-0035</u>, p. 97 à 99.

¹⁸⁷ Pièces B-0017, R3.2, 7.1 et 7.2, B-0037, R8.1, 8.2 et 8.3, et B-0121, réponse à l'engagement 2.

« 3.2 Veuillez commenter l'opportunité de former un groupe de travail public, indépendant, permanent et représentatif des entités visées au Québec dont les activités seraient en amont de l'élaboration du dossier réglementaire.

R3.2

Le Coordonnateur est d'avis que les consultations publiques actuelles peuvent déjà s'assimiler à un tel groupe de travail, puisque l'ensemble des entités visées sont sollicitées à chaque consultation publique du Coordonnateur, en plus d'être rendues publiques sur le site internet du Coordonnateur [note de bas de page omise].

De plus, le Coordonnateur note que les membres de l'industrie, incluant ceux du Québec, ont déjà l'opportunité de commenter et de voter sur l'adoption des normes de fiabilité par la NERC dont l'objectif principal est la fiabilité des réseaux de transport-production d'électricité de l'Amérique du Nord.

[...]

7.2 Veuillez commenter l'opportunité de créer un groupe permanent de consultation en lien avec l'élaboration des Normes qui soit représentatif de toutes les entités visées au Québec et apte à soumettre, pour ces entités, leurs commentaires et à faire valoir leurs préoccupations auprès des experts en fiabilité.

R7.2 Voir la réponse R3.2 »¹⁸⁸.

[301] Dans le même ordre d'idées, en audience, les représentants du NPCC, messieurs P. A. Fedora¹⁸⁹ et D. Hebert¹⁹⁰, décrivent le mode de fonctionnement de leur organisation sur ses membres et leurs connaissances des particularités du réseau de transport au Québec.

[302] À la suite de l'examen de l'ensemble des éléments de preuve au dossier portant sur le processus de consultation, la Régie fait les constats suivants :

Pièce <u>B-0017</u>, R3.2 et 7.2.

¹⁸⁹ Assistant Vice President of Reliability Services.

¹⁹⁰ Director, Enforcement.

- 1. Le NPCC regroupe environ 80 membres, incluant les provinces du Québec, de l'Ontario et des Maritimes et les états de New York et de la Nouvelle-Angleterre.
- 2. Au sein du NPCC, le Coordonnateur participe aux comités suivants :
 - la DNFCR et la DCMÉ siègent sur le MRC¹⁹¹;
 - la DCMÉ siège au RCC¹⁹²;
 - la DNFCR siège au RSC et sur le CC¹⁹³;
 - la DCMÉ et l'unité SRPI sont présentes sur plusieurs groupes de travail spécialisés.
- 3. La NERC couvre l'ensemble de l'Amérique du Nord et chapeaute les organismes régionaux qui la composent, dont le NPCC.
- 4. Au sein de la NERC, le Coordonnateur participe aux comités suivants :
 - la DCMÉ siège sur le comité d'exploitation;
 - la DNFCR siège sur le comité de rédaction des normes de fiabilité.
- 5. Certaines compagnies mères de membres québécois de l'industrie sont enregistrées pour participer aux votes et à la production de commentaires sur des normes de la NERC (EDF Renewable Energy, HQP, HQT, NextEra Energy et Siemens).
- 6. HQT n'a qu'un seul droit de vote au sein de la NERC.
- 7. HQT participe activement aux comités et groupes de travail technique de la NERC et du NPCC.

[303] Par ailleurs la Régie note qu'il n'est pas prévu que les communications entre la NERC, le NPCC et elle-même se fassent en français.

[304] La Régie conclut de ces constatations que :

- 1. La représentativité du Québec est significative au NPCC et minimale à la NERC.
- 2. La représentativité du Québec à la NERC et au NPCC est, pour l'essentiel, assumée par Hydro-Québec.

MRC : Member representative Committee.

¹⁹² RCC: Reliability Coordinating Committee, (le comité technique de plus haut niveau).

¹⁹³ RSC: Regional Standards Committee; CC: Compliance Committee.

[305] Par ailleurs, le Coordonnateur rappelle que l'entente avec la NERC et le NPCC ne prévoit pas qu'il doive assumer la responsabilité en matière de représentativité des intérêts de l'ensemble du Québec à la NERC ou au NPCC :

« Et au paragraphe précédent, 4.1, la Régie a demandé à la NERC et au NPCC :

4.1 [d]'être attentifs aux commentaires et avis soumis par le coordonnateur de la fiabilité, les transporteurs et les usagers du transport d'électricité [au] Québec.

Quand on dit que le Coordonnateur puis là, je vous l'ai mentionné à plusieurs reprises dans l'entente, les entités, les entités. Quand on vient nous suggérer que c'est le Coordonnateur qui devrait prendre à sa charge, représenter des intérêts variés, c'est pas ce que l'entente dit »¹⁹⁴.

[306] Le Coordonnateur allègue, en s'appuyant sur l'Entente et la Loi, que son rôle s'inscrit plutôt à l'intérieur du cadre suivant :

« Le travail du Coordonnateur, c'est de prendre, d'analyser les normes qui lui sont remises par la NERC et de les déposer à la Régie, en s'assurant qu'au Québec, on est plus rigoureux qu'ailleurs »¹⁹⁵.

[307] Le Coordonnateur soumet enfin que la Régie devrait s'assurer de la pertinence des motifs pour lesquels il propose, le cas échéant, des variantes pour l'application, au Québec, d'une norme de la NERC¹⁹⁶.

[308] La Régie tient à exprimer son désaccord quant à certaines interprétations qui lui ont été soumises en lien avec l'Entente et les rôles normatifs du Coordonnateur.

[309] En matière d'approbation gouvernementale ou d'autorisation gouvernementale, la Régie reproduit ci-après le texte du Décret 443-2009 du 8 avril 2009 l'autorisant à « conclure », et non « approuver », une entente avec la NERC et le NPCC :

¹⁹⁴ Pièce <u>A-0035</u>, p. 68.

¹⁹⁵ Pièce A-0035, p. 68.

¹⁹⁶ Pièce <u>A-0035</u>, p. 69.

« IL EST ORDONNÉ, en conséquence, sur la recommandation du ministre des Ressources naturelles et de la Faune :

QUE la Régie de l'énergie soit autorisée à conclure une entente avec la North American Electric Reliability Corporation et le Northeast Power Coordinating Council, Inc. concernant le développement des normes de fiabilité de transport d'électricité et des procédures et d'un programme de surveillance de l'application de ces normes pour le Québec, laquelle sera substantiellement conforme au texte du projet d'entente joint à la recommandation ministérielle »¹⁹⁷.

[310] A ce sujet, la Régie retient également qu'en réponse à sa demande, le Coordonnateur plaide :

« Pour répondre à votre question relativement à l'autorisation du gouvernement relativement à cette entente-là. J'ai fait déposer au SDÉ il y a quelques minutes le décret du gouvernement qui autorisait cette entente-là.

Vous allez... et j'attire votre attention sur deux choses dans ce décret. Tout d'abord, on y retrouve des « attendus » très très semblables à celles... à ceux de l'entente. Et également, il y a une mention à la fin du texte du décret où on mentionne que cette entente que la Régie... En fait, le gouvernement autorise la Régie à signer une entente avec la NERC et le NPCC et le décret complète en mentionnant que cette entente-là doit être conforme, substantiellement conforme, si ma mémoire est bonne, au document joint au décret » ¹⁹⁸.

[311] La Régie ne partage pas l'interprétation du Coordonnateur. Elle est d'avis qu'il y a une différence entre le fait d'être autorisée à conclure une entente et le fait d'en approuver l'entièreté de son contenu. L'article 85.4 de la Loi lui confère plutôt le pouvoir de conclure une entente. Elle n'impose pas qu'une telle entente soit soumise pour approbation, mais lui impose :

- d'obtenir l'autorisation préalable du gouvernement;
- d'y indiquer la méthode d'établissement de la rémunération et les modalités de paiement pour la réalisation de ses objets.

Pièce <u>A-0035</u>, p. 198 et 199.

¹⁹⁷ Pièce B-0106.

« 85.4. La Régie peut, avec l'autorisation du gouvernement, conclure une entente avec un organisme qui lui démontre son expertise dans les domaines de l'établissement ou de la surveillance de l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité notamment pour :

1° le développement des normes de fiabilité du transport d'électricité applicables au Québec;

2° effectuer des inspections ou des enquêtes prévues à la section II du chapitre III, dans le cadre de plans visant à surveiller l'application des normes de fiabilité;

3° lui fournir des avis ou des recommandations.

L'entente doit indiquer la méthode d'établissement de la rémunération et les modalités de paiement pour la réalisation de ses objets ».

[312] Ainsi, le gouvernement a autorisé la Régie à conclure l'entente qui lui a été présentée, tout en lui laissant la possibilité d'y apporter des modifications, en autant qu'elles soient non substantielles. La compréhension de la Régie est que, dans l'éventualité où des modifications substantielles auraient été apportées ultérieurement, elle se devait de la présenter à nouveau au gouvernement pour obtenir son autorisation de conclure l'entente.

[313] Ceci dit, l'Entente a pour objet la fourniture de services, en matière de normalisation et de surveillance de conformité, par la NERC et le NPCC, à la demande de la Régie. La conclusion de cette entente, à la suite de la signature par le président de la Régie, résulte d'un acte administratif et non réglementaire.

[314] Ainsi, l'Entente n'attribue aucune obligation au Coordonnateur ni aux formations sujettes à se prononcer sur les demandes d'adoption de normes soumises par le Coordonnateur.

[315] Dans sa décision D-2007-95, la Régie voyait dans le processus de consultation proposé par le Transporteur un moyen permettant « *aux entités de participer activement à l'élaboration des normes de fiabilité qui leur seront applicables et ce, avant même leur dépôt à la Régie* »¹⁹⁹. Elle demandait alors au Transporteur de mettre en place un tel processus et motivait sa demande en ces termes :

Dossier R-3625-2007, décision D-2007-95, p. 17 et 18.

« Questionné au sujet des normes élaborées par un organisme reconnu en matière de fiabilité, le Transporteur tient à préciser que les processus en place actuellement au NERC et au NPCC sont ouverts à tous et tiennent obligatoirement compte de tous les commentaires reçus par les participants. Ces processus permettent à tout intervenant situé en Amérique du Nord de faire valoir ses préoccupations auprès des experts en fiabilité. Il n'est donc pas requis de mettre en place un processus consultatif au Québec pour ces normes.

La Régie reconnaît la validité de l'argument avancé par le Transporteur pour les normes élaborées par le NERC ou le NPCC. Toutefois, la Régie partage la préoccupation de ELL/EBMI en ce qui a trait aux normes de fiabilité spécifiques au Québec. Elle estime donc qu'un processus de consultation doit être mis sur pied, afin que toutes les entités susceptibles d'être touchées par les normes de fiabilité obligatoires spécifiques au Québec soient réellement consultées avant le dépôt de ces normes devant la Régie »²⁰⁰.

[316] Selon la Régie, lorsque le Coordonnateur soumet que ce qu'il est tenu de faire consiste à déposer les normes de fiabilité de la NERC pour son approbation, il sous-estime son rôle. En effet, la Loi prévoit que le Coordonnateur doit :

- déposer les normes qu'il estime nécessaires;
- déposer l'impact de ces normes;
- déposer la pertinence de ces normes.

[317] Dans cette optique, la Régie considère que la mise en place d'un groupe de travail permanent est un moyen efficace permettant, non seulement aux entités de participer activement à l'élaboration des normes de fiabilité qui leur seront applicables, mais également au Coordonnateur de préparer adéquatement sa preuve au soutien des demandes d'adoption de normes par la Régie et de représenter adéquatement les intérêts du Québec au sein des organismes de normalisation avec lesquels la Régie a conclu une entente.

[318] Afin de répondre aux différentes préoccupations exprimées précédemment, la Régie est d'avis qu'un tel groupe de travail devrait refléter les caractéristiques suivantes :

²⁰⁰ Dossier R-3625-2007, décision D-2007-95, p. 16.

- a) être coordonné par un tiers indépendant dont l'expérience en matière de fiabilité de réseau est reconnue par l'industrie et désigné par la Régie (le Tiers);
- b) être composé des membres suivants :
 - un représentant du Coordonnateur dans son rôle normatif,
 - un représentant du NPCC,
 - un représentant de la NERC,
 - le personnel technique d'Hydro-Québec, dans les domaines auxquels les normes de fiabilité s'appliquent et siégeant ou ayant siégé sur les comités techniques du NPCC;
 - le personnel technique d'Hydro-Québec, dans les domaines auxquels les normes de fiabilité s'appliquent,
 - des représentants des entités visées par les normes.
- [319] La Régie ordonne au Coordonnateur, au plus tard dans un délai de quatre mois à partir de la date de publication de la présente décision, de lui soumettre une proposition visant la mise en place d'un groupe de travail permanent ayant, entre autres, comme mandat d'établir la pertinence et les impacts des normes de fiabilité soumises à la Régie pour adoption et de représenter le Québec devant les organismes de normalisation avec lesquels la Régie a conclu une entente.
- [320] Par ailleurs, la Régie convoquera une séance de travail avec les participants afin d'amorcer une réflexion sur ce sujet.
- [321] En matière de remboursement des frais encourus par les participants à ce groupe de travail permanent, et hors dossier réglementaire, la Régie est d'avis qu'ils devraient être à leur charge. Toutefois, le remboursement des frais de logistique nécessaire à la tenue des réunions (par exemple, traduction simultanée, location de salles, papeterie, etc.) ainsi que les honoraires et les frais liés à la participation du tiers seraient intégrés aux coûts de l'entente.
- [322] Pour ce qui est de la participation du personnel technique de la Régie à ce groupe de travail, tel que souhaité par les participants, la Régie note les propos suivants du témoin Turcotte :
 - « Oui, tant et aussi longtemps que la Régie peut être partie prenante. Donc, elle [la table de discussions] existe dans sa forme actuelle en amont du processus de dépôt,

mais il manque, comme j'ai dit, un joueur primordial, c'est le personnel technique de la Régie, qu'il puisse avoir connaissance de ce qui est discuté lors de ces groupes de travail.

[...]

Tant que la Régie mal... pas malheureusement, mais c'est un état de fait, tant que la Régie n'est pas saisie d'un dossier, elle ne peut pas envoyer son personnel technique dans ces groupes »²⁰¹.

[323] Ce que la formation commente en ces termes :

«[...] le personnel de la Régie ne peut pas, ne peut pas engager quelque orientation que ce soit, sans une autorisation préalable d'un régisseur ou d'une présidente régisseure »²⁰².

[324] Ainsi, la Régie est d'avis qu'à l'extérieur du cadre de l'examen d'un dossier, son personnel technique ne peut donner d'orientations. Elle est par contre d'avis que cela n'exclut pas la possibilité que son personnel puisse participer aux activités du groupe de travail à titre d'observateur.

[325] La Régie autorise son personnel concerné à participer aux activités du groupe de travail à titre d'observateur.

6. MODÈLE DE FIABILITÉ AU QUÉBEC

6.1 CONTEXTE

[326] Par sa décision D-2017-005 dans le cadre du présent dossier, la Régie juge qu'il est pertinent de faire le point sur le modèle de fiabilité qui a été mis en place au Québec et décide de la tenue d'une phase 2. Elle s'exprime comme suit :

²⁰¹ Pièce A-0029, p. 219 et 220.

²⁰² Pièce <u>A-0029</u>, p. 220.

« [19] La Régie constate que, depuis la première désignation du Coordonnateur il y a 10 ans, les différentes étapes menant à la mise en place d'un régime obligatoire de fiabilité du transport d'électricité au Québec ont été réalisées et que, selon le Registre [note de bas de page omise], 40 entités sont présentement sujettes à l'application des normes de fiabilité déposées par le Coordonnateur et adoptées par la Régie.

[20] La Régie est d'avis qu'il est maintenant pertinent de faire le point sur le modèle de fiabilité qui a été mis en place au Québec. Toutefois, selon elle, il est nécessaire de traiter en priorité la demande visant la modification de la désignation du Coordonnateur, afin de combler un vide réglementaire pouvant potentiellement porter atteinte au processus d'adoption de normes de fiabilité par la Régie.

[21] Par conséquent, la Régie procédera à l'examen de la Demande en deux phases.

[22] La phase 1 fera l'objet d'une audience et portera sur la désignation du Coordonnateur.

[...]

[25] La Régie précisera ultérieurement les enjeux spécifiques à traiter en phase 2 ainsi que la procédure d'examen qu'elle entend suivre à cette fin »²⁰³.

[327] Dans sa décision D-2017-033, la Régie informe les participants de l'objet de la Phase 2 :

« [14] La phase 2 portera, notamment, sur un réexamen du modèle de fiabilité qui a été mis en place au Québec et du modèle relatif au Coordonnateur de la fiabilité au Québec, tel que désigné par la Régie dans ses décisions D-2007-95, D-2010-106 et D-2011-132 » ²⁰⁴. [les notes de bas de page ont été omises]

²⁰³ Décision D-2017-005, p. 7 et 8.

²⁰⁴ Décision D-2017-033, p. 7.

[328] Enfin, par sa décision D-2018-012, la Régie fixe les enjeux parmi lesquels elle identifie celui du « modèle de fiabilité au Québec » et, plus particulièrement, « le niveau de fiabilité recherché »²⁰⁵.

[329] La présente section porte sur l'examen du modèle de fiabilité au Québec et la mise en place du niveau de fiabilité recherché.

6.2 POSITION DU COORDONNATEUR

[330] Le Coordonnateur est d'avis que, depuis 2009, les choses ont évolué. Ainsi, aux fins de définir le champ d'application des normes de la NERC et du NPCC, le modèle de fiabilité ne repose plus sur le réseau Bulk du NPCC mais sur le Bulk Electric System (BES) de la NERC²⁰⁶.

[331] De plus, il soutient que l'Entente, telle qu'approuvée par le gouvernement, repose sur la volonté d'assurer la fiabilité du réseau de transport pour les clients d'HQT, non seulement au niveau des interconnexions avec les réseaux voisins mais également pour l'ensemble de la population du Québec²⁰⁷.

[332] En réponse à la DDR nº 1 de la Régie, le Coordonnateur soumet que :

« Le niveau de fiabilité maintenant attendu est celui prévu aux différentes normes de fiabilité et est le niveau inhérent à un régime de fiabilité obligatoire où chaque entité visée est soumise aux normes de fiabilité et où elles contribuent et participent collectivement au rehaussement de la fiabilité de l'Interconnexion du Québec par leur conformité à ces mêmes normes de fiabilité »²⁰⁸.

²⁰⁵ Décision <u>D-2018-012</u>, p. 12.

²⁰⁶ Pièce <u>A-0035</u>, p. 64 et 65.

²⁰⁷ Pièce A-0035, p. 60 et 61.

²⁰⁸ Pièce B-0017, p. 24.

[333] Dans cette optique, le Coordonnateur réfère à la définition de l'expression « Adequate Level of Reliability » (ALR) de la NERC et soumet que « les normes de fiabilité de la NERC soutiennent un ou plusieurs des principes de fiabilité de la NERC et répondent à un objectif de fiabilité du BES » 209. Il complète en précisant la liste des principes et objectifs des normes de fiabilité, lesquels sont majoritairement applicables au BES :

« Les normes de fiabilité de la NERC ont pour objet de fournir un niveau de fiabilité adéquat défini par les caractéristiques suivantes du BES :

- Le BES est exploité afin de demeurer à l'intérieur des limites acceptables dans des conditions normales;
- Le BES fonctionne de manière acceptable suite à certaines contingences;
- Le BES limite l'impact et la portée de l'instabilité et des interruptions en cascade lorsqu'elles se produisent;
- Les installations du BES sont protégées contre les dommages inacceptables et sont exploitées à l'intérieur des caractéristiques assignées d'une installation;
- L'intégrité du BES peut être restaurée rapidement si celle-ci est perdue; et
- Le BES possède la capacité de répondre en tout temps aux besoins globaux en électricité et en énergie des consommateurs, en tenant compte des indisponibilités programmées et fortuites des composantes du système.

Les normes de fiabilité de la NERC soutiennent un ou plusieurs des principes de fiabilité de la NERC et répondent à un objectif de fiabilité du BES. Les principes de fiabilité, tels que définis par la NERC sont :

- L'exploitation du BES doit être faite de façon coordonnée afin de fonctionner de manière fiable dans les conditions normales et anormales;
- La fréquence et la tension du BES doivent être contrôlées à l'intérieur des limites définies en équilibrant l'offre et la demande d'énergie réelle et réactive;
- Les informations nécessaires pour la planification et l'exploitation du BES doivent être mises à la disposition des entités responsables de la planification et de l'exploitation fiable du système;
- Les plans d'exploitation d'urgence et de remise en charge du BES doivent être élaborés, coordonnés, entretenus et mis en œuvre;

Le Coordonnateur définit BES par système de production-transport d'électricité (pièce <u>B-0017</u>, p. 24).

- Des installations de communication, de surveillance et d'exploitation doivent être fournies, utilisées et entretenues pour les fins de fiabilité du BES;
- Le personnel responsable de la planification et de l'exploitation du BES doit être formé, qualifié et avoir la responsabilité et l'autorité de mettre en œuvre ses mesures;
- La fiabilité du BES doit être évaluée, surveillée et entretenue sur une zone étendue:
- Le BES doit être protégé contre les attaques malveillantes physiques ou cybernétiques »²¹⁰. [les notes de bas de page ont été omises]

[334] Finalement, le Coordonnateur réitère son adhésion à l'ALR et soutient que, dans ce contexte, les normes représentent le bon niveau de fiabilité pour le Québec :

« Le Coordonnateur appuie la définition d'ALR et soutient que les principes de fiabilité mentionnés plus haut sont applicables au Québec. Le Coordonnateur est d'avis que l'ALR prévoit adéquatement les éléments requis et les grands principes pour le développement des normes de fiabilité de la NERC et que les normes représentent le bon niveau de fiabilité attendu pour le réseau de transport principal au Québec, soit l'équivalent du BES aux États-Unis, comme dans les autres juridictions en Amérique du nord »²¹¹.

[335] Par ailleurs, en réponse à une DDR de la Régie, le Coordonnateur précise comment la fiabilité de l'interconnexion du Québec est assurée par la portée de l'application des normes :

« L'application des normes de la NERC vise la fiabilité de l'« Interconnexion » qui s'étend au-delà du Québec et donc du réseau et de la portée de l'article 85.3 de la Loi. Afin de contribuer à la fiabilité de l'« Interconnexion », le Coordonnateur a identifié certaines normes de la NERC devant s'appliquer à la plus grande portée possible (soit le « réseau » ou l'article 85.3 de la Loi), ou pour d'autres normes, à un sous-ensemble particulier de cette portée (soit le « réseau de transport principal »). Ainsi, l'application de certaines normes de la NERC à la plus grande portée possible et d'autres normes à un sous-ensemble particulier de cette portée contribue collectivement à la fiabilité de l'« Interconnexion » »²¹².

²¹⁰ Pièce <u>B-0017</u>, p. 25 et 26, R5.1.

²¹¹ Pièce <u>B-0017</u>, p. 26, R5.1.

²¹² Pièce <u>B-0037</u>, p. 17, R5.3.

[336] En audience, le Coordonnateur illustre l'application des normes dans le contexte de l'exploitation du réseau de transport :

« Alors pour moi c'est important que le Code [de] conduite du Coordonnateur, approuvé par la fiabilité, <u>assure à l'ensemble de la population du Québec un réseau fiable</u>. C'est important pour nous qu'on soit légitimés et qu'on puisse être, de manière très transparente vis-à-vis tous les tiers et affiliés, équitables. C'est important, c'est dans notre rôle et on l'assume »²¹³.

« [...] nous exercions les fonctions de RC, BA et TOP. Donc, à ce titre, nous sommes responsables <u>de l'exploitation fiable d'interconnexions du Québec</u> de manière équitable et non discriminatoire, depuis la première désignation de deux mille sept (2007).

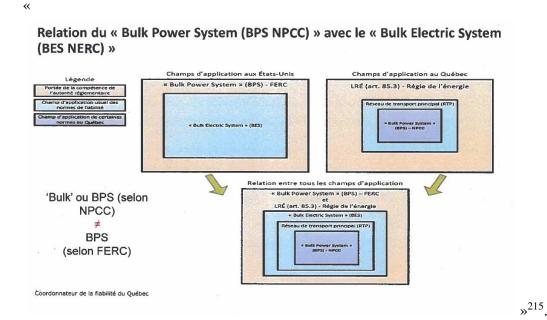
Notre priorité est d'agir dans l'intérêt, toujours, de la fiabilité de la desserte des clients du Transporteur. Et, <u>en premier lieu, celle de la charge locale, c'est-à-dire de la clientèle québécoise</u> »²¹⁴.

[nous soulignons]

[337] Afin d'illustrer le champ d'application des normes de fiabilité, le Coordonnateur présente en audience le schéma suivant, qu'il décrit en ces termes :

²¹³ Pièce <u>A-0029</u>, p. 24.

Pièce <u>A-0029</u>, p. 31 et 32.



« Aux États-Unis, le <u>champ d'application des normes de fiabilité, bien sûr, c'est ce qu'on appelle le bulk power system</u>. Et je vais faire une distinction fondamentale entre le bulk power system, tel que défini par la FERC et le « Bulk Power System », tel que défini par le NPCC. C'est très important, cette dichotomie est très importante pour le contexte et comprendre les champs de référence et d'application des normes de fiabilité.

Première... premier encadré, c'est le champ d'application aux États-Unis. <u>Comme j'ai dit, c'est le BPS FERC</u>. À l'intérieur, le champ d'application des normes de fiabilité, donc le sous-ensemble est le « Bulk Electric System », le BES. On a reflété à votre droite ce qui se passe au Québec. Donc au Québec, le champ de référence c'est bien sûr... a été fixé par le législateur à l'article 85.3 de la Loi sur la Régie de l'énergie, donc on y trouve les niveaux de tension et les producteurs assujettis, qui peuvent être assujettis. Donc, c'est le champ d'application de base.

Maintenant, on a décidé, la Régie a statué, a décidé que c'était <u>le réseau de</u> transport principal qui serait le champ d'application des normes de fiabilité <u>applicables au Québec</u>. Il y a un sous-ensemble qui existe à l'intérieur du RTP et un moindre ensemble, pas en importance, mais dans son contenu, dans la quantité d'installations qu'il vise, c'est le BPS, qui est le « Bulk Power System » du NPCC.

²¹⁵

Donc, c'est important et on a décidé de vous l'illustrer de cette façon en vous mettant une petite mise en garde à votre gauche, qui est : « <u>Le « Bulk » ou BPS, selon le NPCC, n'est pas le BPS de la FERC</u> ». Mais ça, cette nomenclature est fort hasardeuse pour les non initiés, mais nous pensons qu'il fallait vous rectifier le tir pour être certain qu'on puisse parler des bonnes choses.

Donc, la relation entre les deux champs, vous voyez, on a fait une relation... s'il y a une relation à faire entre <u>le BPS de la FERC et le régime québécois, c'est bien sûr avec l'article 85.3 de la Loi sur la Régie</u>. Et il est assimilable, comme champ d'application des normes de fiabilité, le BES américain au RTP québécois, bien sûr, qui a été adopté par la Régie. Et tel que révisé hier par la Régie de l'énergie, notamment »²¹⁶. [nous soulignons]

[338] Le Coordonnateur plaide qu'en s'appuyant sur l'Entente, il est faux de prétendre « que la fiabilité ne bénéficie qu'aux réseaux voisins » ou « que le régime, tout ce qu'il veut éviter, c'est de cascader sur un réseau voisin »²¹⁷.

[339] Il ajoute que le champ d'application des normes de la NERC aux États-Unis est maintenant le BES de la NERC qui, selon lui, est assimilable à l'article 85.3 de la Loi :

« Et je vous réfère au témoignage ici des deux représentants du NPCC qu'on a entendus, monsieur Fedora et monsieur Hebert. Ils nous ont confirmé que le champ d'application des normes de la NERC aux États-Unis ce n'est plus, ce n'est pas le BPS du NPCC. C'est maintenant le BES de la NERC qui est assez semblable à l'article 85.3 de la Loi »²¹⁸.

[340] Ainsi, précise-t-il, si à l'époque, le meilleur outil était le réseau Bulk du NPCC, la FERC l'a depuis rejeté et l'a remplacé par le BES, ou son équivalent en Ontario, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse²¹⁹. Il conclut en ces termes :

« Donc, pour le Coordonnateur, il soutient que la Régie ne devrait pas accepter que la fiabilité au Québec soit moindre que dans d'autres territoires »²²⁰.

²¹⁶ Pièce A-0029, p. 40 à 42.

²¹⁷ Pièce <u>A-0035</u>, p. 60 et 61.

²¹⁸ Pièce <u>A-0035</u>, p. 64.

²¹⁹ Pièce A-0035, p. 65.

²²⁰ Pièce <u>A-0035</u>, p. 72.

[341] En réplique aux propos de RTA relatifs à la fiabilité des réseaux internationaux interconnectés, le Coordonnateur plaide que cette vision n'est pas en opposition avec ce qu'il allègue. Il précise :

« La fiabilité, je ne voulais pas dire que ça ne bénéficiait pas aussi à l'ensemble des réseaux interconnectés. Plus c'est... plus les réseaux... chaque réseau est fiable, plus c'est bon pour les réseaux interconnectés. Donc, ce n'est pas en opposition. Je pense que c'est dans la même mouvance, au contraire de mon confrère » 221.

6.3 POSITION DES INTERVENANTS

[342] ÉLL-EBM n'a formulé aucun commentaire portant sur le niveau de fiabilité recherché par l'imposition de normes de fiabilité au Québec.

[343] RTA allègue, pour sa part, que la motivation du gouvernement pour la mise en place du régime de fiabilité au Québec est sa participation dans les marchés de l'énergie en Amérique du Nord. Dans ses commentaires, RTA cite également la Politique et souligne le motif suivant, alors invoqué pour adhérer à la mise en place des normes obligatoires de fiabilité du transport d'électricité :

« En effet, <u>en tant que participant au grand marché nord-américain de l'électricité</u>, 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 »²²². [nous soulignons]

[344] De plus, RTA soutient que le niveau de fiabilité recherché par le DOE²²³, la FERC, la NERC, le NPCC et la Régie se situe au niveau du réseau interconnecté, ce qui implique la fiabilité de l'Interconnexion du Québec. Elle précise que cette position était également celle d'Hydro-Québec entre 2002 et 2009.

²²¹ Pièce <u>A-0035</u>, p. 198.

²²² Pièce C-RTA-0013, p. 7.

DOE: United States Department of Energy.

[345] Par ailleurs, elle note que depuis 2009, la position du Coordonnateur a évolué et qu'il recherche maintenant un niveau de fiabilité « domestique », lequel, s'il est pertinent à Hydro-Québec, déborde cependant des objectifs visés par les normes obligatoires²²⁴.

[346] RTA allègue que l'objectif de la NERC est, selon le DOE, d'assurer la fiabilité du Bulk Power System (BPS). De plus, RTA ajoute que l'application des normes de fiabilité selon la NERC vise le réseau « Bulk » et les installations d'un réseau de ce type. Elle précise que l'objectif du NPCC en tant qu'organisme de fiabilité est de promouvoir la fiabilité et l'efficience du BPS.

[347] RTA rappelle les différentes définitions utilisées dans l'industrie en lien avec le terme « Bulk »²²⁵ et souligne la constance de l'usage de l'expression « réseau interconnecté de l'Amérique du Nord » au sein de ces définitions. En outre, elle rappelle la définition du réseau « Bulk », telle que reprise par la DCMÉ en 2009 :

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

<u>Réseaux électriques interconnectés</u> 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]

³⁶ R-3699-2009 (Phase 1): HQCMÉ-2, Document 10 révisé, p 34 »²²⁶.

[348] À cet égard, RTA rappelle quelques extraits de décisions passées de la Régie, qui précisent que le niveau de fiabilité recherché cible l'Interconnexion du Québec et les dispositions particulières du modèle québécois ainsi accordées aux producteurs à vocation industrielle (PVI) et conclut en ces termes :

²²⁴ Pièce <u>C-RTA-0013</u>, p. 13 à 15.

Bulk Power System du Energy Policy Act; Bulk Electric System de la NERC (ancienne et nouvelle); Bulk Power System du NPCC et du Coordonnateur.

²²⁶ Pièce C-RTA-0013, p. 11 et 12.

« 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 »²²⁷.

[349] Finalement, dans sa plaidoirie, RTA réitère qu'initialement, le Coordonnateur proposait des normes de fiabilité avec, comme objectif, d'assurer la fiabilité des réseaux interconnectés et que cet objectif est maintenant la fiabilité « domestique » :

« Et je n'ai aucune contestation ou une critique à faire d'Hydro-Québec qu'elle veuille augmenter le niveau de fiabilité pour le réseau local, pour sa charge locale. C'est sa prérogative. Mais qu'elle ne nous l'impose pas par le biais des normes de fiabilité. Et c'est ce qu'elle tente de faire »²²⁸.

6.4 OPINION DE LA RÉGIE

Champ d'application des normes

[350] À l'égard des champs d'application des normes en Amérique du Nord, la Régie juge que les explications fournies en audience par le Coordonnateur étaient parfois confuses, voire contradictoires. Elle constate ainsi que, dans certaines circonstances, le Coordonnateur assimile le BPS à l'article 85.3 de la Loi, alors que, dans d'autres circonstances, c'est le BES qui est semblable à l'article 85.3 de la Loi²²⁹. À cet égard, la Régie convient que la diversité des définitions des acronymes BPS et BES sur lesquelles s'appuie le modèle de fiabilité mis en place en Amérique du Nord contribue à alimenter la confusion²³⁰.

[351] Du témoignage de monsieur Hebert, la Régie retient que la FERC, de par le « *United States Federal Power Act* » (FPA), a juridiction aux États-Unis en matière d'adoption et de mise en application des normes de fiabilité obligatoires ainsi que sur le marché de l'électricité de gros, le transport et le commerce inter-état²³¹.

²²⁷ Pièce C-RTA-0013, p. 14 à 17.

²²⁸ Pièce <u>A-0035</u>, p. 135 et 136.

²²⁹ Pièces <u>A-0029</u>, p. 40, lignes 14 à 18, et <u>A-0035</u>, p. 64, lignes 14 et 15.

²³⁰ Pièce B-0076, p. 17.

Pièce A-0034, p. 17 et 18, texte original: wholesale sales of electricity and transmission and interstate commerce.

[352] Ainsi, le BPS et sa définition trouvent leur origine dans le FPA, soit l'équivalent de la Loi pour la juridiction du Québec. Selon monsieur Damase, bien qu'elle n'en soit pas l'auteur, la définition suivante de BPS prévue au FPA a été adoptée par la FERC :

« Section 215 of United States Federal Power Act (FPA) defines the term "bulk-power system" as:

- (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. <u>The term does not include facilities used in the local distribution of electric energy</u> »²³². [nous soulignons]

[353] La Régie note de la définition précédente de BPS (le BPS-FPA) délimitant la juridiction de la FERC, que cette définition, particulièrement en son élément (B) n'inclut pas la distribution, soit le réseau de distribution alimentant la charge locale. Elle en comprend que le niveau de fiabilité recherché par les normes de fiabilité de la FERC ne peut être la fiabilité d'alimentation de chacun des clients consommateurs d'électricité. En effet, si tel était le cas, les normes de fiabilité devraient également s'appliquer aux installations de distribution et la FERC devrait avoir juridiction sur la distribution.

[354] Pour ce qui est du BES et de sa définition, la Régie retient du témoignage de monsieur Damase qu'en 2007, la FERC a, pour la première fois, adopté plusieurs normes de fiabilité relatives à l'opération et à la planification du réseau de transport²³³ et qu'elle statuait que les normes de fiabilité ne seraient pas applicables au BPS-FPA dans sa totalité, mais au BES, qui correspond à un champ d'application plus restreint.

[355] Elle retient également que la FERC a alors adopté, de façon temporaire, la définition de BES proposée à l'époque par la NERC, laquelle prévoyait une liberté accordée aux organismes régionaux de fiabilité, dont le NPCC, d'élaborer des exigences reflétant les différences régionales jusqu'alors non codifiées. L'adoption de cette définition permettait

Pièces <u>B-0078</u>, p. 3, et <u>A-0034</u>, p. 18, lignes 10 à 16.

²³³ Pièce A-0034, p. 34, lignes 18 et 19.

de donner une assise temporaire à l'application des normes de fiabilité adoptées. La FERC a alors ordonné (*directed*) à la NERC et aux huit régions, incluant le NPCC, de déposer leur propre définition de BES²³⁴.

[356] La Régie retient de plus qu'en 2007, c'est la définition du BPS du NPCC, basée sur l'impact selon la méthodologie consignée au document A-10 du NPCC (la Méthodologie), qui a été déposée²³⁵, mais que cette définition n'était pas suffisante aux fins de l'application des normes de fiabilité, notamment pour ce qui était de l'identification des propriétaires et exploitants d'installation de production visés par les normes de la FERC. Pour y remédier, en 2009, le NPCC a produit le *Compliance Guide Statement* pour une application aux États-Unis. La Régie reproduit ci-dessous la description que monsieur Damase fait du *Compliance Guide Statement*:

« Basically, it stated that generation units of two thousand MVA (2,000 MVA) or above and plants or facilities of seventy-five MVA (75 MVA) or above that are connected to step-up transformers facilities of a hundred KV (100 KV) and above are material to the reliability of the bulk-power system. That's what the Compliance Guidance Statement said »²³⁶.

[357] La Régie retient le fait que, lors du dépôt du *Compliance Guide Statement*, en 2009, le NPCC précisait à la FERC qu'il était applicable aux États-Unis seulement.

[358] Pour ce qui est de l'appréciation de la FERC à l'égard de la Méthodologie proposée par le NPCC, la Régie retient les propos ci-dessous de monsieur Damase :

« Shortly after September [2009], in March of two thousand ten (2010), this is when FERC first proposed, when first officially proposed the Brightline definition of the BES to apply across all regions, including NPCC.

In the Notice of Proposed Rulemaking, FERC proposed a hundred KV (100 KV) Brightline. It did note significant concerns with NPCC's definition. It stated that NPCC was the only region to use an impact-based methodology and not a voltage-based methodology.

Pièce <u>A-0034</u>, p. 36, lignes 3 à 5.

²³⁵ Pièce A-0034, p. 36, lignes 12 et 13.

²³⁶ Pièce <u>A-0034</u>, p. 37, lignes 9 à 16.

It said the list of elements that NPCC provided was not clear, FERC couldn't understand what those elements were, and it also noted that within the US, the balancing authorities applied the methodology differently. Finally, FERC stated that there were significant transmission assets that were excluded from the NERC Reliability Standards »²³⁷.

[359] Elle retient finalement qu'en mai 2010, le NPCC soutenait devant la FERC la proposition de cette dernière en lien avec la définition du terme BES. Cette définition est fondée sur une approche déterministe fixant le seuil de 100 kV comme tension à partir de laquelle le BES (100 kV Brightline) serait défini. Le NPCC poursuit en disant qu'il revenait aux entités enregistrées de démontrer la pertinence de désigner leurs installations à titre de BES ou non²³⁸.

[360] Quant à la définition du BES applicable au Québec, la Régie retient des propos de monsieur Fedora que les différents groupes de travail du NPCC (*Taskforce*) et le RCC²³⁹ ont reconnu que l'approche « étagée »²⁴⁰ alors présentée serait « *une représentation* équivalente de la définition du BES de la NERC pour le réseau du Québec »²⁴¹. Cette approche a été décrite en ces termes par monsieur Fedora :

« As you know, the Quebec system is a synchronism with the rest of the eastern interconnection, so the approach that is used covers for BES in Quebec, includes the BPS elements that are defined by the A-10 criteria for NPCC, as well as certain main transmission system elements that include generating facilities of fifty MVA (50 MVA) or higher and the three hundred and fifteen KV (315 KV) transmission system between these generating facilities in all interconnections with its neighbours.

All standards, NERC standards apply to the BES with some design standards related to the ability of the system to withstand contingency applications limited to the BPS part. And I did look through the record and I did find that the latest A-10 determination for the number of BPS substations within Quebec is thirty-five (35),

²³⁷ Pièce <u>A-0034</u>, p. 38 et 39.

²³⁸ Pièce <u>A-0034</u>, p. 39, lignes 10 à 21.

²³⁹ Reliability Coordinating Committee. (non en preuve mais du <u>site public du NPCC</u>).

²⁴⁰ Texte original anglais: « *tiered* ».

Texte original: « an equivalent representation of the NERC BES definition for the Quebec power system ».

and that spans of audit range from seven sixty-five KV (765 KV), three fifteen KV (315 KV) and two thirty KV (230 KV) to put it in perspective 242 . [nous soulignons]

[361] La Régie constate que la description du « BES Québec » soumise par monsieur Fedora correspond, dans ses grandes lignes, sans pour autant être rigoureusement conforme, à la définition du RTP, dont les installations sont identifiées au Registre déposé par le Coordonnateur. De cette définition, la Régie considère qu'il est important de reprendre la description fournie par monsieur Fedora, qu'elle traduit²⁴³ :

« ainsi, l'approche utilisée aux fins du BES Québec inclut les éléments Bulk tels que définis par le critère A-10 du NPCC ainsi que certains éléments du réseau de transport principal qui incluent les installations de production de 50 MVA ou plus et le réseau de transport 315 kV entre ces installations de production et toutes les interconnexions avec les réseaux voisins ».

[362] La Régie considère que cette description, à défaut de prétendre être complète, a le mérite d'être claire.

[363] Par ailleurs, la Régie note le segment suivant de la conclusion de monsieur Fedora qui confirme que l'approche qui a été présentée au NPCC et décrite précédemment « assure la fiabilité du réseau du Québec » :

« I talked about how NPCC reviewed the Quebec's approach to applying the NERC [BES] definition and found their approach was equivalent and ensured its reliability for the Quebec power system »²⁴⁴.

[364] La Régie note que monsieur Fedora ne peut confirmer que cette présentation, qui s'est tenue en 2015, a donné lieu à ce que l'acceptabilité de l'approche du Québec a alors été entérinée par un vote formel des membres du NPCC à son égard²⁴⁵.

[365] La Régie est d'avis que le dépôt de la teneur de cette présentation et la consignation des constats du NPCC à son égard auraient, notamment, été utiles à ses activités régulières

²⁴² Pièce <u>A-0034</u>, p. 45 et 46.

²⁴³ Pièce <u>A-0034</u>, p. 45.

²⁴⁴ Pièce A-0034, p. 49, lignes 18 à 21.

²⁴⁵ Pièce A-0034, p. 72, lignes 8 à 15.

en lien avec l'examen des demandes du Coordonnateur visant l'approbation du Registre modifié, au cas par cas.

[366] La Régie ordonne au Coordonnateur de lui faire rapport une fois l'an de la teneur de ses demandes et de ses présentations au RCC du NPCC, en lien avec des éléments normatifs à caractère technique pour application spécifique au Québec ainsi que des réponses du NPCC à leur égard, dans le cadre de la demande d'approbation du Registre.

[367] Des témoignages de messieurs Damase et Fedora, la Régie comprend que :

- le BPS, défini par le FPA et adopté par la FERC, définit la portée de la compétence de la FERC et est équivalent à l'article 85.3 de la Loi pour le Ouébec;
- le BES, défini par la NERC et adopté par la FERC pour l'application des normes de fiabilité aux États-Unis, est l'équivalent du RTP défini par le Coordonnateur et approuvé par la Régie relativement à l'application des normes de fiabilité au Québec.

[368] La Régie constate, dans le modèle de fiabilité québécois, que le champ d'application des normes de fiabilité est le RTP. Elle note que ce modèle a été présenté au NPCC et qu'il a été commenté par les experts membres du RCC. Elle considère que ces derniers en ont conclu qu'il est équivalent au modèle en place aux États-Unis et qu'il assure la fiabilité du réseau du Québec.

[369] La Régie observe, par ailleurs, que les champs d'application, tant aux États-Unis qu'au Québec, excluent les réseaux de distribution. Elle constate également, pour ce qui est du Québec, que le RTP ne couvre pas expressément les éléments de transport qui alimentent directement chacun des réseaux de distribution, eux-mêmes alimentés par des postes satellites de transport exploités à des tensions de 69 kV, 120 kV, 230 kV ou 315 kV.

[370] Pour ce qui est du « niveau de fiabilité attendu par la mise en place au Québec d'un régime de fiabilité obligatoire », la Régie rappelle la réponse à la DDR n° 1 produite par le Coordonnateur sur ce sujet :

« 5.1 Veuillez définir le niveau de fiabilité attendu par la mise en place au Québec d'un régime de fiabilité obligatoire.

R5.1

Le Coordonnateur juge approprié de soumettre à la Régie une réponse détaillée à la présente question.

À la suite de la panne d'août 2003, plusieurs approches collaboratives entre les États-Unis et le Canada furent créées. Un groupe de travail a été mis en place, composé de responsables canadiens et américains. Plusieurs recommandations ont été émises par le groupe de travail, 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. Peu après la panne, lors de la réunion du Conseil des ministres de l'Énergie de 2003, des groupes de travail fédéral-provincial-territorial furent créés afin d'harmoniser la mise en œuvre des normes de fiabilité obligatoires élaborées par la NERC⁵. Le gouvernement du Québec a également appuyé cette recommandation et a appliqué cette décision dans sa nouvelle stratégie énergétique⁶.

[...]

Le niveau de <u>fiabilité maintenant attendu est celui prévu aux différentes normes de fiabilité</u> et est le niveau inhérent à un régime de fiabilité obligatoire où chaque entité visée est soumise aux normes de fiabilité et où elles contribuent et participent collectivement au rehaussement de la fiabilité de l'Interconnexion du Québec par leur conformité à ces mêmes normes de fiabilité.

[...] L'ALR identifie et définit les objectifs de performance de fiabilité lesquels déterminent ce que les planificateurs et les exploitants font au quotidien afin de s'assurer que le BES est fiable. [...] »²⁴⁶. [nous soulignons]

[371] La Régie partage la compréhension du Coordonnateur à l'effet que la panne de 2003 est un événement significatif ayant mené à la mise en place du régime de fiabilité obligatoire en Amérique du Nord. Elle reproduit, à cet égard, un extrait du rapport « Après la panne d'électricité : Mise en œuvre de normes de fiabilité obligatoires en matière d'électricité au Canada », auquel le Coordonnateur fait référence dans sa réponse²⁴⁷ :

Pièce <u>B-0017</u>, p. 23 et 24.

Mise en œuvre de normes de fiabilité obligatoires en matière d'électricité au Canada : http://publications.gc.ca/collections/collection_2015/rncan-nrcan/M34-25-1-2015-fra.pdf.

« Le 14 août 2003, la panne d'électricité la plus importante de l'histoire de l'Amérique du Nord s'est produite lorsque 61 800 mégawatts d'énergie électrique ont été perdus en Ontario, en Ohio, au Michigan, en Pennsylvanie, dans l'État de New York, au Vermont, au Massachusetts, au Connecticut et au New Jersey, touchant environ 50 millions de personnes et entraînant, selon les estimations, des pertes économiques de 4 à 10 milliards de dollars américains [note de bas de page omise]. Les répercussions de cet événement ont souligné l'importance de la fiabilité du réseau électrique pour notre société moderne ».

[372] De la réponse du Coordonnateur à la DDR n° 1 relative à la définition du niveau de fiabilité attendu, la Régie constate néanmoins son caractère circulaire, puisque ce qui doit être défini, c'est-à-dire « le niveau de fiabilité attendu par les normes de fiabilité », fait partie intégrante de la définition. Plus particulièrement, elle n'est pas satisfaite de la réponse du Coordonnateur à l'effet que « le niveau de fiabilité attendu est celui prévu aux différentes normes de fiabilité ».

[373] Dans ces circonstances, la Régie réfère à la définition d'ALR de la NERC déposé par le Coordonnateur²⁴⁸, qui se lit comme suit :

« Definition

ALR is the state that the design, planning, and operation of the Bulk Electric System (BES) will achieve when the listed Reliability Performance Objectives are met. Further, Reliability Assessment Objectives included in the definition must be evaluated to assess reliability risk in support of an adequate level of reliability »²⁴⁹.

[374] Dans cette définition, les objectifs auxquels il est fait référence sont les suivants :

- « « The system is controlled to stay within acceptable limits during normal conditions.
 - The system performs acceptably after credible contingencies.
- The system limits the impact and scope of instability and cascading outages when they occur.
- The system's facilities are protected from unacceptable damage by operating them within facility ratings.

²⁴⁸ Pièce <u>B-0038</u>, p. 3.

²⁴⁹ Pièce B-0074, p. 10.

- The system's integrity can be restored promptly if it is lost.
- The system has the ability to supply the aggregate electric power and energy requirements of the electricity consumers at all times, taking into account scheduled and reasonably expected unscheduled outages of system components » »²⁵⁰.

[375] La Régie note du témoignage de monsieur Damase que la définition d'Adequate Level of Reliability de la NERC relève davantage d'une philosophie que d'une véritable définition de ce que l'on pourrait entendre par niveau de fiabilité :

« It is more of a philosophy, it's not a clean definition in the traditional sense of the word.

[...]

[...] but I think it shows that when the team was developing this definition, they understood that this definition is not going to identify any particular outcome or state, it's more of a philosophy 251 .

[376] Toutefois, la Régie retient de la définition de l'ALR, soumise par le Coordonnateur, les objectifs et les principes suivants qui apportent un certain éclairage sur le niveau de fiabilité attendu par les normes :

- le BES limite l'impact et la portée de l'instabilité et des interruptions en cascade lorsqu'elles se produisent;
- l'intégrité du BES peut être restaurée rapidement si elle est perdue;
- le BES possède la capacité de répondre en tout temps aux besoins globaux en électricité et en énergie des consommateurs, en tenant compte des indisponibilités programmées et fortuites des composantes du système;
- le BES doit être protégé contre les attaques malveillantes de nature physique ou cybernétique.

²⁵⁰ Pièce <u>B-0074</u>, p. 11, R3.1.

²⁵¹ Pièce <u>A-0034</u>, p. 47 à 49.

[377] De ces objectifs et principes, la Régie note tout particulièrement l'usage des expressions « interruption en cascade » et « besoins globaux en électricité ». Elle comprend que :

- pour ce qui est de la charge locale, le niveau de fiabilité recherché par la NERC n'est pas d'assurer l'alimentation d'électricité aux consommateurs individuellement mais d'assurer l'alimentation d'électricité aux consommateurs dans leur globalité;
- pour ce qui est du réseau interconnecté, le niveau de fiabilité recherché par la NERC est de limiter l'impact et la portée d'un événement.

[378] Dans sa réplique, le Coordonnateur plaide que la fiabilité est au bénéfice de l'ensemble de la clientèle d'HQT, incluant, entre autres, RTA et la clientèle d'HQD. Il soumet également qu'il n'y a pas opposition entre la fiabilité de chacun des réseaux et la fiabilité des réseaux interconnectés dans le Nord-Est de l'Amérique du Nord²⁵².

[379] Pour ce qui est de la fiabilité des réseaux interconnectés, la Régie rappelle, de la présentation de M. Fedora portant sur le réseau Bulk du NPCC, que l'application de la méthodologie codifiée au document A-10 du NPCC fait en sorte que les membres du NPCC déterminent les installations critiques. La Régie comprend que ces installations sont celles sur lesquelles l'application de certaines contingences pourrait avoir un impact négatif significatif à l'extérieur d'une zone locale ou résulter en un niveau de perte de charge supérieur à ce qui est jugé acceptable pour la zone affectée.

[380] Par ailleurs, la Régie rappelle également la réponse du Coordonnateur portant sur la notion de « zone » pour ce qui est du Québec :

« Le Coordonnateur est d'avis que l'interprétation de la phrase « zone prédéterminée par études » au Québec n'est pas différente qu'ailleurs en Amérique du Nord.

Donc, bien que l'exploitant au Québec cherche également à éviter les Pertes Successives, il accepte, sous certaines circonstances moins probables, de s'exposer à certains incidents lorsque des études préalables permettent de fixer la portée de l'impact de cet incident à une zone.

-

²⁵² Pièce A-0035, p. 198.

D'ailleurs, le Coordonnateur estime important de revenir à la définition de l'ALR. Le premier objectif est de prévenir les « instability, uncontrolled separation, Cascading or voltage collapse. » Le Coordonnateur souligne que ces quatre éléments sont pertinents et qu'il en tient compte dans son exploitation fiable du réseau du Québec »²⁵³.

[381] L	a Régie	retient	des j	propos	de	monsieur	Fedora	que,	contormé	ment	à la
Méthodo	ologie, le	NPCC	évalu	e que 3	85 pc	ostes (sub	station) a	au Qu	ébec expl	oités	à des
tensions	de 765	5 kV, 31	5 kV	ou 230) kV	seraient	critiques	à la	fiabilité	du r	éseau
intercon	necté ²⁵⁴ .										

[382] De ce témoignage, la Régie constate que le niveau de fiabilité recherché par le régime de fiabilité obligatoire mis en place en Amérique du Nord par la NERC et le NPCC cible prioritairement la fiabilité du réseau interconnecté du continent et que, de ce fait, chacun de ces réseaux en bénéficie.

[383] La Régie retient principalement des objectifs référés par la NERC dans la définition de l'ALR les objectifs suivants, qui qualifient concrètement le niveau de fiabilité recherché par les normes de la NERC :

- lorsqu'ils se produisent, les impacts et la portée de l'instabilité et des interruptions en cascade doivent être limités de façon à ne pas affecter significativement l'intégrité du réseau interconnecté;
- le réseau interconnecté doit avoir la capacité de répondre en tout temps aux besoins globaux en électricité et en énergie des consommateurs.

[384] La Régie comprend du témoignage de M. Fedora et de la preuve que le réseau interconnecté dont il est question ci-haut est formé des éléments suivants : le BES aux États-Unis et le RTP pour le Québec. Pour ce qui est du RTP, réseau asynchrone avec celui des États-Unis, il est constitué des éléments Bulk du NPCC, des installations exploitées à

24

²⁵³ Pièce <u>B-0074</u>, p. 13.

²⁵⁴ Pièce A-0034, p. 45 et 46.

315 kV et plus et des interconnexions entre le Québec et les réseaux voisins. Ce réseau est l'équivalent du BES, selon le NPCC.

[385] La Régie partage, à cet égard, l'avis exprimé par le Coordonnateur selon lequel la fiabilité du réseau interconnecté est au bénéfice de tous les consommateurs d'énergie en Amérique du Nord, incluant ceux du Québec²⁵⁵.

[386] À cet égard, la Régie note les propos suivants tenus par le Coordonnateur en plaidoirie :

« Le travail du Coordonnateur, c'est de prendre, d'analyser les normes qui lui sont remises par la NERC et de les déposer à la Régie, en s'assurant qu'au Québec, <u>on</u> est plus rigoureux qu'ailleurs »²⁵⁶. [nous soulignons]

[387] La Régie constate que le Coordonnateur s'attribue la mission de s'assurer « qu'au Québec on [soit] plus rigoureux qu'ailleurs ».

[388] La Régie trouve surprenant que le Coordonnateur, une direction d'Hydro-Québec, soumette ces propos dans le cadre de l'examen du niveau de fiabilité recherché par la mise en place du régime de fiabilité obligatoire au Québec dans un contexte d'harmonisation avec les réseaux interconnectés.

[389] La Régie rappelle à la Demanderesse le passage de la *Stratégie énergétique du Québec 2006-2015* ayant amené le gouvernement à réglementer la fiabilité du transport au Québec :

« Moderniser le cadre législatif et réglementaire

[...]

3) harmoniser le régime de normes de fiabilité du transport d'électricité avec celui de nos partenaires nord-américains

 $[\ldots]$

²⁵⁵ Pièce A-0035, p. 198.

²⁵⁶ Pièce A-0035, p. 68.

- Le gouvernement définit actuellement le cadre institutionnel et réglementaire qui permettra de donner suite à la recommandation du groupe de travail Canada—États-Unis. Un processus analogue a été entamé aux États-Unis, en septembre 2005.
- Les initiatives du Québec seront harmonisées avec celles du gouvernement fédéral et des autres provinces. Le Conseil des ministres de l'énergie du Canada a mandaté un groupe de travail fédéral provincial-territorial à cette fin.
- Le gouvernement compte doter la Régie de l'énergie des pouvoirs nécessaires à l'application des normes obligatoires de fiabilité pour le transport de l'électricité, et ce, <u>dans un cadre qui respectera les compétences et les intérêts du Québec</u> »²⁵⁷. [nous soulignons]

[390] La Régie retient de ce passage une volonté d'harmonisation avec les partenaires nord-américains dans un cadre respectant les compétences et les intérêts du Québec et elle note que rien n'indique un objectif visant à être « plus rigoureux » que le régime de fiabilité obligatoire en place en Amérique du Nord.

[391] La Régie comprend, des modifications de la Loi de 2006 quant au régime de fiabilité du transport d'électricité, que ces dernières affirment le respect de la juridiction du Québec, de ses intérêts et de ses particularités. La Régie le constate notamment dans ces dispositions de la Loi :

- ce n'est pas l'organisme ayant conclu une entente avec la Régie qui dépose les normes de fiabilité pour application au Québec, mais le Coordonnateur (article 85.6 (1) de la Loi);
- le Coordonnateur dépose une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées pour application au Québec (article 85.6 (2) de la Loi);
- Le Coordonnateur dépose pour approbation un registre identifiant les entités visées par les normes applicables au Québec (article 85.6 (3) de la Loi).

[392] En matière d'intérêt pour le Québec, la Régie retient que, selon le Coordonnateur, les normes de fiabilité sont au bénéfice de tous les clients du Transporteur, soit les entités marchandes d'électricité de gros et HQD.

²⁵⁷ *La Stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, p. 96, 98 et 99.

[393] En ce qui a trait aux consommateurs québécois, la Régie comprend, entre autres, que le Coordonnateur détermine une valeur limite de perte de charge permettant de s'assurer de la fiabilité du réseau du Québec et, de ce fait, du réseau interconnecté de l'Amérique du Nord et de la charge locale au Québec.

[394] La Régie ordonne au Coordonnateur de déposer le niveau maximal de perte de charge au Québec sur lequel le modèle de fiabilité qu'il propose est fondé et, le cas échéant, les motifs à son appui. À défaut, la Régie lui ordonne de soumettre une proposition en lien avec la fixation d'un tel niveau.

[395] La Régie ayant exprimé ses constats, conclusions et avis (les Conclusions) relativement aux termes Bulk de la FPA ou BPS de la FERC, BES de la NERC, Bulk du NPCC, RTP et ALR, elle constate que ces termes sont fondamentaux en matière de normes de fiabilité obligatoires, lesquelles sont sujettes à leur adoption pour leur application au Québec. Or, ces termes sont parfois absents du Glossaire ou, lorsque présents, leurs définitions française ou anglaise peuvent ne pas avoir suivi l'évolution du modèle de fiabilité maintenant en place en Amérique du Nord et au Québec.

[396] Pour ce motif, la Régie demande au Coordonnateur d'apporter les modifications suivantes au Glossaire (les Modifications) :

Ajouter :

- le terme « Bulk Power System » et sa définition en usage aux États-Unis;
- le terme « Adequate Level of Reliability » et sa définition selon la NERC:
- o le terme « niveau de fiabilité recherché pour l'Interconnexion du Québec » et en proposer une définition qui tient compte des Conclusions;
- o le terme « réseau interconnecté d'Amérique du Nord » et en proposer une définition.
- Revoir et proposer, le cas échéant, une modification aux éléments suivants du Glossaire :
 - o la traduction du terme « Bulk Electric System » et sa définition;

- o la traduction du terme « Système de production transport » et sa définition;
- o la traduction du terme « réseau de transport principal » et sa définition.
- Soumettre les Modifications, pour adoption par la Régie, au plus tard dans les quatre mois suivant la date de publication de la présente décision.

[397] La Régie crée une phase 3 au présent dossier dans laquelle tous les suivis demandés devront être déposés.

7. DEMANDE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[398] Le Coordonnateur demande le traitement confidentiel des renseignements caviardés présentés aux pièces B-0116 et B-0122, également déposées sous pli confidentiel comme pièces B-0115 et B-0121, ainsi que les renseignements contenus à la pièce B-0110, pour une durée indéterminée.

[399] Dans sa déclaration sous serment, madame Caroline Dupuis indique que ces renseignements, considérés par le Coordonnateur comme étant de nature confidentielle, fournissent les noms des interconnexions « Bulk ». Les documents confidentiels contiennent des informations de la nature de celle identifiée par la FERC dans son ordonnance nº 630 du 21 février 2003 et dans les ordonnances subséquentes. Les installations visées par les documents confidentiels sont sujettes au même type de sécurité.

[400] Le Coordonnateur, préoccupé par la sécurité des installations du réseau de transport principal, soumet que le caractère confidentiel de ces renseignements devrait être reconnu et protégé par la Régie. Par conséquent, il lui demande de se prévaloir des dispositions de l'article 30 de la Loi pour interdire toute divulgation des renseignements caviardés présentés aux pièces B-0116 et B-0122, également déposées sous pli confidentiel comme pièces B-0115 et B-0121, ainsi que les renseignements contenus à la pièce B-0110.

[401] Pour les motifs invoqués dans la déclaration sous serment de madame Caroline Dupuis, la Régie accueille la demande du Coordonnateur quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés présentés aux pièces B-0116 et B-0122,

également déposées sous pli confidentiel comme pièces B-0115 et B-0121, ainsi que les renseignements contenus à la pièce B-0110. Elle en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée indéterminée.

8. DEMANDE DE PAIEMENT DE FRAIS

[402] Dans sa demande de remboursement de frais, RTA rappelle son statut d'entité visée par les normes de fiabilité et ses contributions à l'examen du présent dossier. Elle souligne que le calcul de ses frais tient compte du fait que les sujets traités lors de la Phase 2 du dossier se sont avérés plus importants et complexes que ce qui avait été annoncé dans la décision D-2017-077²⁵⁸. Par ailleurs, RTA précise que la présente demande de remboursement de frais inclut non seulement les honoraires encourus pour les phases 1 et 2 du présent dossier, mais également des honoraires engagés pour faire le suivi des engagements souscrits par le NPCC lors de l'audience.

[403] De plus, RTA informe la Régie qu'elle a retiré près de 48 % de la valeur de ses honoraires internes et externes pour défendre ses intérêts privés. De plus, elle précise que le temps d'un membre du panel de RTA n'a pas été imputé au dossier, bien qu'il ait contribué de manière importante à la préparation de la DDR de RTA, des commentaires et des propositions de RTA et qu'il ait eu une participation active lors de l'audience.

[404] Compte tenu de ce qui précède, RTA soumet que son intervention et ses représentations dans le présent dossier ont été effectuées dans l'intérêt public du modèle de fiabilité québécois et que la totalité de sa demande de frais devrait lui être accordée.

[405] Dans sa lettre portant sur la demande de remboursement de frais de RTA, le Coordonnateur indique que, bien qu'il s'en remette à la Régie dans l'appréciation du caractère raisonnable et utile de l'intervention de RTA, il souhaite toutefois lui faire part de certains constats. D'une part, le nombre d'heures réclamées pour ses avocats est très élevé (263 heures), considérant notamment le nombre d'heures d'audience mentionné (19 heures). D'autre part, certaines DDR très détaillées ont requis un effort très important du Coordonnateur, bien que RTA n'a pratiquement fait aucun usage de ces informations,

²⁵⁸ Décision D-2017-077.

ni en audience ni dans ses représentations, cette dernière ayant mentionné des craintes à caractère général par rapport aux échanges d'informations.

[406] En vertu de l'article 36 de la Loi, la Régie peut, notamment, ordonner le versement de frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

[407] Le Règlement ainsi que le *Guide de paiement des frais 2012*²⁵⁹ (le Guide) encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer, sans limiter son pouvoir discrétionnaire de juger de l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations et du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus.

[408] La Régie évalue le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés en tenant compte des critères prévus à l'article 15 du Guide. Elle évalue également l'utilité de la participation des intervenants en tenant compte des critères prévus à l'article 16 du Guide.

[409] La demande de paiement de frais soumise par ÉLL-EBM pour sa participation au présent dossier s'élève à 14 667,20 \$ et celle soumise par RTA s'élève à 70 867,50 \$.

[410] La Régie a pris note des commentaires du Coordonnateur relativement aux frais demandés par RTA. Elle juge néanmoins que ces informations lui ont été utiles dans l'examen du dossier. Par contre, Elle ajuste les frais réclamés par RTA pour tenir compte du nombre effectif d'heures d'audience.

[411] Les frais admissibles de RTA ont été calculés en tenant compte du nombre d'heures effectif d'audience et non du nombre d'heures réclamé (16,75 h *versus* 19,0 h), comme le démontre le tableau suivant :

Guide de paiement des frais 2012.

TABLEAU	2
----------------	---

Audience	Début	Suspension	Total	Dîner	Admissible
24/10/2019	9:05	15:37	6,5 h	1,25 h	5,25 h
25/10/2019	9:00	15:30	6,5 h	1 h	5,5 h
26/10/2019	9:00	15:50	7 h	1 h	6 h
			20 h	3,25 h	16,75 h

[412] Par ailleurs, les frais admissibles ne sont pas ajustés pour le nombre d'heures substantiel de préparation des avocats, puisque la demande de frais démontre que l'analyse du dossier repose essentiellement sur deux des trois avocats au dossier.

[413] En conséquence, la Régie juge que la participation d'ÉLL-EBM et de RTA a été utile à ses délibérations et que les frais réclamés sont raisonnables. Le tableau suivant fait état des frais réclamés, admissibles et octroyés.

TABLEAU 3
FRAIS RÉCLAMÉS, FRAIS ADMISSIBLES ET FRAIS OCTROYÉS
(TAXES INCLUSES)

Intervenant	Frais réclamés (\$)	Frais admissibles (\$)	Frais octroyés (\$)
ÉLL-EBM	14 667,20	14 667,20	14 667,20
RTA	70 867,50	70 293,75	70 293,75
Total	85 534,70	84 960,95	84 960,95

[414] En conséquence, la Régie octroie la totalité des frais admissibles à ÉLL-EBM et à RTA.

[415] Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

REJETTE la Demande de réouverture déposée par RTA;

CONCLUT ne pas avoir la compétence de créer un ISO à titre de coordonnateur de la fiabilité au Québec;

MAINTIENT la désignation provisoire de la DPCMÉER à titre de Coordonnateur de la fiabilité au Québec exprimée dans sa décision D-2017-033;

ORDONNE au Coordonnateur de la fiabilité, au plus tard dans un délai de quatre mois à partir de la publication de la présente décision, de soumettre une proposition, notamment par une structure organisationnelle, visant à éviter de le placer dans les situations potentielles de conflit d'intérêts relevées par la Régie dans la présente décision;

ACCUEILLE partiellement la demande de la Demanderesse relative au dossier continu en créant un projet pilote d'une durée de trois ans;

ACCUEILLE la demande du Coordonnateur quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés présentés aux pièces B-0116 et B-0122, également déposées sous pli confidentiel comme pièces B-0115 et B-0121, ainsi que les renseignements contenus à la pièce B-0110 et en **INTERDIT** la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée indéterminée;

OCTROIE la totalité des frais admissibles à ÉLL-EBM et à RTA;

ORDONNE au Coordonnateur de se conformer à tous les éléments décisionnels de la présente décision.

Marc Turgeon Régisseur