

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2016-034

R-3906-2014

9 mars 2016

---

**PRÉSENTS :**

Marc Turgeon

Louise Rozon

Françoise Gagnon

Régisseurs

---

**Hydro-Québec**

Demanderesse

et

**Observateurs dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision en suivi de la décision D-2015-198 et sur les demandes de paiement de frais**

*Demande d'Hydro-Québec par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec visant l'adoption de normes de fiabilité*



**Observateurs :**

**Énergie La Lièvre s.e.c. et Énergie renouvelable Brookfield s.e.c. (ÉLL-ÉRB);  
Rio Tinto Alcan inc. (RTA).**

**LEXIQUE**

## NORMES DE FIABILITÉ :

NORME EOP	Préparation et exploitation en situation d'urgence <i>(Emergency Preparedness and Operations)</i>
NORME IRO	Exploitation et coordination, fiabilité de l'Interconnexion <i>(Interconnection Reliability Operations and Coordination)</i>

## 1. CONTEXTE

[1] Le 14 août 2014, Hydro-Québec, par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie dans ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité au Québec (le Coordonnateur), dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), pour adoption, six normes de fiabilité de la North American Electric Reliability Corporation (la NERC) et leurs annexes<sup>1</sup>, ainsi que des modifications apportées au glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le Glossaire).

[2] Cette demande fait suite à la décision D-2014-048 rendue le 20 mars 2014 dans le cadre du dossier R-3699-2009 Phase 1, dans laquelle la Régie demandait au Coordonnateur d'entreprendre un processus de consultation publique pour ces six normes et de les déposer par la suite, pour adoption, dans le cadre d'un nouveau dossier<sup>2</sup>.

[3] Le 18 septembre 2014, le Coordonnateur amende sa preuve en modifiant, entre autres, le libellé de l'exigence E18 de la norme EOP-005-2.

[4] Le 31 octobre 2014, la Régie transmet une demande de renseignements au Coordonnateur, à laquelle il répond le 7 novembre 2014. Le 13 novembre 2014, le Coordonnateur dépose une version corrigée des six normes, comprenant des modifications de nature cléricale relatives à la concordance entre les textes dans leurs versions française et anglaise.

[5] Le 17 novembre 2014, ÉLL-ÉRB et RTA déposent leurs observations, auxquelles le Coordonnateur répond le 21 novembre 2014.

[6] Le 17 décembre 2014, ÉLL-ÉRB dépose une demande de paiement de frais. Le Coordonnateur commente cette demande le 19 décembre 2014 et ÉLL-ÉRB répond à ces commentaires le 22 décembre 2014.

---

<sup>1</sup> Normes EOP-005-2, EOP-006-2, EOP-008-1, IRO-005-3.1a, MOD-004-1 et PER-003-1.

<sup>2</sup> Décision D-2014-048, p. 41, par. 184 et 185.

[7] Avec ses observations du 17 novembre 2014, RTA demande à la Régie l'autorisation de lui soumettre une demande de paiement de frais, ce que la Régie lui accorde le 9 décembre 2015<sup>3</sup>.

[8] Le 21 décembre 2015, RTA dépose sa demande de paiement de frais, que le Coordonnateur commente le 22 janvier 2016. RTA répond à ces commentaires le 1<sup>er</sup> février 2016.

[9] Par ailleurs, dans sa décision D-2015-059 rendue le 4 mai 2015<sup>4</sup>, la Régie se prononce sur plusieurs enjeux génériques relatifs aux normes de fiabilité et autres enjeux relatifs au Glossaire ainsi qu'au registre des entités visées par les normes de fiabilité (le Registre).

[10] Le 4 décembre 2015, par sa décision D-2015-195<sup>5</sup>, la Régie accueille la demande du Coordonnateur visant à retirer les fonctions *négociants* (PSE) et *responsables des échanges* (IA) et approuve un nouveau Registre modifié en conséquence.

[11] Dans le cadre du présent dossier, le 9 décembre 2015, la Régie rend sa décision D-2015-198 (la Décision) par laquelle, entre autres, elle adopte et fixe la date d'entrée en vigueur de trois des six normes de fiabilité faisant l'objet du dossier, en rejette une et demande au Coordonnateur de déposer, pour adoption, les normes de la NERC EOP-005-2 et IRO-005-3.1a et leurs annexes modifiées selon les ordonnances alors émises.

[12] Dans cette même décision, la Régie accueille la demande de modification du Glossaire et demande au Coordonnateur de le déposer de nouveau, en faisant référence, à la section « Historique des versions », aux éléments ayant fait l'objet de la Décision.

[13] Le 18 décembre 2015, le Coordonnateur répond à ces demandes de la Régie et dépose les normes EOP-005-2 et IRO-005-3.1a et leur annexe (Annexe) respective ainsi que le Glossaire, dans leurs versions française et anglaise<sup>6</sup>.

---

<sup>3</sup> Décision D-2015-198, p. 43, par. 156.

<sup>4</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1.

<sup>5</sup> Dossier R-3936-2015.

<sup>6</sup> Pièces B-0029, B-0030, B-0031 et B-0032.

[14] Dans la présente décision, la Régie traite de la demande d'adoption des normes de la NERC EOP-005-2 et IRO-005-3.1a et de leur Annexe respective, dans leurs versions française et anglaise, ainsi que du Glossaire. Elle traite également de la demande de fixation de la date d'entrée en vigueur des normes de la NERC EOP-005-2 et IRO-005-3.1a et de leur Annexe respective ainsi que des demandes de paiement de frais soumises par ÉLL-ÉRB et RTA.

## 2. SUIVI DE LA DÉCISION

[15] Dans la Décision, les demandes de la Régie visent les Annexes des normes de la NERC EOP-005-2 et IRO-005-3.1a et le Glossaire.

[16] Pour la norme EOP-005-2<sup>7</sup>, la Régie s'exprime comme suit dans la Décision :

*« [66] En conséquence, la Régie demande au Coordonnateur de codifier à l'Annexe de la norme EOP-005-2 la disposition particulière suivante, applicable à l'exigence E18, afin de tenir compte de ce qui précède :*

*Disposition particulière applicable à l'exigence E18 :*

*Seuls les exploitants d'installation de production requise pour la remise en charge du réseau et identifiée au plan de remise en charge de l'exploitant de réseau de transport, sont visés par l'exigence E18.*

*Specific provision applicable to requirement R18 :*

*Only Generator Operators with facilities required for system restoration, and identified in the Transmission Operator restoration plan, are subject to requirement R18 »<sup>8</sup>.*

---

<sup>7</sup> Norme EOP-005-2 : « Remise en charge du réseau à partir des ressources à démarrage autonome ».

<sup>8</sup> Décision D-2015-198, p. 22.

[17] La Régie est satisfaite des libellés de l'Annexe de la norme EOP-005-2, déposée dans ses versions française et anglaise<sup>9</sup>.

**[18] Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC EOP-005-2 et son Annexe, dans leurs versions française et anglaise, telles que déposées par le Coordonnateur en suivi de la Décision.**

[19] Dans un premier temps, la Régie s'exprime comme suit dans la Décision, au sujet de la norme IRO-005-3.1a<sup>10</sup> :

*« [91] Par ailleurs, la Régie a rendu sa décision dans le cadre du dossier R-3936-2015, dans laquelle elle a accepté la demande de retrait du Registre des fonctions PSE et IA ainsi que des entités exerçant ces fonctions<sup>75</sup>. Compte tenu de ces modifications apportées au Registre et acceptées par la Régie depuis le dépôt de la norme IRO-005-3.1a et de son Annexe dans le présent dossier, la Régie demande au Coordonnateur de lui indiquer, avec justification, s'il y a lieu de modifier la section relative aux fonctions de l'Annexe de la norme IRO-005-3.1a, le cas échéant, au plus tard le 23 décembre 2015.*

<sup>75</sup> *Dossier-R-393[6]-2015, décision D-2015-195, p. 3 et 8, par. 1 et 30 »<sup>11</sup>.*

[20] Le Coordonnateur répond comme suit à cette demande :

*« [...] le Coordonnateur de la fiabilité propose de retirer la disposition particulière visant à exclure les négociants de la section « Applicabilité » par souci d'uniformité avec les autres normes adoptées contenant de telles références et avec les normes en vigueur dans les autres juridictions. Par ailleurs, tel que l'indique la Régie dans la décision finale D-2015-195 du dossier R-3936-2015, en l'absence de la fonction « négociant » au Registre des entités visées par les normes de fiabilité, toute exigence visant cette fonction devient sans effet [note de bas de page omise], rendant ainsi cette disposition particulière superflue »<sup>12</sup>.*

---

<sup>9</sup> Pièces B-0029 et B-0030, norme EOP-005-2 et son Annexe.

<sup>10</sup> Norme IRO-005-3.1a : « Coordination de la fiabilité – Exploitation de la journée en cours ».

<sup>11</sup> Décision D-2015-198, p. 27.

<sup>12</sup> Pièce B-0027, p. 2.



[21] La Régie est satisfaite de la justification fournie par le Coordonnateur et accueille la proposition de retirer la disposition particulière de l'Annexe relative à la fonction de *négociants* (PSE).

[22] Dans un second temps, la Régie demande ce qui suit dans la Décision :

*« [109] Compte tenu de ce qui précède, la Régie demande au Coordonnateur de codifier la disposition particulière suivante à l'Annexe de la norme IRO-005-3.1a :*

*Dispositions particulières concernant les installations de production à vocation industrielle applicables aux exigences E1.1, E1.2, E1.3, E1.4, E1.5, E1.8 et E1.9 :*

*Le Coordonnateur de la fiabilité n'est pas tenu de surveiller les paramètres énoncés aux exigences E1.1, E1.2, E1.3, E1.4, E1.5, E1.8 et E1.9 pour les installations de production qui sont principalement utilisées pour alimenter des charges industrielles. Cependant, il doit surveiller ces paramètres aux points de raccordement du réseau des entités possédant des installations de production à vocation industrielle.*

*Specific provisions regarding facilities for industrial use applicable to requirements R1.1, R1.2, R1.3, R1.4, R1.5, R1.8 and R1.9 :*

*The Reliability Coordinator is not required to monitor the parameters specified in requirements R1.1, R1.2, R1.3, R1.4, R1.5, R1.8 and R1.9 for generation facilities that are used mainly to supply industrial loads. However, it shall monitor those parameters at the connection points of the system of entities owning generation facilities for industrial use »<sup>13</sup>.*

[23] La Régie est satisfaite des libellés de l'Annexe de la norme IRO-005-3.1a, déposée dans ses versions française et anglaise<sup>14</sup>.

---

<sup>13</sup> Décision D-2015-198, p. 32.

<sup>14</sup> Pièces B-0029 et B-0030, norme IRO-005-3.1a et son Annexe.

**[24] Par conséquent, la Régie adopte la norme de la NERC IRO-005-3.1a et son Annexe, dans leurs versions française et anglaise, telles que déposées par le Coordonnateur en suivi de la Décision.**

[25] Pour ce qui est du Glossaire, la Régie demande au Coordonnateur de compléter la section « Historique des versions » (l’Historique) de ses versions française et anglaise, en y indiquant la référence à sa décision d’adoption initiale et sa date d’adoption<sup>15</sup>. La Régie demande également au Coordonnateur d’y indiquer la référence à la décision accueillant la demande de modifications apportées au Glossaire ainsi que les modifications en question et la date de cette décision dont elles ont fait l’objet. Elle fournit un modèle à cet effet.

[26] La Régie constate que les libellés de l’Historique, dans les versions française et anglaise du Glossaire, sont conformes à sa demande.

[27] Par ailleurs, la Régie constate que la note en bas de chaque page du Glossaire, faisant référence à la décision d’adoption du Glossaire par la Régie a été supprimée dans les versions française et anglaise du Glossaire. À cet égard, elle est d’avis que, par la mention des références à la décision d’adoption initiale ainsi qu’aux décisions subséquentes portant sur des modifications à apporter au Glossaire, l’Historique permet de consigner adéquatement l’adoption du Glossaire et ses mises à jour. **Par conséquent, la Régie accepte le retrait des libellés en français et en anglais des notes en bas de page du Glossaire reproduits ci-dessous :**

*« Adopté par la Régie de l’énergie (D-2015-098) : 23 juin 2015. »<sup>16</sup>.*

*« Adopted by the Régie de l’énergie (D-2015-098): June 23, 2015. »<sup>17</sup>.*

**[28] Pour ces motifs, la Régie se déclare satisfaite des versions française et anglaise du Glossaire déposées par le Coordonnateur le 18 décembre 2015<sup>18</sup>, en suivi de la Décision.**

---

<sup>15</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision D-2015-098, 23 juin 2015.

<sup>16</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, pièce B-160, HQCMÉ-6, document 5.

<sup>17</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, pièce B-160, HQCMÉ-6, document 6.

<sup>18</sup> Pièces B-0031 et B-0032.

### 3. DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR DES NORMES EOP-005-2 ET IRO-005-3.1a

[29] En vertu de l'article 85.7 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>19</sup>, le Coordonnateur demande également que la Régie fixe la date d'entrée en vigueur des normes EOP-005-2 et IRO-005-3.1a et de leur Annexe respective qui seraient adoptées par la Régie<sup>20</sup>.

[30] Dans la présente décision, la Régie adopte les normes de la NERC EOP-005-2 et IRO-005-3.1a et leur Annexe respective.

[31] Selon le libellé de la section A. 4. « Applicabilité » de ces normes de la NERC, ces dernières sont applicables aux entités exerçant les fonctions identifiées au tableau suivant :

**TABLEAU 1**  
**FONCTIONS VISÉES PAR LES NORMES**

<b>EOP-005-2</b>	<b>IRO-005-3.1a</b>
<i>Exploitant de réseau de transport (TOP)</i>	<i>Coordonnateur de la fiabilité (RC)</i>
<i>Exploitant d'installation de production (GOP)</i>	<i>Responsable de l'équilibrage (BA)</i>
<i>Propriétaire d'installation de transport (TOP) désigné dans le plan de remise en charge de l'exploitant de réseau de transport</i>	<i>Exploitant de réseau de transport (TOP)</i>
<i>Distributeur (DP) désigné dans le plan de remise en charge de l'exploitant de réseau de transport</i>	<i>Fournisseur de service de transport (TSP)</i>
	<i>Exploitant d'installation de production (GOP)</i>
	<i>Responsable de l'approvisionnement (LSE)</i>
	<i>Négociant (PSE)</i>

<sup>19</sup> RLRQ, c. R-6.01.

<sup>20</sup> Pièce B-0015, p. 3.

[32] Toutefois, à la lecture des exigences de la norme EOP-005-2 et de son Annexe, la Régie conclut, en ce qui a trait aux *exploitants d'installation de production* (GOP), que seuls ceux ayant une *ressource à démarrage autonome* ou requise pour la remise en charge du réseau et identifiée au plan de remise en charge de l'*exploitant de réseau de transport* (TOP) sont visés.

[33] À cet égard, selon la preuve du Coordonnateur, les plans de remise en charge ne prévoient pas la participation d'autres installations que celles d'Hydro-Québec qui, par ailleurs, applique déjà ces normes de façon volontaire depuis leur entrée en vigueur aux États-Unis le 1<sup>er</sup> juillet 2013<sup>21</sup>. Dans la Décision, la Régie fixe au 1<sup>er</sup> avril 2016 l'entrée en vigueur de la norme EOP-006-2<sup>22</sup>. Dans ces circonstances et dans une perspective d'harmonisation avec le régime américain, la Régie est d'avis qu'il est opportun de mettre en vigueur la norme EOP-005-2 à la même date.

**[34] Par conséquent, considérant qu'Hydro-Québec se conforme déjà à cette norme sur une base volontaire, la Régie fixe au 1<sup>er</sup> avril 2016 l'entrée en vigueur de la norme de la NERC EOP-005-2 et de son Annexe dans le cadre d'un régime obligatoire de fiabilité, sans application de sanctions pour le moment.**

[35] Dans sa décision D-2015-195, la Régie s'exprime comme suit au sujet des entités exerçant les fonctions visées par la norme IRO-005-3.1a, dont notamment les *négociants* (PSE) :

« [33] En lien avec les 16 normes de fiabilité contenant des références aux fonctions retirées [négociant (PSE) et responsable des échanges (IA)], la Régie convient qu'en l'absence au Registre de l'identification d'entités visées par les fonctions retirées, toute exigence visant ces fonctions devient, en pratique, sans effet »<sup>23</sup>.

[36] Dans sa preuve, le Coordonnateur précise que cette norme est associée aux normes IRO-008-1, IRO-009-1 et IRO-010-1a qui comprennent des exigences remplaçant des exigences supprimées de la version 2 de la norme IRO-005<sup>24</sup>. Il ajoute que la plupart des exigences de la norme IRO-005-3.1a visent seulement le Coordonnateur et que les autres

---

<sup>21</sup> Pièce B-0005, p. 4.

<sup>22</sup> Norme EOP-006-2 : « *Coordination de la remise en charge du réseau* ».

<sup>23</sup> Dossier R-3936-2015, décision D-2015-195, p. 9.

<sup>24</sup> Pièce B-0007, p. 1.

fonctions applicables ne sont essentiellement visées que par une seule exigence, qui est de portée générale et reflète les pratiques normales de l'industrie en matière de respect des limites de transit<sup>25</sup>.

[37] Le Coordonnateur considère que la norme IRO-005-3.1a est une norme de premier plan pour la fiabilité de l'Interconnexion du Québec et en qualifie l'impact sur les entités visées comme étant « faible », puisqu'il s'agit de mettre en application une pratique normale de l'industrie<sup>26</sup>.

[38] En réponse à la demande de renseignements de la Régie, le Coordonnateur s'exprime comme suit :

*« Les exigences retirées de la norme IRO-005 ont été migrées, avec modification, principalement vers la norme IRO-009-1 qui concerne spécifiquement l'exploitation du réseau à l'intérieur des limites IROL. Les exigences de la norme IRO-009-1 visent seulement le coordonnateur de la fiabilité et celui-ci respecte déjà cette norme en vigueur aux États-Unis depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2011. L'impact sur la fiabilité du transport d'électricité de remettre la décision sur la date d'entrée en vigueur de la norme IRO-005-3.1a au moment de la décision sur la date d'entrée en vigueur des normes IRO-008-1, IRO-009-1 et IRO-010-1a est donc nul. Le Coordonnateur est d'avis que ces normes devraient entrer en vigueur à la même date puisqu'elles font partie d'un même projet de refonte effectué par la NERC en 2010 »<sup>27</sup>. [nous soulignons]*

[39] À la suite de l'examen des exigences de la norme IRO-005-3.1a, la Régie convient qu'elles visent principalement le Coordonnateur dans ses fonctions de *coordonnateur de la fiabilité* (RC), de *responsable de l'équilibrage* (BA) et d'*exploitant de réseau de transport* (TOP) et retient que cette norme est une norme de « *premier plan pour la fiabilité de l'Interconnexion Québec* ».

[40] Par ailleurs, la Régie est d'avis que l'objectif de fixer à la même date l'entrée en vigueur de plusieurs normes de fiabilité faisant l'objet d'un même projet de refonte est louable, mais ne peut justifier, à lui seul, le report de l'entrée en vigueur d'une norme. En effet, la Régie retient que l'impact de reporter l'entrée en vigueur de la norme

---

<sup>25</sup> Pièce B-0007, p. 2 et 3.

<sup>26</sup> Pièce B-0007, p. 1 à 3.

<sup>27</sup> Pièce B-0021, p. 6.

IRO-005-3.1a est nul puisque, d'une part, le Coordonnateur, principale entité visée par cette norme, ainsi que les autres fonctions assumées par Hydro-Québec, s'y conforment déjà et que, d'autre part, l'exigence de portée générale visant d'autres entités reflète une pratique normale de l'industrie déjà en application. Par ailleurs, la Régie note, de la preuve, que les exigences de la norme IRO-005-2 ont été migrées, avec modification, principalement vers la norme IRO-009-1 visant uniquement le Coordonnateur, qui s'y conforme déjà.

[41] De plus, la Régie constate que les normes IRO-008-1, IRO-009-1 et IRO-010-1a ont été déposées, pour adoption, dans le cadre du dossier R-3949-2015.

[42] Dans ces circonstances et dans une perspective d'harmonisation avec le régime américain, la Régie est d'avis que la norme IRO-005-3.1a peut être mise en vigueur sans que les normes associées IRO-008-1, IRO-009-1 et IRO-010-1a ne le soient.

[43] **Par conséquent, la Régie fixe au 1<sup>er</sup> avril 2016 la date d'entrée en vigueur de la norme de la NERC IRO-005-3.1a et de son Annexe, dans le cadre d'un régime obligatoire de fiabilité, sans application de sanctions pour le moment.**

[44] **La Régie fixe au 16 mars 2016 la date du dépôt des normes et de leur Annexe respective mises en vigueur dans la présente décision, modifiées afin d'y indiquer leur date d'adoption ainsi que leur date d'entrée en vigueur, telle que fixées dans la présente décision.**

#### **4. DEMANDE DE PAIEMENT DE FRAIS**

[45] ÉLL-ÉRB dépose sa demande de paiement de frais au montant de 2 564,70 \$, en faisant valoir que le présent dossier « *découle du dossier R-3699-2009* » et que la Régie devrait permettre le remboursement de frais, comme elle l'a fait dans le dossier principal<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> Pièce D-0005.

[46] Le Coordonnateur commente la demande d'ÉLL-ÉRB en réitérant la position qu'il a exprimée dans sa réplique, soumettant qu'ÉLL-ÉRB ne s'est pas prévalu de son droit de participer à la consultation publique QC-2014-01<sup>29</sup>. Il soutient que les observations qu'ÉLL-ÉRB a soumises dans le cadre du présent dossier auraient dû faire l'objet de la période de commentaires prévue au processus de consultation publique. Le Coordonnateur rappelle également qu'une personne intéressée qui soumet des observations à la Régie ne devrait pas s'attendre à être remboursée pour ses frais et réfère, à cet égard, à plusieurs décisions de la Régie<sup>30</sup>. De plus, il ajoute que « *les éléments apportés par ÉLL-[ÉRB] n'ont rien de nouveau et sont allégués dans un seul intérêt privé* »<sup>31</sup>.

[47] ÉLL-ÉRB réplique au Coordonnateur et précise que l'avis transmis par la Régie autorisant le dépôt de commentaires n'était pas conditionnel à une participation au processus de consultation publique initié par le Coordonnateur. Il ajoute qu'une entité visée pourrait ne pas avoir de commentaires à formuler dans le cadre d'une consultation publique, mais en avoir lors du dépôt de la preuve par le Coordonnateur dans le cadre d'un dossier à la Régie<sup>32</sup>.

[48] RTA dépose une demande de remboursement de frais au montant de 7 789,89 \$ en faisant valoir que son intervention a été utile dans le dossier pour l'ensemble des entités visées ayant des fonctions assujetties aux normes, dont les producteurs à vocation industrielle. En particulier, elle allègue que sa participation au dossier a permis à la Régie de « *considérer et de retenir plusieurs autres facteurs pertinents à l'adoption de normes de fiabilité dans le contexte de notre modèle québécois [...]* »<sup>33</sup>. RTA ajoute que plusieurs commentaires qu'elle a transmis dans le présent dossier ont été également soumis à la Régie lors de la réouverture d'enquête à l'automne 2014 dans le dossier R-3699-2009. Enfin, elle précise que l'analyse technique préparée a été des plus « *pertinente[s] aux fins de formuler des recommandations précises et pragmatiques à la Régie, lesquelles se sont avérées utiles à la Régie pour en arriver à ses conclusions* »<sup>34</sup>.

---

<sup>29</sup> Pièce B-0026, p. 1.

<sup>30</sup> Pièce B-0026, p. 1 et 2.

<sup>31</sup> Pièce B-0026, p. 3.

<sup>32</sup> Pièce D-0006.

<sup>33</sup> Pièce D-0007, p. 1.

<sup>34</sup> Pièce D-0007, p. 2.

[49] Le Coordonnateur commente la demande de RTA et rappelle que cette dernière ne s'est pas prévalu de son droit de participer à la consultation publique QC-2014-01 tenue dans le cadre de projet de dépôt des normes faisant l'objet du présent dossier. Il rappelle le paragraphe 184 de la décision D-2014-048<sup>35</sup> qui invitait les entités visées à participer à la consultation publique à être tenue pour les normes traitées dans le présent dossier, afin de faire valoir leurs positions<sup>36</sup>.

[50] De plus, le Coordonnateur fait valoir également ce qui suit :

*« Le Coordonnateur est d'avis que la participation à la consultation publique améliore l'efficacité du processus réglementaire. La décision de s'écarter du forum privilégié par la Régie n'est pas sans conséquence et ne doit pas être récompensée. RTA possède une expérience, une expertise et des ressources importantes. Si RTA décide de procéder à des analyses et des représentations, les frais associés à de telles observations écrites ne doivent pas être à la charge de l'ensemble des consommateurs d'électricité. Les éléments apportés par RTA dans ses observations n'ont, de l'avis du Coordonnateur, rien de nouveau et sont allégués principalement dans un intérêt privé »<sup>37</sup>.*

[51] RTA réplique au Coordonnateur en précisant qu'il serait inconcevable qu'une entité ne puisse faire des commentaires à la Régie dans le cadre de toute demande d'adoption de normes, qu'elle ait ou non participé au processus de consultation. De plus, elle rappelle que le Coordonnateur avait accepté sa proposition relative à l'exigence E18 de la norme EOP-005-2 et n'a pourtant pas donné suite à cet engagement dans le présent dossier. Il en va de même pour la codification manquante à l'Annexe de la norme IRO-005-3.1a d'une disposition particulière afin d'y intégrer les éléments de la section 2.17 du registre des installations visées, tel que demandé par la suite dans la Décision.

[52] Enfin, RTA conclut que sa contribution dans le présent dossier s'est avérée utile.

---

<sup>35</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1.

<sup>36</sup> Pièce B-0034, p. 2.

<sup>37</sup> *Ibid.*



[53] La Régie rappelle que sa décision D-2015-059, rendue en mai 2015 dans le cadre du dossier R-3699-2009, a disposé de plusieurs enjeux, dont ceux traités par ÉLL-ÉRB et RTA dans le présent dossier. Toutefois, au moment où les observations de ces personnes intéressées ont été déposées, en novembre 2014, la Régie n'avait pas encore traité de ces enjeux et ne s'était donc pas encore prononcée sur certains principes.

[54] Par conséquent, la Régie considère qu'il était alors approprié qu'ÉLL-ÉRB et RTA déposent des observations dans la perspective des débats tenus dans le cadre du dossier R-3699-2009, alors que la décision D-2015-059 n'était pas encore rendue.

[55] Compte tenu de ce qui précède, la Régie juge approprié, dans les circonstances, d'octroyer à ÉLL-ÉRB et à RTA les frais réclamés et jugés admissibles.

[56] Le tableau suivant présente les frais réclamés, les frais admissibles et les frais octroyés dans le cadre du présent dossier.

**TABLEAU 2**  
**FRAIS DES PERSONNES INTÉRESSÉES**

<b>Personnes intéressées</b>	<b>Frais réclamés (\$)</b>	<b>Frais admissibles (\$)</b>	<b>Frais octroyés (\$)</b>
ÉLL-ÉRB	2 564,70	2 564,70	2 564,70
RTA	7 789,89	6 723,84 <sup>38</sup>	6 723,84
<b>Total</b>	<b>10 354,59</b>	<b>9 288,54</b>	<b>9 288,54</b>

[57] **Pour ces motifs,**

### **La Régie de l'énergie :**

**ADOpte** les normes de la NERC EOP-005-2 et IRO-005-3.1a ainsi que leur Annexe respective, dans leurs versions française et anglaise;

---

<sup>38</sup> Correction du taux horaire applicable aux analystes internes et de l'allocation forfaitaire associée.

**SE DÉCLARE** satisfaite des versions française et anglaise du Glossaire déposées par le Coordonnateur en suivi de la décision D-2015-198;

**FIXE** au **1<sup>er</sup> avril 2016** la date d'entrée en vigueur au Québec des normes de la NERC EOP-005-2 et IRO-005-3.1a ainsi que leur Annexe respective, dans le cadre d'un régime obligatoire de fiabilité, sans l'application de sanctions pour le moment;

**FIXE** au **16 mars 2016** la date de dépôt des normes et de leur Annexe respective mises en vigueur dans la présente décision, modifiées afin d'y indiquer leur date d'adoption ainsi que leur date d'entrée en vigueur;

**OCTROIE** à ÉLL-ÉRB et RTA les frais indiqués au tableau 2 de la présente décision;

**ORDONNE** au Coordonnateur d'effectuer, dans un délai de 30 jours, le paiement des frais octroyés par la présente décision à ÉLL-ÉRB et RTA.

Marc Turgeon  
Régisseur

Louise Rozon  
Régisseur

Françoise Gagnon  
Régisseur

**Représentants :**

**Énergie La Lièvre s.e.c. et Énergie renouvelable Brookfield s.e.c. (ÉLL-ÉRB)  
représenté par M<sup>e</sup> Paule Hamelin;**

**Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Jean-Oliver Tremblay et M<sup>e</sup> Gourami  
Kakhadze;**

**Rio Tinto Alcan inc. (RTA) représentée par M<sup>e</sup> Pierre D. Grenier.**