

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2019-178

R-3997-2016

19 décembre 2019

---

**PRÉSENTE :**

Françoise Gagnon  
Régisseur

---

**Hydro-Québec**  
Demanderesse

et

**Intervenante dont le nom apparaît ci-après**

---

**Décision finale, sur les frais et sur les demandes  
d'ordonnance de traitement confidentiel**

*Demande d'adoption de cinq normes de fiabilité*



**Demanderesse :**

**Hydro-Québec**  
**représentée par M<sup>e</sup> Jean-Olivier Tremblay.**

**Intervenante :**

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

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>5</b>
<b>2. NORME MOD-031-2 .....</b>	<b>10</b>
<b>3. ENJEU RELATIF AUX DONNÉES À FOURNIR PAR RTA EN TANT QUE DP-PVI .....</b>	<b>12</b>
3.1 Période de consultation .....	12
3.2 Commentaires.....	13
3.3 Séances de travail .....	14
3.4 Position du Coordonnateur.....	20
3.5 Position de RTA .....	23
3.6 Options examinées à l’audience .....	29
3.7 Opinion de la Régie.....	33
<b>4. ADOPTION DE LA NORME .....</b>	<b>38</b>
<b>5. MODIFICATIONS AU GLOSSAIRE .....</b>	<b>39</b>
<b>6. DATE D’ENTRÉE EN VIGUEUR DE LA NORME ET DATE DE RETRAIT DES NORMES REMPLACÉES.....</b>	<b>39</b>
<b>7. DEMANDE DE REMBOURSEMENT DE FRAIS .....</b>	<b>41</b>
<b>8. ORDONNANCE DE CONFIDENTIALITÉ .....</b>	<b>43</b>
<b>DISPOSITIF .....</b>	<b>45</b>
<b>LISTE DES ACRONYMES.....</b>	<b>49</b>

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 22 décembre 2016, Hydro-Québec, par sa direction Contrôle des mouvements d'énergie, dans ses fonctions de *Coordonnateur de la fiabilité au Québec* (le Coordonnateur), en vertu des articles 31 (5°), 85.2, 85.6 et 85.7 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi) soumet à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande visant, entre autres, l'adoption des normes de fiabilité EOP-011-1, MOD-031-2, PRC-004-5(i), PRC-010-2 et PRC-026-1 ainsi que leur annexe Québec respective (Annexe Québec), dans leurs versions française et anglaise<sup>2</sup>.

[2] Le 16 janvier 2017, le Coordonnateur dépose une demande amendée visant le retrait des normes MOD-016-1.1, MOD-017-0.1, MOD-018-0, MOD-019-0.1 et MOD-021-1 (les Normes MOD) à la suite de l'adoption éventuelle de la norme MOD-031-2 (la Norme)<sup>3</sup>.

[3] Le 14 février 2017, la Régie rend sa décision D-2017-015<sup>4</sup> par laquelle elle adopte les normes de fiabilité EOP-011-1, PRC-004-5(i) et PRC-010-2.

[4] Les 3 et 26 mai 2017, la Régie tient des séances de travail auxquelles le Coordonnateur et RTA participent et qui portent, entre autres, sur la Norme. Les réponses aux engagements souscrits par les parties sont déposées les 11 et 12 mai ainsi que les 6 et 9 juin 2017<sup>5</sup>.

[5] Le 12 mai 2017, le Coordonnateur dépose également les textes de la Norme et son Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise<sup>6</sup>.

[6] Le 5 juin 2017, le Coordonnateur dépose de nouvelles modifications au Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le Glossaire) liées à l'adoption de la Norme<sup>7</sup>.

---

<sup>1</sup> [RLRQ, c. R-6.01](#).

<sup>2</sup> Pièce [B-0002](#), p. 3.

<sup>3</sup> Pièce [B-0017](#), p. 3.

<sup>4</sup> Décision [D-2017-015](#).

<sup>5</sup> Pièces [C-RTA-0002](#), [B-0035](#), [C-RTA-0004](#) et [B-0045](#).

<sup>6</sup> Pièces [B-0036](#) et [B-0037](#).

<sup>7</sup> Pièce [B-0042](#).

[7] Le 10 juillet 2017, la Régie rend sa décision D-2017-076<sup>8</sup> par laquelle elle adopte la norme PRC-026-1.

[8] Le 13 juillet 2017, la Régie tient une rencontre préparatoire qui porte, notamment, sur l'opportunité de tenir une audience pour traiter de la demande d'adoption de la norme MOD-031-2 (l'Examen de la MOD-031-2) ainsi que sur l'opportunité de traiter de l'enjeu « producteur à vocation industrielle » (PVI) dans le dossier R-4001-2017.

[9] Le 2 août 2017, la Régie rend sa décision D-2017-084<sup>9</sup> par laquelle elle accorde le statut d'intervenante à RTA, décide de la tenue d'une audience portant sur l'Examen de la MOD-031-2 dans le cadre du présent dossier et en fixe le calendrier procédural.

[10] Le 15 septembre 2017, dans le cadre de la phase 2 du dossier R-4001-2017, portant sur les dispositions particulières des normes IRO-002-4, IRO-010-2, TOP-001-3 et TOP-003-3 relatives à la surveillance des installations des PVI, le Coordonnateur déposait un complément de preuve, qu'il révisait le 27 septembre 2017.

[11] Le 11 octobre 2017, le Coordonnateur dépose au présent dossier son complément de preuve relatif à l'Examen de la MOD-031-2<sup>10</sup>.

[12] Le 24 octobre 2017, RTA demande à la Régie un délai supplémentaire pour le dépôt de son budget de participation<sup>11</sup>, ce que la Régie lui accorde le 25 octobre 2017<sup>12</sup>.

[13] Le 27 octobre 2017, dans le cadre de la phase 2 du dossier R-4001-2017, la Régie rendait sa décision D-2017-116 par laquelle elle convoquait le Coordonnateur et RTA à une rencontre préparatoire portant, entre autres, sur la possibilité de former un groupe de travail technique sur la « modélisation du réseau RTA »<sup>13</sup>.

---

<sup>8</sup> Décision [D-2017-076](#).

<sup>9</sup> Décision [D-2017-084](#).

<sup>10</sup> Pièce [B-0061](#).

<sup>11</sup> Pièce [C-RTA-0007](#).

<sup>12</sup> Pièce [A-0026](#).

<sup>13</sup> Dossier R-4001-2017 Phase 2, décision [D-2017-116](#), p. 12.

[14] Ce même jour, RTA demande à la Régie un délai additionnel pour le dépôt de son budget de participation<sup>14</sup>.

[15] Le 2 novembre 2017, à la suite du dépôt des compléments de preuve au présent dossier ainsi qu'au dossier R-4001-2017, la Régie demande aux participants du présent dossier de lui soumettre à nouveau leurs commentaires sur l'opportunité de verser l'Examen de la MOD-031-2 au dossier R-4001-2017<sup>15</sup>.

[16] Ce même jour, RTA dépose son budget de participation pour l'Examen de la MOD-031-2.

[17] Les 7 et 8 novembre 2017, le Coordonnateur et RTA déposent leurs commentaires respectifs sur l'opportunité de verser au dossier R-4001-2017 l'Examen de la MOD-031-2. Dans ses commentaires, le Coordonnateur soumet que, compte tenu de la rencontre préparatoire à venir dans le dossier R-4001-2017, il est prématuré d'évaluer l'opportunité de verser la Norme au dossier R-4001-2017.

[18] Le 10 novembre 2017, la Régie suspend le calendrier procédural du présent dossier.

[19] Le 1<sup>er</sup> décembre 2017, la Régie, dans le cadre de la phase 2 du dossier R-4001-2017, tenait une rencontre préparatoire, à laquelle participaient le Coordonnateur et RTA et, le 13 décembre 2017, elle rendait sa décision procédurale D-2017-136<sup>16</sup>.

[20] Le 20 décembre 2017, par sa décision D-2017-142<sup>17</sup>, la Régie met fin à la suspension du calendrier procédural du présent dossier et fixe le nouveau calendrier procédural pour l'Examen de la MOD-031-2 par voie d'audience.

---

<sup>14</sup> Pièce [C-RTA-0008](#).

<sup>15</sup> Pièce [A-0027](#).

<sup>16</sup> Dossier R-4001-2017 Phase 2, décision [D-2017-136](#).

<sup>17</sup> Décision [D-2017-142](#).

[21] Le 18 janvier 2018, RTA demande<sup>18</sup> à la Régie d'ajouter la Norme aux séances de travail portant sur les normes IRO et TOP et de suspendre l'échéancier procédural du dossier. Le 25 janvier 2018, la Régie répond<sup>19</sup> aux demandes de RTA relatives à l'ajout de la Norme aux séances de travail portant sur les normes IRO et TOP et de suspendre l'échéancier procédural du dossier.

[22] Le 19 janvier 2018, la Régie soumet sa demande de renseignements (DDR) n° 4<sup>20</sup> au Coordonnateur et, le 26 janvier 2018, RTA lui soumet sa DDR n° 1<sup>21</sup>.

[23] Le 9 février 2018, le Coordonnateur dépose ses réponses à la DDR n° 4 de la Régie<sup>22</sup> ainsi qu'à celle de RTA<sup>23</sup>.

[24] Le 23 février 2018, RTA dépose sa preuve<sup>24</sup>.

[25] Le 9 mars 2018, le Coordonnateur transmet une DDR à RTA, laquelle y répond le 10 avril 2018<sup>25</sup>.

[26] Le même jour, la Régie soumet sa DDR n° 5 au Coordonnateur et sa DDR n° 1 à RTA, auxquelles les deux parties répondent le 10 avril 2018<sup>26</sup>.

[27] Le 20 avril 2018, la Régie verse au présent dossier le document « Exigences et procédures relatives à la transmission de données pour la modélisation du réseau de transport »<sup>27</sup>.

---

<sup>18</sup> Pièce [C-RTA-0013](#).

<sup>19</sup> Pièce [A-0032](#).

<sup>20</sup> Pièce [A-0031](#).

<sup>21</sup> Pièce [C-RTA-0015](#).

<sup>22</sup> Pièce [B-0065](#).

<sup>23</sup> Pièce [B-0066](#).

<sup>24</sup> Pièce [C-RTA-0018](#).

<sup>25</sup> Pièce [C-RTA-0023](#).

<sup>26</sup> Pièces [B-0072](#) et [C-RTA-0022](#).

<sup>27</sup> Pièce [A-0038](#).



[28] Les 2 et 3 mai 2018, la Régie tient une audience au cours de laquelle elle soumet une proposition de disposition particulière par rapport à celle proposée par RTA à l'égard de la Norme<sup>28</sup>.

[29] Le 14 mai 2018, RTA répond aux engagements souscrits lors de l'audience<sup>29</sup>. Le 17 mai 2018, la Régie informe le Coordonnateur qu'elle souhaite prendre connaissance de ses réponses en lien avec des sujets traités lors de l'audience<sup>30</sup>.

[30] Le 23 mai 2018, la Régie demande au Coordonnateur de lui fournir les informations relatives aux récipiendaires afin de compléter les réponses aux engagements de RTA<sup>31</sup>.

[31] Le même jour, la Régie accorde à RTA le délai demandé pour le dépôt de ses commentaires aux réponses du Coordonnateur<sup>32</sup>. Le 30 juillet 2018, RTA confirme qu'elle n'a aucun commentaire à formuler à cet égard<sup>33</sup>.

[32] Le 28 mai 2018, le Coordonnateur transmet à la Régie son complément de réponses aux engagements E1 et E3 de RTA<sup>34</sup>.

[33] Le 6 juillet 2018, le Coordonnateur transmet à la Régie son complément de réponses relatif à la Norme<sup>35</sup>.

[34] Le 5 septembre 2018, RTA dépose à la Régie sa demande de remboursement de frais couvrant la période de janvier 2017 à juillet 2018 inclusivement<sup>36</sup>.

---

<sup>28</sup> Pièce [A-0039](#).

<sup>29</sup> Pièce [C-RTA-0043](#).

<sup>30</sup> Pièce [A-0047](#).

<sup>31</sup> Pièce [A-0048](#).

<sup>32</sup> Pièce [A-0049](#).

<sup>33</sup> Pièce [C-RTA-0053](#).

<sup>34</sup> Pièce [B-0089](#).

<sup>35</sup> Pièce [B-0092](#).

<sup>36</sup> Pièce C-RTA-0054 (ne peut être consultée sur le site internet de la Régie).

[35] Le 14 septembre 2018, le Coordonnateur soumet ses commentaires à la Régie sur la demande de remboursement de frais de RTA<sup>37</sup>, auxquels RTA réplique le 17 septembre 2018<sup>38</sup>.

[36] La présente décision porte sur l'enjeu relatif aux données à fournir par RTA en tant que *distributeur* (DP)-PVI en vertu de la Norme, sur la demande d'adoption de la Norme, sur la demande de remboursement de frais de RTA ainsi que sur la demande d'ordonnance de traitement confidentiel.

## 2. NORME MOD-031-2

[37] La norme *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) MOD-031-2, intitulée « Données relatives à la demande et à l'énergie disponible », est une nouvelle norme soumise pour adoption, qui a pour objet de :

*« [c]onférer aux entités visées le pouvoir de recueillir des données relatives à la demande et à l'énergie disponible ainsi que d'autres données connexes nécessaires pour les études et les évaluations de fiabilité, et énoncer les responsabilités et les obligations des demandeurs de ces données et des entités qui les fournissent »<sup>39</sup>.*

[38] Dans sa demande amendée relative au retrait de cinq normes de la famille MOD, en conséquence de l'adoption éventuelle de la Norme, le Coordonnateur précise que l'ancienne version de cette norme, soit la norme MOD-031-1, qui n'a jamais été soumise pour adoption à la Régie, remplace les Normes MOD<sup>40</sup>. Il demande le retrait des normes ainsi remplacées.

---

<sup>37</sup> Pièce B-0093 (ne peut être consultée sur le site internet de la Régie).

<sup>38</sup> Pièce C-RTA-0057 (ne peut être consultée sur le site internet de la Régie).

<sup>39</sup> Pièce [B-0036](#), norme MOD-031-2, p. 1.

<sup>40</sup> Pièce [B-0017](#), p. 2.

[39] La Norme est applicable aux entités fonctionnelles suivantes : *coordonnateur de la planification* (PC), *planificateur de réseau de transport* (TP), *responsable de l'équilibrage* (BA), *planificateur des ressources* (RP), *responsable de l'approvisionnement* (LSE) et *distributeur* (DP).

[40] Par rapport aux normes qu'elle remplace, la Norme vise deux nouvelles entités, soit le DP et le BA. La Norme n'est pertinente que si les entités ayant la fonction de DP sont assujetties, puisqu'elles détiennent des données que le LSE ne détient pas<sup>41</sup>.

[41] La Norme établit la portée de la collection de données pour effectuer des études de fiabilité et des évaluations. La Norme complète les exigences de la norme MOD-032-1 en matière de collectes de données. Or, la norme MOD-032-1, dans son état actuel, ne permet d'obtenir ni prévision de la demande des charges du réseau de RTA, car elle ne cible pas les DP, ni les données historiques nécessaires à la reconstruction d'événements permettant de valider adéquatement le modèle prescrit par la norme MOD-033-1.

[42] Ainsi, l'adoption de la Norme permettrait au PC de formaliser le pouvoir d'obtenir les données relatives à la demande, qui sont nécessaires à une reconstruction d'événement selon la norme MOD-033-1 et à l'amélioration du modèle de réseau planifié pour effectuer une planification adéquate selon la norme TPL-001-4<sup>42</sup>.

[43] Les données réelles sont nécessaires au PC afin de modéliser très précisément l'ensemble des réseaux qu'il coordonne afin de recréer, en simulation, l'événement survenu sur le réseau et procéder aux analyses et études appropriées. Les charges doivent être réparties en simulation telles qu'elles étaient au moment de l'événement, afin d'obtenir des conclusions valables.

[44] Les données prévisionnelles permettent d'avoir une modélisation adéquate afin de prévoir les besoins à court, moyen et long termes sur le réseau.

---

<sup>41</sup> Pièce [B-0061](#), p. 5.

<sup>42</sup> Pièce [B-0079](#), p. 9.

### 3. ENJEU RELATIF AUX DONNÉES À FOURNIR PAR RTA EN TANT QUE DP-PVI

[45] Dans les paragraphes suivants, la Régie dresse le portrait historique des échanges dans le présent dossier à l'égard de l'enjeu relatif aux données à fournir par RTA en tant que DP-PVI. Elle décrit ainsi les échanges à l'égard de la Norme lors de la période de consultation, les commentaires soumis par RTA et les réponses aux engagements souscrits lors des deux séances de travail.

[46] Toutefois, la Régie ne juge pas pertinent de réitérer ses deux décisions procédurales qu'elle a rendues lors de l'Examen de la MOD-031-2.

[47] La Régie décrit la position du Coordonnateur et de RTA, sur la base de la nouvelle preuve au dossier, celle-ci étant postérieure à ses décisions D-2017-084 et D-2017-142.

[48] Ensuite, elle traite des différentes options examinées lors de l'audience.

#### 3.1 PÉRIODE DE CONSULTATION

[49] Lors de la période de consultation, le Coordonnateur reconnaît que RTA exerce une fonction de DP que pour les charges identifiées dans la décision D-2015-059<sup>43</sup> et que les demandes d'informations ne peuvent viser que ces charges :

*« Si le responsable de l'équilibrage ou le coordonnateur de la planification requiert des données nécessaires tel que précisés dans l'exigence 1 qui proviennent de RTA en tant que distributeur, RTA sera obligé de soumettre les données précisées.*

*Lorsque la Régie reconnaît la fonction de DP qu'exerce RTA, elle s'appuie sur le fait que RTA distribue de l'énergie directement à des consommateurs finaux (D-2015-059, p. 40-41), notamment en tant que transporteur auxiliaire. Par*

---

<sup>43</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision [D-2015-059](#).

*conséquent, le fait que RTA est un producteur à vocation industrielle n'est pas pertinent à cette exigence et ne constitue pas une exclusion valable.*

*Aussi, parce que RTA n'est distributeur que pour les charges identifiées dans la décision D-2015-059, les demandes d'informations ne peuvent cibler que ces charges. Notamment, ces demandes ne devraient pas inclure les charges industrielles de RTA que RTA approvisionnent elle-même.*

*Enfin, le Coordonnateur estime plus que probable que CMÉ demande, dans sa fonction de responsable de l'équilibrage, des informations colligées de la part d'Hydro-Québec Distribution afin d'éviter des erreurs, notamment de double-comptage. Le coordonnateur de la planification suivra possiblement la même approche, pour la même raison.*

*Par conséquent, il considère, à ce stade-ci, que l'impact sur RTA pourrait être minime »<sup>44</sup>. [nous soulignons]*

### 3.2 COMMENTAIRES

[50] Dans ses commentaires du 16 février 2017 portant sur l'ensemble de la demande, RTA rappelle que la portée de la Norme a été reconnue par le Coordonnateur, tel que mentionné au paragraphe précédent, et précise ce qui suit :

« • RTA comprend que cette norme vise RTA dans son rôle de Distributeur (DP).

• RTA demande à la Régie de confirmer dans sa décision que les données à fournir en vertu de cette norme, tel que déjà mentionné dans la décision D-2015-059, s'appliquent seulement à l'énergie que RTA achète de HQ pour alimenter ses alumineries »<sup>45</sup>.

---

<sup>44</sup> Pièce [B-0020](#), p. 1.

<sup>45</sup> Pièce [C-RTA-0001](#), p. 3.

### 3.3 SÉANCES DE TRAVAIL

#### 3.3.1 SÉANCE DE TRAVAIL DU 3 MAI 2017

[51] Lors de cette séance, RTA souscrit à un engagement visant à confirmer que, pour ce qui est des données de charge à fournir au Coordonnateur et à Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) dans sa fonction de coordonnateur de la planification (fonction « PC », le « Planificateur »), elle est satisfaite de la Norme, telle que déposée au dossier. Dans sa réponse à cet engagement, RTA :

- réitère sa compréhension que la Norme ne vise pas ses propres charges;
- confirme que la Norme ne contredit pas la portée de la décision D-2015-059;
- propose, par souci de pérennité de l'application de la décision D-2015-059 et d'efficacité du processus, l'ajout d'une disposition particulière à l'article 4 de l'Annexe Québec, comme suit :

*« Pour les producteurs à vocation industrielle (PVI) ayant une fonction de Distributeur (DP), ces demandes n'incluent pas ses propres charges (Référence à la décision D-2015-059) »<sup>46</sup>.*

[52] Dans ses commentaires<sup>47</sup>, le Coordonnateur se dit surpris de cette réponse de RTA. Il précise que l'utilité d'une séance de travail est justement d'identifier les enjeux et de tenir un premier niveau de discussion entre le personnel du Coordonnateur, des entités présentes et de la Régie. Ces séances favorisent un déroulement efficace des dossiers et évitent des échanges écrits sur les positions des divers participants. Le Coordonnateur ajoute que si cet enjeu avait été soulevé lors de la période de consultation, il aurait pu discuter de différentes options afin de résoudre la situation.

[53] À l'égard de la fonction DP et la décision D-2015-059, le Coordonnateur soumet que la Régie a fourni un encadrement précis dans cette dernière décision :

*« [162] Pour ce qui est de RTA, la Régie constate que ses installations de transport, en ce qui a trait à l'alimentation de « consommateurs finaux », permettent, notamment, de réaliser les trois activités suivantes :*

---

<sup>46</sup> Pièce [C-RTA-0002](#), p. 2.

<sup>47</sup> Pièce [B-0038](#).

- À titre de propriétaire d'installation de transport (TO), transporter l'énergie et la puissance vers des postes d'Hydro-Québec qui alimentent des réseaux de distribution auxquels sont raccordés des « consommateurs finaux ». La Régie est d'avis que, dans ce contexte, RTA, bien que « transporteur auxiliaire » (TA) au sens de la Loi, n'est pas un DP en matière de fiabilité puisque les « consommateurs finaux » ne sont pas raccordés directement aux installations de RTA.

- À titre de TO, transporter l'énergie et la puissance vers des « consommateurs finaux » qui sont directement raccordés à des installations de transport de RTA. Selon la Régie, dans ce contexte, RTA, qui est « transporteur auxiliaire » (TA) au sens de la Loi, est également DP en matière de fiabilité.

- En tant que « producteur à vocation industrielle » (PVI), tel qu'un PVI est défini par le Coordonnateur, acheminer du réseau de transport d'Hydro-Québec à ses propres charges industrielles l'énergie et la puissance qui lui sont fournies par Hydro-Québec au point de raccordement de ses installations avec le réseau d'Hydro-Québec. La Régie est d'avis que, dans ce contexte, RTA n'agit pas à titre de TA au sens de la Loi, mais plutôt comme un « consommateur final » selon le modèle de la NERC, et un DP en matière de fiabilité, seulement pour l'énergie et la puissance qui lui sont fournies par Hydro-Québec et qu'elle achemine vers ses propres charges industrielles. [note de bas de page omise] »<sup>48</sup>. [le Coordonnateur souligne]

[54] Le Coordonnateur réitère que, dans cette décision, la Régie confirmait que :

- RTA n'agit pas à titre de DP à l'égard de ses propres charges, si ces charges sont alimentées par la production de RTA et non par celle d'Hydro-Québec (HQ);
- RTA agit en tant que DP :
  - (i) pour ses charges lorsqu'elles sont alimentées par HQ;
  - (ii) pour les autres consommateurs finaux.

---

<sup>48</sup> Pièce [B-0038](#), p. 2 et 3.

[55] À l'égard de la proposition de RTA, le Coordonnateur la considère incomplète puisqu'elle aurait pour effet d'exclure l'ensemble des charges de RTA dans tous les cas. Il soumet par la suite sa réponse à la proposition de RTA et précise que :

- L'ensemble des décisions de la Régie rendues en matière de normes de fiabilité représente une source importante de droit en la matière.
- Les décisions de la Régie font partie du régime obligatoire de la fiabilité au Québec et les activités de surveillance de la conformité doivent les considérer.
- La codification de la précision de la décision D-2015-059 relative à la fonction DP exercée par RTA irait à l'encontre du principe selon lequel les Annexes Québec des normes doivent se rapporter à des spécificités techniques et administratives propres au Québec.
- L'interprétation de la fonction DP exercée par RTA ne s'appuie pas sur des spécificités techniques ou administratives propres au Québec, mais plutôt sur les règles générales du modèle fonctionnel et sur les définitions de la NERC. Il ajoute que la situation est la même partout en Amérique du Nord.
- L'ajout d'une précision à cet égard à l'annexe de la Norme n'aurait aucune valeur ajoutée.

[56] Le Coordonnateur ajoute que « [l]a Régie a fourni un encadrement décisionnel clair quant à la portée de la fonction de DP par RTA dans sa décision D-2015-059 qui fait partie du régime obligatoire de la fiabilité au Québec »<sup>49</sup>. Il se dit néanmoins prêt à discuter des différentes options si la Régie était d'avis qu'un ajustement était nécessaire dans les documents normatifs.

### 3.3.2 SÉANCE DE TRAVAIL DU 26 MAI 2017

[57] Dans ses réponses aux engagements souscrits lors de la séance de travail du 26 mai 2017, RTA précise avoir toujours collaboré avec HQT pour une opération fiable des réseaux interconnectés et des ressources hydriques.

[58] À cet égard, RTA transmet à HQ, à l'extérieur du cadre des normes de fiabilité, certaines données visant notamment à mieux gérer leurs intérêts commerciaux

---

<sup>49</sup> Pièce [B-0038](#), p. 4.



respectifs. Toutefois, considérant la particularité de ses installations, elle estime être en droit de ne pas vouloir ajouter au risque de son entreprise les processus, audits et sanctions potentielles du régime de fiabilité lorsque ceux-ci ne sont pas requis pour la fiabilité de l'Interconnexion<sup>50</sup>.

[59] RTA ajoute que les échanges volontaires d'informations avec les diverses divisions d'HQ ont mené à des incompréhensions et des conclusions erronées de la part d'HQ.

[60] À cet effet, RTA continue de poursuivre les objectifs de fiabilité d'HQT, entre les réseaux interconnectés, par des échanges ponctuels volontaires au gré des événements et des besoins spécifiques.

[61] Ainsi, les informations détaillées privées et confidentielles relatives aux propres charges de RTA (les Informations privées et confidentielles), réelles et historiques, seraient sans aucune valeur pour la prévision future des besoins d'approvisionnement de la charge locale puisqu'elles sont strictement liées aux charges nécessaires à l'auto-production de RTA. De plus, les achats d'énergie de RTA auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (HQD) ne sont pas prévisibles sur un horizon à long terme, puisqu'ils dépendent essentiellement des apports hydriques aux centrales de production de RTA, qui varient d'année en année<sup>51</sup>.

[62] RTA rappelle que ses obligations à titre de DP sont circonscrites :

- aux clients finaux d'HQD raccordés directement à son réseau de distribution mais dont l'énergie reçue d'HQD est acheminée par le réseau de transport de RTA (les « Charges A »);
- à la portion de l'énergie que RTA reçoit d'HQD et qu'elle utilise pour alimenter ses alumineries (les « Charges B »).

---

<sup>50</sup> Interconnexion : écrit avec une majuscule initiale, ce mot désigne un des quatre grands réseaux électriques en Amérique du Nord : Interconnexion de l'Est, Interconnexion de l'Ouest, Interconnexion ERCOT et Interconnexion du Québec.

<sup>51</sup> Pièce [C-RTA-0004](#), p. 3 et 4.

[63] RTA précise que les Charges A et B sont mesurées non pas par elle, mais par HQD, et qu'elle :

*« ne peut assurer que les données en sa possession sont fiables ni éviter un double comptage. Ainsi, RTA ne peut contribuer directement à la fiabilité du réseau RTP quant aux données qu'elle doit communiquer au Coordonnateur sans qu'HQD lui fournisse les données exactes. Seule HQD peut le faire. Il s'agit de particularités inhérentes aux opérations de RTA à titre de Distributeur, à ses infrastructures comme PVI et au maillage de son réseau de transport à celui d'HQT. Puisque l'on ne retrouve pas ce type d'opérations ou d'infrastructure au sein d'Hydro-Québec, il faut que les normes de fiabilité, qui sont d'application générale, puissent nécessairement être adaptées à cette réalité québécoise, réalité que la Régie a reconnue par le passé mais pour laquelle le Coordonnateur continue de s'opposer »<sup>52</sup>.*

[64] En conclusion, RTA demeure d'avis que l'exception pour les PVI est requise afin d'exclure les Informations privées et confidentielles de RTA et maintient la nécessité d'ajouter une disposition particulière à l'Annexe Québec de la Norme. De plus, elle considère qu'il est essentiel d'enchâsser les particularités des PVI en ajoutant le terme PVI au Glossaire<sup>53</sup>.

[65] En réponse à son engagement de fournir la pertinence de disposer des charges de RTA en lien avec la Norme, le Coordonnateur précise avoir consulté le Planificateur. Ce dernier a précisé que l'ensemble des données de charges de RTA était nécessaire pour des fins de planification et d'analyse d'événements :

- Les données de charges passées sont nécessaires pour optimiser très précisément l'ensemble des réseaux qu'il coordonne afin de pouvoir recréer, par simulation, un événement survenu sur le réseau et procéder aux analyses et études appropriées. Afin que l'analyse et la simulation de l'événement puissent fournir des conclusions valables, les charges doivent être réparties en simulation telles qu'elles étaient au moment de l'événement.
- Les données de charges prévues permettent d'avoir une modélisation adéquate pour effectuer les analyses et les études requises, notamment sur les

---

<sup>52</sup> Pièce [C-RTA-0004](#), p. 4.

<sup>53</sup> Pièce [C-RTA-0004](#), p. 6.

limites de réseau afin de prévoir les besoins à court, moyen et long termes sur son réseau<sup>54</sup>.

[66] Le Planificateur doit faire également la démonstration que sa modélisation reflète le plus possible le réseau réel et futur. Ces données peuvent aussi être nécessaires pour les analyses d'événements effectuées par le BA. Dans ce dernier cas, les études visent plutôt l'établissement de limites et l'exploitation du réseau. Par conséquent, la répartition des charges en simulation, telles qu'elles étaient au moment de l'événement, ainsi que de la production, est nécessaire pour s'assurer que les conclusions des différentes études soient valables.

[67] De plus, le Planificateur a indiqué au Coordonnateur que RTA fournissait déjà, sur une base volontaire, les données pouvant être demandées en vertu de la Norme. Le Coordonnateur estime ainsi que l'impact de l'adoption de la Norme est nul pour RTA et que, selon l'exigence 4.1 de la Norme, l'entité peut refuser de fournir les données demandées si l'entité demanderesse n'a pas démontré avoir besoin des données dans l'intérêt de la fiabilité. Dans ce cas, le responsable de la surveillance pourra prendre connaissance de cet échange et évaluer la conformité des entités concernées<sup>55</sup>.

[68] Par conséquent, le Coordonnateur présente sa nouvelle position quant à l'interprétation de la décision D-2015-059 et des données nécessaires à transmettre par RTA en tant que DP :

« À la lumière des récentes informations reçues de l'entité RTA et du Planificateur ainsi qu'une lecture attentive de la décision D-2015-059<sup>2</sup>, le Coordonnateur note que cette décision fait état de la préoccupation de l'entité RTA relativement à l'application de directives de délestage par le Coordonnateur de la fiabilité, mais non relativement à la fonction DP exercée par l'entité RTA et effectuée pour plusieurs activités ou pour d'autres motifs.

L'entité RTA n'est donc pas assujettie à l'obligation d'appliquer des directives du Coordonnateur visant le délestage de ses propres charges lorsqu'elle les alimente elle-même. Dans ce cas, elle exerce néanmoins la fonction DP. Conséquemment, pour l'entité RTA, les données nécessaires à transmettre pour la fiabilité en tant que DP dans le cadre de la norme MOD-031-2 sont :

---

<sup>54</sup> Pièce [B-0045](#), p. 4 et 5, R5.

<sup>55</sup> Pièce [B-0045](#), p. 6, R6.

- *les données relatives à ses propres charges industrielles lorsqu'elles sont alimentées par Hydro-Québec;*
- *les données relatives à ses propres charges industrielles lorsqu'elles sont alimentées par l'entité RTA;*
- *les données relatives aux charges industrielles de consommateurs finaux autres que ses propres charges industrielles que l'entité RTA raccorde directement.*

<sup>2</sup> *Décision D-2015-059, paragraphes 162 à 166 et 634 à 635 »<sup>56</sup>.*

[69] Après consultation avec HQD à l'égard des données relatives aux charges raccordées au réseau de RTA en lien avec la Norme, le Coordonnateur précise qu'HQD n'a aucune objection à transmettre les données relatives aux charges raccordées au réseau de RTA. HQD peut transmettre les données à RTA si une entente de confidentialité peut être conclue, mais suggère plutôt de le faire directement au demandeur (le PC ou le BA) en vertu de la Norme, comme elle le fait déjà. Ce faisant, la confidentialité des échanges serait couverte par le Code de conduite d'HQT ou le Code de conduite du Coordonnateur, selon le cas<sup>57</sup>.

[70] À la lumière des nouvelles informations reçues de RTA et du Planificateur, le Coordonnateur précise qu'il ne propose pas, même de façon subsidiaire, de modifier le Registre des entités visées par les normes de fiabilité (le Registre) ou le Glossaire<sup>58</sup>.

### **3.4 POSITION DU COORDONNATEUR**

[71] Dans ses réponses à la DDR n° 4 de la Régie portant, notamment, sur le complément de preuve relatif à l'examen de la Norme<sup>59</sup>, le Coordonnateur soumet, entre autres, que :

- Le périmètre de comptage de RTA contient les 16 points de mesure qui constituent les points de transfert entre RTA et ses voisins, soit 11 points de transfert entre RTA et le réseau d'HQT et cinq avec des clients industriels qu'il dessert en tant que DP.

---

<sup>56</sup> Pièce [B-0045](#), p. 7, R6.

<sup>57</sup> Pièce [B-0045](#), p. 3, R1.

<sup>58</sup> Pièce [B-0045](#), p. 4, R2.

<sup>59</sup> Pièce [B-0061](#).

- Parmi les 11 points de mesure, les dispositifs de comptage appartiennent soit à HQ, soit à RTA. RTA partage toutefois certaines données de leurs dispositifs avec les exploitants d'HQT et du Coordonnateur.
- L'application de la Norme n'oblige pas les DP et les LSE à se doter chacun d'installations de comptage (double comptage). L'entité visée peut obtenir les données visées du propriétaire du dispositif de données. Cette communication est typiquement encadrée par une entente entre les parties<sup>60</sup>.
- À l'heure actuelle, le Planificateur n'a pas à faire d'estimation puisqu'il reçoit les données, de façon volontaire, de RTA.
- La Norme ne comporte aucune exigence en termes de « qualité des données ».
- RTA, en tant que DP, demeure l'entité responsable de transmettre les données de charge de son réseau et a des responsabilités pour l'énergie transitée sur son réseau<sup>61</sup>.

[72] Dans ses réponses à la DDR n° 1 de RTA<sup>62</sup>, le Coordonnateur précise que le BA et le PC n'effectuent pas d'estimations à l'heure actuelle, puisqu'ils se basent sur les informations exigées des entités visées, notamment en vertu des normes MOD-031-2 et MOD-032-1, pour obtenir les données manquantes. Les estimations, le cas échéant, sont réalisées en dernier recours. Il réfère aux alinéas 1.3 à 1.5 de l'exigence E1 de la Norme et à l'exigence E1, annexe 1, de la norme MOD-032-1, document intitulé « Exigences et procédures relatives à la transmission des données pour la modélisation du réseau de transport » qu'HQT a publié sur son site internet<sup>63</sup>.

[73] Dans ses réponses à la DDR n° 5 de la Régie<sup>64</sup>, le Coordonnateur précise, entre autres, que :

- L'horizon pour une exigence sert à établir la sanction lors d'une contravention à cette exigence.
- L'horizon de la planification à long terme est d'un an et plus.

---

<sup>60</sup> TA peut donc prendre entente avec HQD afin que cette dernière fournisse les données visées au nom de RTA, lors d'une demande de la part du BA ou du PC.

<sup>61</sup> Pièce [B-0065](#).

<sup>62</sup> Pièce [B-0066](#), p. 6, R6.

<sup>63</sup> [Document](#) émis par la Direction Planification d'HQT en date de 30 mars 2017, en conformité avec la norme de fiabilité [MOD-032-1](#) de la NERC (données pour la modélisation et l'analyse des réseaux électriques) adoptée par la décision [D-2016-195](#) de la Régie et en vigueur au Québec depuis le 1<sup>er</sup> avril 2017.

<sup>64</sup> Pièce [B-0072](#).

- Le BA n'est pas responsable de la planification à long terme, il est plutôt responsable de l'exploitation et de la planification pour une période allant jusqu'à 12 mois.
- La modélisation de la pointe relève du BA pour la prochaine pointe et du PC pour les pointes subséquentes.
- La norme MOD-032-1 ne vise pas les fonctions DP, considérant qu'au moment du développement de cette norme, la fonction LSE faisait encore partie des fonctions enregistrées pertinentes à l'application des normes de fiabilité.
- À ce jour, la fonction LSE a été retirée par la NERC et le projet en cours 2017-07 de la NERC a comme mandat, entre autres, de modifier diverses normes, y compris la norme MOD-032-1, afin d'effectuer le retrait de cette fonction, et de transférer les obligations du LSE de ces normes vers d'autres fonctions au besoin<sup>65</sup>. Le Coordonnateur anticipe le fait que la NERC transfèrera les obligations de la fonction LSE visée par la norme MOD-032-1 vers la fonction DP dans la nouvelle version de cette norme.
- La Norme vise les DP et les LSE, mais le projet de la NERC devrait également modifier cette norme pour retirer la fonction LSE.
- La NERC a développé la Norme afin de conférer, en dernier ressort, au PC et au BA l'autorité d'obtenir des données qu'ils ne peuvent obtenir par d'autres moyens des diverses entités qui les possèdent.

[74] Lors de sa présentation de la Norme à l'audience<sup>66</sup>, le Coordonnateur :

- résume la demande;
- rappelle les objectifs de la Norme;
- élabore sur la pertinence des données;
- décrit le processus du PC de collecte de données relatives à la demande;
- décrit le processus global de collecte de données du BA;
- élabore sur les impacts financiers ainsi que sur les conséquences de ne pas adopter la Norme;
- décrit les pratiques actuelles;

---

<sup>65</sup> Projet [2017-07](#) de la NERC.

<sup>66</sup> Pièce [B-0079](#).

- élabore sur l'enjeu de confidentialité des données.

[75] Dans son argumentation, le Coordonnateur ajoute :

*« 6. L'entité RTA prétend qu'elle n'agit pas comme distributeur (DP) lorsqu'elle alimente ses propres charges industrielles. Elle prétend également que pour ses propres charges, il n'y a aucun distributeur.*

*7. Elle s'appuie notamment sur un passage de la décision D-2015-059 et y voit une inadéquation avec l'exemption dont elle bénéficie en vertu de certaines normes des familles TOP et IRO.*

*8. Or, le passage de la décision D-2015-059 sur lequel s'appuie l'entité RTA ne lui est d'aucun secours, car la Régie ne s'y exprimait que relativement aux obligations des transporteurs auxiliaires.*

*9. Selon la décision D-2015-059, le statut de transporteur auxiliaire de l'entité RTA lui confère la fonction DP à l'égard des charges autres que ses propres charges.*

*10. Ce passage de la décision D-2015-059 ne porte pas sur la fonction de DP de l'entité RTA de manière générale.*

*11. Au contraire, la décision D-2015-059 laisse plutôt entendre que l'entité RTA est un DP lorsqu'elle alimente ses propres charges. L'entité RTA mentionnait elle-même que sa seule préoccupation relativement à sa fonction DP relativement à l'alimentation de ses propres charges avait trait au délestage de charges »<sup>67</sup>.*

[nous soulignons]

### 3.5 POSITION DE RTA

[76] Dans ses réponses à la DDR de la Régie<sup>68</sup>, RTA précise ce qui suit :

---

<sup>67</sup> Pièce [B-0085](#), p. 4.

<sup>68</sup> Pièce [C-RTA-0022](#).

- La production de ses centrales varie régulièrement selon les heures et les saisons en fonction des apports hydriques.
- Selon le niveau de sa production, RTA peut être un acheteur ou un vendeur d'énergie à HQ. Pour illustrer ce constat, RTA génère, sous forme de tableaux, les données d'exportation et d'importation nettes en MWh pour les années 2007, 2009, 2016 et 2017 ainsi que les données horaires d'achat et de vente nettes en MW pour ces mêmes années<sup>69</sup>.
- RTA demeure un acheteur net à long terme, et non sur une base horaire, en considérant sa capacité de génération moyenne annuelle.
- Les ententes contractuelles entre HQ et RTA ont été mises en place en 1998 pour la construction de l'aluminerie d'Alma et modifiées en 2006 en vue de l'établissement de son centre technologique AP-60 d'Arvida.
- La puissance nette aux points de raccordement de son réseau a trait aux lignes L1644, L1645, L3095 et L2325.
- Le mandat du comité d'exploitation formé par HQT et RTA (le Comité transport), dans ses fonctions de transporteur auxiliaire, est décrit à l'annexe D du contrat de service de transport entre HQT et RTA, dans le cadre du dossier R-3892-2014, approuvé le 20 août 2014 par la décision D-2014-145<sup>70</sup>. Le renouvellement de ce contrat est actuellement devant la Régie dans le cadre du dossier R-3984-2016. RTA dépose une copie du mandat du Comité transport au présent dossier, sous pli confidentiel<sup>71</sup>.
- Le Comité transport et son sous-comité technique examinent les événements sur le réseau, se rencontrent régulièrement et explorent des pistes d'amélioration et des solutions techniques. RTA estime ce forum fort constructif et ne voudrait pas voir amoindrir les impacts pratiques.

[77] Dans ses réponses à la DDR n° 1 du Coordonnateur<sup>72</sup>, RTA précise que :

- La capacité de génération moyenne annuelle est basée sur un modèle de prévision robuste fondé sur le parc d'équipement hydroélectrique actuel ainsi que sur l'ensemble de l'historique d'apports hydrauliques de 1943 à 2017.

---

<sup>69</sup> Pièces C-RTA-0024 et C-RTA-0025 (sous pli confidentiel).

<sup>70</sup> Dossier R-3892-2014, décision [D-2014-145](#).

<sup>71</sup> Pièce C-RTA-0026 (sous pli confidentiel).

<sup>72</sup> Pièce [C-RTA-0023](#).



- La moyenne n'est influencée que marginalement par les précipitations réelles des dernières années puisque le modèle utilise une longue série de données historiques.
- Sa capacité à produire l'électricité pour alimenter ses charges est prévue à l'aide de ses outils de gestion qui ne visent pas les variations horaires ou saisonnières, lesquelles n'influencent pas sa capacité future.
- La compilation des données réelles sur une base annuelle, soit le bilan annuel, n'a jamais été utile et n'est d'aucune utilité pour prévoir le transit et aucune conclusion ne peut être tirée sur la base d'un tel bilan.
- La charge moyenne totale de RTA représente l'énergie consommée par ses propres installations, additionnée des pertes de transport divisée par le temps. Elle est pratiquement constante, sauf pour l'année 2012, qui a été corrigée pour tenir compte d'une situation exceptionnelle de conflit de travail.
- Chacune des installations de RTA possède ses propres équipements de mesurage. Toutefois, pour fins de facturation, HQ utilise le transit aux Interconnexions et les charges d'HQ raccordées au réseau de RTA. HQD communique à RTA les données de consommation horaires d'énergie servant à la facturation mensuelle de RTA sous forme de fichiers.
- Les installations de mesurage des clients d'HQD appartiennent à HQ et RTA n'y a pas accès.

### *Fonction de DP*

[78] RTA rappelle que ses installations assurent principalement les besoins énergétiques de ses propres installations industrielles et, qu'à ce titre, elle n'est pas tenue à des obligations de livraison ferme d'énergie à HQ. La production de RTA ne sert pas à desservir la charge locale, les sept centrales de RTA ayant une capacité de production globale moyenne annuelle d'environ 2 000 MW, soit 90 % de ses besoins en énergie.

[79] RTA ajoute que ses installations servent presque exclusivement à la charge de ses alumineries, dont les cuves doivent fonctionner en mode continu sur des cycles pouvant aller jusqu'à 50 ans.

[80] Selon la définition du DP inscrite au Registre et considérant sa vocation de PVI, RTA allègue qu'elle :

- n'est pas un « consommateur final » de ses propres charges dont elle produit et transporte l'énergie sur son propre réseau vers ses alumineries;
- n'a pas une fonction DP au sens du régime des normes de fiabilité pour le transport de ses propres charges vers ses alumineries.

[81] RTA estime que le Coordonnateur n'a soumis aucune justification valable pour contredire le principe et la portée de la Norme à l'effet que RTA, à titre de PVI, n'agit pas comme DP au sens donné par le régime des normes de fiabilité pour ses propres charges.

[82] À cet égard, RTA ajoute que le Coordonnateur attribue à la décision D-2015-059 une portée qu'elle n'a pas et qu'il déforme cette décision afin de lui permettre d'exiger les informations demandées.

[83] De plus, RTA est d'avis que le Coordonnateur n'a soumis aucune justification valable quant à la nécessité et la pertinence d'obtenir de RTA les données relatives à ses propres charges industrielles<sup>73</sup>.

### ***Fiabilité du réseau***

[84] En ce qui a trait à l'allégation du Coordonnateur à l'effet que RTA est maintenant un « producteur net » vers l'Interconnexion du Québec et qu'elle a un impact notable, RTA soumet que :

- Le Coordonnateur ne peut justifier sa demande en soumettant cet argument réducteur.
- Cet argument n'a aucun mérite et il importe plutôt de comprendre le portrait des échanges sur un horizon plus long.
- La prémisse de l'argument est fausse.

---

<sup>73</sup> Pièce [C-RTA-0018](#).

- RTA a toujours été un acheteur net d'énergie basé sur un historique des apports hydriques de 1943 à 2017.
- RTA ne peut appuyer sa capacité de production moyenne annuelle en tenant compte seulement des cinq dernières années.
- Le fait qu'elle puisse être qualifiée de « producteur net » ou d'« acheteur net » ne change en rien l'application des normes de fiabilité. Le flux d'énergie qui fluctue quotidiennement est le même et l'impact sur la fiabilité demeure également le même.
- Le fait qu'elle a eu un niveau moyen annuel de production légèrement plus élevé que sa charge moyenne totale ne justifie aucunement l'obligation de transmettre les données requises pour assurer la fiabilité des réseaux interconnectés.
- Le Coordonnateur n'a aucunement prouvé en quoi le fait d'être un « producteur net » conduirait à un impact notable sur l'Interconnexion du Québec.

### *Confidentialité*

[85] RTA rappelle qu'elle a toujours traité les données historiques de ses groupes de production de manière confidentielle et privilégiée. De plus, la structure organisationnelle d'HQT fait en sorte qu'il y a un risque que l'information confidentielle circule et que les autres divisions d'HQ aient accès à cette information, de manière implicite ou explicite, ce qui serait extrêmement nuisible pour RTA.

[86] RTA réitère que l'enjeu du présent dossier est de déterminer si, en tant que DP-PVI, elle a une obligation de transmettre des informations privées et confidentielles sur ses propres charges et activités industrielles.

[87] À l'égard de la confidentialité de ses données privées, RTA rappelle que les données historiques des groupes de production et des charges sont privées et confidentielles et qu'elles constituent des secrets industriels et commerciaux.

[88] RTA rappelle l'insuffisance des mécanismes mis en place par le Coordonnateur (Codes de conduite) :

- mouvement de personnel;

- représentation légale par les mêmes procureurs;
- risque que l'information privée et confidentielle circule;
- advenant que cette information soit connue, le modèle d'affaires interne et opérationnel de RTA deviendrait aussi connu;
- risque que les autres divisions d'HQ aient accès à l'information privée et confidentielle de RTA de manière implicite ou explicite;
- enjeux dans le dossier R-4001-2017 portant sur la confidentialité des données réelles et historiques de RTA<sup>74</sup>.

### *Transmission de données sur une base volontaire*

[89] RTA soumet que, selon l'exemption dont bénéficient les PVI, elle serait appelée à fournir, dans le contexte actuel des normes applicables, ses données en lien avec :

- la puissance nette aux points de raccordement de son réseau dans l'horizon prévisionnel et en temps réel;
- la production totale de ses installations de production et de charge de son réseau dans l'horizon prévisionnel.

[90] En plus de l'enjeu relatif à la confidentialité des données, RTA soumet que la transmission de toutes les données demandées augmenterait le risque d'erreurs de la part d'HQT, sans un échange dynamique et bénéfique, tel que cela se fait actuellement sur une base volontaire.

[91] Par conséquent, RTA demande à la Régie de confirmer qu'en tant que DP-PVI, elle devra transmettre, sur demande, au PC et au BA :

- les données historiques relatives à ses propres charges industrielles lorsqu'elles sont alimentées par HQ;
- les données prévisionnelles relatives à ses propres charges alimentées par HQD sur une base horaire (prochaines 48 heures, prochains mois);

---

<sup>74</sup> Pièce [C-RTA-0031](#), p. 23.

- les données historiques et prévisionnelles relatives aux charges industrielles de consommateurs finaux autres que leurs propres charges industrielles que les PVI raccordent directement.

### 3.6 OPTIONS EXAMINÉES À L'AUDIENCE

[92] Différentes options ont été examinées par la Régie lors de l'audience :

- Option 1 – Maintien des cinq normes en vigueur;
- Option 2 – Suspension de l'applicabilité de la Norme aux DP;
- Option 3 – Suspension de l'examen tant que la Régie n'aura pas rendu une décision sur le retrait de la fonction LSE dans le cadre du dossier R-3952-2015;
- Option 4 – Rejet de la Norme;
- Option 5 – Formaliser la pratique suivie actuellement lors d'événements, soit fournir les données réelles passées lors d'un événement.

#### *Options 1 et 4*

[93] Le Coordonnateur soumet que les options 1 et 4 sont semblables puisque les anciennes normes demeureraient en vigueur. Il précise qu'il n'est pas en mesure de préciser l'impact de conserver la version 0 puisque l'analyse n'a pas été réalisée<sup>75</sup>. Il ajoute que la Régie devrait adopter la Norme, compte tenu que la preuve administrée au dossier relativement à sa pertinence et l'impact sur les entités visées est très probante. La Norme est pertinente pour toutes les interconnexions et n'est qu'un garde-fou dans le cas où une entité refuserait de fournir certaines informations.

[94] Dans son complément de réponse déposé à la suite de l'audience, le Coordonnateur réitère que la Régie devrait adopter la Norme. Il présente les conséquences d'un rejet de la demande d'adoption de la Norme, alors que les Normes MOD demeureraient en vigueur au Québec :

---

<sup>75</sup> Pièce [A-0046](#), p. 54 et 55.

- le manque de cohérence avec le cadre normatif des territoires voisins, ce dernier étant un objectif du régime rendant obligatoire le respect des normes de fiabilité;
- l'impossibilité pour le Québec de bénéficier des leçons apprises et des meilleures pratiques établies pour le reste de l'industrie nord-américaine;
- se priver des nombreuses améliorations par rapport aux Normes MOD qui ont pour but de mieux appuyer la fiabilité, simplifier son application et en faciliter la surveillance, incluant :
  - la simplification de l'application, de l'administration et de la surveillance en consolidant cinq normes en une seule,
  - l'élargissement de l'application aux planificateurs de réseau de transport afin de codifier, entre autres, leurs obligations de tenir compte des programmes de gestion de la demande,
  - l'élargissement de la portée de la norme aux distributeurs,
  - l'encadrement des méthodologies d'estimations de charge,
  - l'encadrement des méthodologies de comparaison entre les données réelles et prévisionnelles,
  - l'encadrement des obligations d'appuyer la production des rapports de différentes régions de l'Amérique du Nord,
  - l'ajout d'une disposition permettant aux entités de refuser de produire certaines données<sup>76</sup>.

[95] Dans le contexte de ses commentaires formulés à l'égard de l'option 5, RTA est d'avis que l'option 1 ne serait plus pertinente<sup>77</sup>. D'ailleurs, elle rappelle qu'elle n'a pas demandé à la Régie de rejeter la Norme.

### *Option 2*

[96] Le Coordonnateur précise que cette option reviendrait à ne pas adopter la Norme et qu'elle ne devrait pas être mise de l'avant, compte tenu de la preuve administrée au dossier<sup>78</sup>. Il suggère plutôt que la Régie s'oriente vers l'option 5, si elle estimait requis d'aller dans cette voie.

---

<sup>76</sup> Pièce [B-0092](#), p. 3 et 4.

<sup>77</sup> Pièce [A-0046](#), p. 128.

<sup>78</sup> Pièce [A-0046](#), p. 59 et 60.

[97] RTA est d'avis que l'option 5 est objective et pratique par rapport à l'option 2, ce qui milite pour ne pas retenir cette deuxième proposition.

### ***Option 3***

[98] Le retrait de la fonction LSE est, selon le Coordonnateur, un enjeu parallèle au présent dossier. Il estime que les obligations du seul LSE au Québec, soit HQD, seront transférées dans d'autres fonctions et ne vont pas disparaître<sup>79</sup>. Ainsi, le Coordonnateur considère que l'application de la Norme aux DP est indépendante de l'existence ou pas de la fonction LSE.

[99] En référant à l'ordonnance 693 de la *Federal Energy Regulatory Commission* (la FERC), le Coordonnateur précise que lorsque le témoin d'HQ réfère à la portée initiale des Normes MOD, le BPS<sup>80</sup> de la FERC réfère « *au plus grand ensemble large* » et non au BPS au sens du critère A-10 du *Northeast Power Coordinating Council Inc.* Ainsi, les Normes MOD aux États-Unis ont toujours été appliquées de façon très large<sup>81</sup>.

[100] Selon RTA, cette proposition devrait être non pertinente.

### ***Option 5***

#### ***Position du Coordonnateur***

[101] En audience, le Coordonnateur soumet que la Norme ne fait que codifier le statu quo, mais qu'il est disposé à formuler une proposition pour clarifier la situation<sup>82</sup>.

[102] Dans son complément de réponse, à la suite de l'audience<sup>83</sup>, le Coordonnateur réitère qu'aucune codification de la pratique suivie n'est nécessaire actuellement. À cet effet, il explique que si les données sont demandées pour une période significativement plus longue que la durée de l'événement à analyser, l'entité visée par la demande peut

---

<sup>79</sup> Pièce [A-0046](#), p. 56 et 57.

<sup>80</sup> Réseau Bulk (*Bulk Power System*).

<sup>81</sup> Pièce [A-0046](#), p. 59.

<sup>82</sup> Pièce [A-0046](#), p. 53 et 54.

<sup>83</sup> Pièce [B-0092](#), p. 4 à 6.

refuser, en vertu de l'exigence E4.1, de fournir les données non pertinentes à l'événement, puisque ces données ne sont pas nécessaires à l'analyse et ne sont donc pas dans l'intérêt de la fiabilité.

[103] Le Coordonnateur précise les raisons pour lesquelles il n'est pas souhaitable de codifier cette pratique à l'Annexe Québec :

- La pratique suivie par RTA est la même que pour toutes les entités du Québec et une codification de la pratique actuelle devrait s'appliquer à l'ensemble des entités visées.
- La codification de pratiques dans une norme de fiabilité peut limiter la flexibilité des entités à adapter les pratiques pour refléter leurs réalités et à faire évoluer leurs pratiques à l'avenir. À cet égard, le Coordonnateur précise que, dans les dernières années, la NERC promeut des normes qui fixent des objectifs plutôt que des moyens.
- Tout changement normatif à une norme doit faire l'objet d'une consultation publique auprès des entités visées par cette norme ainsi que les entités qui peuvent demander des données en vertu de cette norme.
- La codification à l'Annexe Québec de la pratique suivie actuellement représenterait un changement normatif et requerrait la tenue d'une consultation publique additionnelle auprès de l'ensemble des entités touchées par cette norme.

[104] Toutefois, le Coordonnateur rappelle que l'ajout d'une interprétation n'est pas nécessairement un changement normatif de fond et soumet un texte qui pourrait être ajouté à la section « E. Interprétations » :

*« Lorsqu'une demande est effectuée en vertu de l'exigence E4 pour des données nécessaires à l'analyse d'un événement, seules les données pertinentes à l'événement sont considérées nécessaires dans l'intérêt de la fiabilité. »*

*« When a request under R4 is issued for data necessary to analyze an event, only the data relevant to the event are considered needed for reliability »<sup>84</sup>.*

---

<sup>84</sup> Pièce [B-0092](#), p. 5.



[105] À cet égard, le Coordonnateur ajoute que cette interprétation découle directement de la norme (le risque d'impact normatif pour les entités visées serait raisonnablement faible), n'est pas spécifique au Québec et que son ajout ne reflèterait pas une spécificité québécoise. Il ajoute que les interprétations n'ayant pas d'impact sur le contenu normatif des normes de fiabilité ont fait l'objet de consultations publiques à la NERC.

### ***Position de RTA***

[106] RTA rappelle qu'elle propose d'exclure les éléments mentionnés auparavant mais que « [d]ans une décision, vous pourriez tenir compte de l'engagement de RTA à poursuivre sa collaboration avec HQT, pour lui fournir l'information »<sup>85</sup>, soit les données historiques lors d'événement.

[107] À la suite du dépôt du complément de réponses du Coordonnateur, RTA informe la Régie qu'elle n'aura pas d'autres commentaires à formuler ou à soumettre autres que ceux faisant partie de sa preuve et de son argumentation au dossier<sup>86</sup>.

## **3.7 OPINION DE LA RÉGIE**

[108] Dans sa décision D-2015-059, la Régie constatait que les installations de transport de RTA pour l'alimentation de « consommateurs finaux » permettent de réaliser trois activités, dont deux à titre de DP en matière de fiabilité<sup>87</sup>.

[109] Dans cette même décision, la Régie jugeait que la preuve au dossier ne démontrait pas de façon probante que la transmission, en temps réel, des données de production des installations de RTA et de sa charge est nécessaire pour assurer la fiabilité au Québec et a codifié une disposition particulière à l'Annexe Québec de la norme TOP-006-2 en ce qui a trait aux données à soumettre par les PVI, en temps réel, aux points de raccordement du réseau<sup>88</sup>.

---

<sup>85</sup> Pièce [A-0046](#), p. 127 et 128.

<sup>86</sup> Pièce [C-RTA-0053](#).

<sup>87</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision [D-2015-059](#), p. 40 et 41, par. 162.

<sup>88</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision [D-2015-059](#), p. 94.

[110] Pour ce qui est des normes de fiabilité de la NERC au Québec, la Régie a accepté certaines dispositions particulières aux fins de leur application. Elle considère qu'il est pertinent de préciser que ces dispositions ont été acceptées de façon individuelle et non dans une optique de généralisation des principes menant à ces dispositions. Ainsi, afin d'assurer la fiabilité du transport d'électricité au Québec, la Régie a toujours considéré la pertinence des exigences des normes en cause et leurs impacts sur les activités des PVI et leurs installations.

[111] De ce fait, la mise en place d'un régime rendant obligatoire le respect des normes au Québec et comparable aux autres juridictions doit tenir compte des particularités du réseau de transport au Québec ainsi que celles des installations des entités visées. À cet égard, la Régie rappelle que les normes de fiabilité de la NERC et le réseau de transport du Québec ne sont pas immuables. De plus, la Régie encourage le Coordonnateur à poursuivre sa collaboration avec les entités visées au Québec et trouver des solutions innovantes dans l'intérêt de la fiabilité.

[112] Dans le présent dossier, au terme de deux séances de travail et de la rencontre préparatoire, l'enjeu des données de charges alimentées par RTA à titre de DP demeure, en plus de la confidentialité de ces données.

[113] À cet égard, la Régie rappelle qu'elle a examiné l'opportunité de traiter l'enjeu relatif aux PVI dans le cadre du dossier R-4001-2017. Dans sa décision D-2017-084, elle s'exprimait comme suit à cet égard :

*« [62] La Régie prend note du désaccord du Coordonnateur avec la proposition de RTA de transférer l'enjeu de la norme MOD-031-2 dans le dossier R-4001-2017, étant donné qu'une audience dans le dossier R-4001-2017 n'implique ni les mêmes normes, ni les mêmes enjeux, ni les mêmes témoins. Le Coordonnateur précise que les enjeux traités dans les dossiers R-3997-2016 et R-4001-2017 sont différents, puisque les données visées par la norme MOD-031-2 et leur finalité sont différentes de celles qui seront traitées dans le dossier R-4001-2017 [note de bas de page omise].*

[...]

*[66] Toutefois, bien que la norme MOD-031-2 et les normes IRO ET TOP au dossier R-4001-2017 encadrent la transmission de données confidentielles, la Régie comprend des arguments du Coordonnateur que la norme MOD-031-2 vise*

*la transmission de données passées et prévisionnelles dans l'horizon de planification, tandis que les normes IRO et TOP du dossier R-4001-2017 visent la transmission de données à l'horizon prévisionnel et en temps réel pour des fins d'exploitation »<sup>89</sup>.*

[114] Elle rappelle également que le Coordonnateur n'a pas prétendu qu'il y a urgence à adopter la Norme et qu'il souhaitait que cette dernière soit adoptée à l'issue d'un débat complet, tout comme RTA<sup>90</sup>. Par conséquent, la Régie a jugé que la seule façon d'y parvenir était la tenue d'une audience.

[115] De la preuve au dossier, la Régie retient que, selon le PC et le BA, l'ensemble des données de charges de RTA, réelles, passées et prévisionnelles, est nécessaire pour des fins de planification et d'analyse d'événement et que RTA fournit, sur une base volontaire, les données pouvant être demandées en vertu de la Norme.

[116] À cet égard, la Régie note que RTA considère que la pratique actuelle est acceptable au plan de la confidentialité et de la pertinence des données, puisque les données historiques sont ciblées sur une courte plage horaire<sup>91</sup>. Elle note aussi que RTA considère que le fait de fournir les données prévisionnelles selon la pratique actuelle est acceptable.

[117] La Régie est d'avis qu'une disposition particulière permettrait de régler le débat dans le présent dossier. Toutefois, sur la base de la preuve, elle constate que les parties ne sont pas près d'un consensus quant au contenu de cette disposition particulière.

[118] La Régie note par ailleurs qu'aucune disposition particulière n'a fait l'objet de commentaires lors de la période de consultation de la Norme. De plus, elle note, en lien avec l'évolution de la position du Coordonnateur à l'égard des données à fournir par RTA en vertu de la Norme, que lors de la période de consultation, le Coordonnateur considérait que l'impact sur RTA était minime<sup>92</sup>.

[119] En ce qui a trait à l'exigence E4.1 de la Norme, la Régie comprend que seule la divulgation des données qui contreviendrait aux obligations de confidentialité

---

<sup>89</sup> Décision [D-2017-084](#), p. 16 et 17.

<sup>90</sup> Décision [D-2017-084](#), p. 17, par. 69.

<sup>91</sup> Pièce [A-0042](#), p. 234 à 236.

<sup>92</sup> Pièce [B-0020](#), p. 1.

règlementaire de sécurité de l'entité est abordée et que cette exigence n'indique pas la notion de confidentialité pour des intérêts commerciaux<sup>93</sup>. Ainsi, les données de nature électrique servant à la planification du réseau ne sont pas visées par l'exemption de l'exigence E4.1, puisqu'elles ne sont pas des données de nature commerciale<sup>94</sup>.

[120] Quant aux données à fournir par une entité lors d'une demande effectuée en vertu de l'exigence E1, la Régie retient que, selon l'interprétation du Coordonnateur, seules les données pertinentes à l'analyse d'événement sont considérées nécessaires dans l'intérêt de la fiabilité. Ainsi, si les données sont demandées pour une période significativement plus longue que la durée de l'événement, l'entité visée peut refuser, selon l'alinéa 1 de l'exigence E4.1, de fournir les données non pertinentes à l'événement puisqu'elles ne sont pas nécessaires à l'analyse et ne sont donc pas demandées dans l'intérêt de la fiabilité<sup>95</sup>.

[121] La Régie retient également le fait que RTA ne partage pas cette interprétation puisque l'exigence serait plus large que la pratique actuelle qui consiste à fournir les données historiques et prévisionnelles horaires sur une courte période de temps lors d'un événement<sup>96</sup>. Ainsi, selon la compréhension de RTA, elle devrait fournir les données historiques et prévisionnelles horaires pour plusieurs années et pour quelques années antérieures.

[122] La Régie est d'avis que la preuve déposée ne démontre pas de façon probante que seules les données pertinentes à l'analyse d'événement sont considérées nécessaires dans l'intérêt de la fiabilité. Par conséquent, elle n'est pas en mesure de répondre aux préoccupations de RTA quant au fait que l'exigence E4 serait plus large que la pratique actuelle.

[123] Ainsi, la Régie est sensible aux préoccupations de RTA quant au traitement confidentiel des données relatives à ses propres charges industrielles lorsqu'elles sont alimentées par ses installations. Elle est d'avis que la divergence d'interprétation de la Norme et tout changement normatif doivent faire l'objet d'une consultation publique auprès des entités visées par cette norme.

---

<sup>93</sup> Pièce [A-0042](#), p. 163 et 164.

<sup>94</sup> Pièce [A-0042](#), p. 165.

<sup>95</sup> Pièce [B-0092](#), p. 4 et 5.

<sup>96</sup> Pièce [A-0042](#), p. 235.

[124] **Dans ce contexte, la Régie juge qu'il est actuellement prématuré de reconsidérer la portée de la décision D-2015-059 à l'égard des données à fournir par les DP-PVI. Par conséquent, elle juge qu'il n'est pas opportun, à ce stade, de rendre obligatoire la transmission des informations privées et confidentielles des DP-PVI, en vertu de la Norme.**

[125] **Toutefois, la Régie prend acte de l'engagement de RTA de poursuivre la transmission, sur une base volontaire, des données pertinentes en cas d'événement et des données prévisionnelles, selon la pratique actuelle.**

[126] **La Régie prend également acte de l'engagement d'HQD de fournir toutes les données requises aux entités fonctionnelles visées par la Norme à l'égard de l'alimentation d'énergie et de puissance qui transite sur le réseau de RTA jusqu'aux consommateurs finaux qui sont des clients d'HQD.**

[127] À cet égard, la Régie partage la position du Coordonnateur<sup>97</sup> et estime que RTA, en tant que DP, a des responsabilités pour l'énergie qui transite sur son réseau<sup>98</sup>. Elle note toutefois que la responsabilité de RTA et d'HQD se limite à rendre disponibles les données de leurs zones respectives au PC et au BA, à l'intérieur des délais prescrits par ces derniers et que la Norme ne comporte aucune exigence en terme de qualité des données<sup>99</sup>.

[128] Le Coordonnateur pourra toutefois soumettre une demande clarifiant l'interprétation de l'exigence E4 dans un dossier ultérieur, en déposant une preuve probante à son soutien. Le cas échéant, il pourra évaluer le besoin de codifier la pratique suivie actuellement par RTA à l'Annexe Québec de la Norme et solliciter les commentaires des entités visées lors d'une éventuelle consultation.

---

<sup>97</sup> Pièces [B-0065](#), p. 11, R2.12.1, et [A-0042](#), p. 167 et 168.

<sup>98</sup> Dossier R-3981-2016 Phase 2, décision [D-2017-128](#), p. 80 à 82.

<sup>99</sup> Pièce [B-0065](#), p. 11, R2.11.

#### 4. ADOPTION DE LA NORME

[129] Le Coordonnateur a déposé son évaluation de la pertinence et de l'impact de la Norme<sup>100</sup>. Cette dernière comporte de nombreuses améliorations par rapport aux normes qu'elle remplace afin de mieux appuyer la fiabilité, simplifier son application et faciliter sa surveillance. Elle est importante pour la fiabilité afin d'éviter les goulots d'étranglement sur le réseau électrique, de raffiner les méthodes de la gestion relative à la demande d'énergie, de clarifier la nature des informations devant être transmises et d'établir des règles de gestion de la confidentialité de l'information.

[130] De l'évaluation de l'impact, la Régie retient le fait que l'adoption de cette norme n'entraîne que des ajustements mineurs aux processus et aux pratiques en place et note qu'une seule entité a fourni une estimation des coûts reliés à son adoption.

[131] La Régie est d'avis que la Norme est pertinente pour le Québec et note qu'aucune entité ne s'oppose à son adoption. De plus, elle rappelle que la Norme a fait l'objet d'une analyse complète et rigoureuse dans le cadre du présent dossier.

[132] De plus, la Régie se déclare satisfaite de la concordance des textes de la Norme, aux fins de la présente décision.

[133] **Par conséquent, la Régie :**

- **adopte la norme de la NERC MOD-031-2 et son Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise;**
- **retire les normes MOD-016-1.1, MOD-017-0.1, MOD-018-0, MOD-019-0.1 et MOD-021-1, devenues désuètes, ainsi que leur Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise.**

---

<sup>100</sup> Pièce [B-0054](#), norme MOD-031-2, p. 1 à 3.

## 5. MODIFICATIONS AU GLOSSAIRE

[134] En réponse à une DDR de la Régie<sup>101</sup>, le Coordonnateur dépose des modifications qui sont requises au Glossaire pour adopter la Norme<sup>102</sup>.

[135] Les modifications afférentes sont résumées ci-dessous :

- a) ajout d'un nouveau terme et de sa définition :
  - « *demande interne totale* » (« *Total Internal Demand* »).
- b) modification de la définition d'un terme :
  - « *gestion de la demande* » (« *Demand-Side Management* »).

[136] La Régie est d'avis que les modifications proposées sont pertinentes, puisqu'elles clarifient l'interprétation de la Norme. Elle est également satisfaite du niveau de concordance des textes français et anglais de ces modifications, aux fins de leur adoption.

[137] **Par conséquent, la Régie accueille la demande de modifications proposées au Glossaire, dans ses versions française et anglaise, et ordonne au Coordonnateur de déposer, au plus tard le 17 janvier 2020, une version révisée du Glossaire, dans ses versions française et anglaise.**

## 6. DATE D'ENTRÉE EN VIGUEUR DE LA NORME ET DATE DE RETRAIT DES NORMES REMPLACÉES

[138] Puisque les entités visées autres que les DP s'y conforment déjà de façon volontaire, le Coordonnateur propose à la Régie les dates d'entrée en vigueur suivantes pour la Norme et son Annexe Québec :

---

<sup>101</sup> Pièce [B-0041](#), p. 3 et 4, R1.1.2 et R1.2.1.

<sup>102</sup> Pièce [B-0042](#).

- pour les fonctions autres que le DP : 1<sup>er</sup> avril 2017;
- pour la fonction DP : le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois suivant l'adoption de la Norme par la Régie<sup>103</sup>.

[139] La Régie note que la date d'adoption sera postérieure à la date proposée par le Coordonnateur. Par ailleurs, dans sa décision D-2016-011, elle fixait à 60 jours le délai minimal à prévoir entre les dates d'adoption et celles d'entrée en vigueur des normes à venir<sup>104</sup>. La Régie rappelle que, par sa décision D-2015-168, elle acceptait la proposition du Coordonnateur de fixer les dates d'entrée en vigueur de normes et de leur Annexe Québec au premier jour de l'un des quatre trimestres d'une année civile, soit au 1<sup>er</sup> janvier, au 1<sup>er</sup> avril, au 1<sup>er</sup> juillet ou au 1<sup>er</sup> octobre<sup>105</sup>.

[140] La Régie note également que, selon l'évaluation du Coordonnateur, l'impact de la Norme est « faible » et qu'une seule entité a fourni une évaluation de l'impact lors du processus de consultation publique. Un impact faible est défini par le Coordonnateur comme une « *pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place* »<sup>106</sup>. De plus, cette norme est en vigueur aux États-Unis depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2016.

[141] **En tenant compte de ce qui précède, la Régie fixe :**

- **au 1<sup>er</sup> avril 2020 la date d'entrée en vigueur au Québec de la norme de la NERC MOD-031-2, pour les fonctions autres que DP;**
- **au 1<sup>er</sup> juillet 2020 la date d'entrée en vigueur au Québec de la norme de la NERC MOD-031-2, pour la fonction DP.**

[142] En lien avec l'adoption de la Norme, le Coordonnateur demande le retrait, à la date de son entrée en vigueur, des Normes MOD ainsi que de leur Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise.

[143] **Par conséquent, la Régie accueille la demande du Coordonnateur de retrait des normes remplacées et fixe au 1<sup>er</sup> avril 2020 la date de retrait des normes de la**

---

<sup>103</sup> Pièce [B-0036](#), annexe QC-MOD-031-2, p. QC-1.

<sup>104</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 2, décision [D-2016-011](#), p. 46, par. 193.

<sup>105</sup> Dossier R-3699-2009 Phase 2, décision [D-2015-168](#), p. 17.

<sup>106</sup> Pièce [B-0054](#), norme MOD-031-2, p. 3.



**NERC MOD-016-1.1, MOD-017-0.1, MOD-018-0, MOD-019-0.1 et MOD-021-1 ainsi que de leur Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise.**

## **7. DEMANDE DE REMBOURSEMENT DE FRAIS**

[144] Le 5 septembre 2018, RTA dépose une demande de remboursement de frais<sup>107</sup>. Les frais réclamés s'élèvent à 57 978,21 \$ et couvrent la période de janvier 2017 à juillet 2018 inclusivement. De plus, elle souligne qu'elle a retiré près de 53 % de la valeur de ses honoraires internes et externes pour tenir compte de ses intérêts privés.

[145] RTA précise que sa participation relative aux enjeux de révision de la Norme, de la fonction DP ainsi que de la transmission d'informations confidentielles a été utile dans le cadre du présent dossier. Elle soutient aussi que sa participation lui a permis de proposer des clarifications et des modifications à l'égard de la Norme, limitant ainsi les enjeux que pourraient avoir d'autres entités visées par la Norme ou agissant à titre de PVI.

[146] D'autre part, RTA mentionne que si le Coordonnateur n'avait pas changé sa position en cours de dossier à l'égard des principes établis dans la décision D-2015-059, elle n'aurait pas eu à intervenir dans le présent dossier. De ce fait, elle motive la différence entre son budget de participation déposé en début de dossier et sa demande de remboursement de frais par une plus grande implication de sa part due à la complexité du débat à l'égard de la Norme.

[147] Dans sa correspondance 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 considère que le montant des frais demandés par RTA n'est pas raisonnable et que l'intervention de cette dernière au présent dossier s'orientait vers la défense de ses intérêts privés<sup>108</sup>.

[148] À cet égard, le Coordonnateur indique que RTA a tenu compte de ses intérêts privés en absorbant 53 % de ses honoraires. Cependant, aucune preuve n'a été déposée à

---

<sup>107</sup> Pièce C-RTA-0054 (ne peut être consultée sur le site internet de la Régie).

<sup>108</sup> Pièce B-0093 (ne peut être consultée sur le site internet de la Régie).

cet effet. De plus, il soutient que ce taux devrait s'appliquer aux balises de frais établies par le *Guide de paiement des frais 2012*<sup>109</sup> (le Guide) et non par rapport aux frais encourus par RTA.

### ***Opinion de la Régie***

[149] 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.

[150] *Le Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*<sup>110</sup> ainsi que 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.

[151] 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.

[152] La Régie est d'avis que la participation de RTA a bénéficié aux entités visées par la Norme, notamment les DP, lesquelles sont visées par l'article 85.3 de la Loi. Ainsi, elle est d'avis que l'intervention de RTA revêt un caractère d'intérêt public et juge que sa participation a été utile à ses délibérations.

[153] Quant au caractère raisonnable des frais encourus par RTA, la Régie rappelle la complexité du débat sur la Norme qui a fait l'objet, entre autres, de deux séances de travail, une rencontre préparatoire, deux décisions procédurales et deux jours d'audience. De plus, elle estime que l'intervention de RTA aurait été probablement de moindre ampleur si la position du Coordonnateur n'avait pas évolué au cours du dossier.

[154] **Dans ce contexte, la Régie juge que les frais admissibles de RTA sont conséquents et raisonnables.**

---

<sup>109</sup> [Guide de paiement des frais 2012.](#)

<sup>110</sup> [RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1.](#)

[155] Toutefois, la Régie réduit le montant des frais réclamés et fixe le montant des frais admissibles à 57 708,89 \$, afin de tenir compte de la durée réelle du temps d'audience ainsi que du montant d'hébergement admissible<sup>111</sup>. Le tableau suivant fait état des frais réclamés, admissibles et accordés.

<b>TABLEAU 1</b> <b>FRAIS RÉCLAMÉS, FRAIS ADMISSIBLES ET FRAIS ACCORDÉS</b> (taxes incluses)			
Intervenant	Frais réclamés (\$)	Frais admissibles (\$)	Frais accordés (\$)
RTA	57 978,21	57 708,89	57 708,89
<b>TOTAL</b>	<b>57 978,21</b>	<b>57 708,89</b>	<b>57 708,89</b>

[156] **Ainsi, la Régie accorde à RTA la totalité des frais admissibles, pour la période de janvier 2017 à juillet 2018 inclusivement.**

## **8. ORDONNANCE DE CONFIDENTIALITÉ**

[157] RTA demande à la Régie d'interdire, pour une durée indéterminée, la divulgation et la publication des informations caviardées contenues à la pièce C-RTA-0018, lesquelles ont également été déposées sous pli confidentiel comme pièce C-RTA-0017. Ces mêmes informations sont reprises dans la pièce caviardée C-RTA-0031 et la pièce confidentielle C-RTA-0032. Ces informations ont trait, directement ou indirectement, à la charge moyenne annuelle de ses alumineries et la génération moyenne annuelle de ses installations de production ainsi que les données relatives aux apports hydriques annuels. En particulier, les informations confidentielles constituent un indicateur des charges de RTA sur le réseau de transport, qui sont le reflet de sa production d'aluminium et de la manière dont elle mène ses opérations.

[158] RTA indique que ces informations techniques sont confidentielles, en raison de leur caractère commercial et stratégique, tant pour son entreprise, les clients du service de transport sur son réseau que ses concurrents. La divulgation des informations

<sup>111</sup> La Régie tient compte de 14 heures d'audience afin de respecter la durée réelle de l'audience ainsi que du montant de 165 \$ pour l'hébergement, tel qu'il appert dans le Guide pour établir les frais admissibles.

confidentielles affecterait la position concurrentielle de RTA en donnant accès à de l'information stratégique à des tiers et pourrait leur donner un avantage indu.

[159] RTA demande donc à la Régie d'émettre une ordonnance, en vertu de l'article 30 de la Loi, afin d'interdire la divulgation et la publication de ces informations et d'ordonner leur traitement confidentiel pour une durée indéterminée.

[160] Après examen de la déclaration sous serment de M. Benoît Pepin<sup>112</sup>, la Régie juge que les motifs qui y sont invoqués justifient l'émission de l'ordonnance demandée à l'égard des informations caviardées contenues aux pièces C-RTA-0018 et C-RTA-0031, également déposées sous pli confidentiel aux pièces C-RTA-0017 et C-RTA-0032.

**[161] Ainsi, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel de RTA à l'égard des informations caviardées contenues aux pièces C-RTA-0018 et C-RTA-0031, également déposées sous pli confidentiel aux pièces C-RTA-0017 et C-RTA-0032, pour une durée indéterminée.**

[162] Par ailleurs, RTA demande à la Régie d'interdire, pour une durée indéterminée, la divulgation et la publication des informations confidentielles contenues aux pièces C-RTA-0024, C-RTA-0025 et C-RTA-0026, déposées sous pli confidentiel. Ces informations ont trait, directement ou indirectement, aux données horaires relatives à l'exportation et l'importation nettes, à l'achat et à la vente nets ainsi qu'au mandat du Comité transport.

[163] L'intervenante indique que ces informations industrielles, techniques et commerciales sont confidentielles puisqu'elles traitent spécifiquement du mode d'exploitation de ses installations de production et de ses caractéristiques propres. En particulier, les informations confidentielles constituent un indicateur de l'énergie produite par les groupes de RTA, de l'énergie importée et exportée sur son réseau de transport, de même que le niveau de vente ou d'achat d'énergie qui sont le reflet de la production saisonnière et annuelle et de la manière de mener ses opérations. La divulgation de ces informations à des tiers porterait préjudice à la position concurrentielle de RTA à l'égard du marché de l'énergie et de l'aluminium.

---

<sup>112</sup> Pièce [C-RTA-0020](#).

[164] RTA dépose donc ces pièces sous pli confidentiel et demande à la Régie d'émettre une ordonnance en vertu de l'article 30 de la Loi afin d'interdire la divulgation et la publication des informations qui y sont contenues et d'ordonner leur traitement confidentiel pour une durée indéterminée.

[165] Après examen de la déclaration sous serment de M. Benoît Pepin<sup>113</sup>, la Régie juge que les motifs qui y sont invoqués justifient l'émission de l'ordonnance demandée à l'égard des informations confidentielles contenues aux pièces C-RTA-0024, C-RTA-0025 et C-RTA-0026, déposées sous pli confidentiel<sup>114</sup>.

**[166] En conséquence, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel de RTA à l'égard des informations confidentielles contenues aux pièces C-RTA-0024, C-RTA-0025 et C-RTA-0026, déposées sous pli confidentiel, pour une durée indéterminée.**

[167] **Pour ces motifs,**

### La Régie de l'énergie :

**RECONDUIT** la portée de la décision D-2015-059 en ce qui a trait aux *distributeurs* et producteurs à vocation industrielle;

**ADOPTE** la norme NERC MOD-031-2 et son Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise;

**FIXE** la date d'entrée en vigueur de la norme de la NERC MOD-031-2 ainsi que de son Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise, comme suit :

- au **1<sup>er</sup> avril 2020** pour les fonctions autres que DP,
- au **1<sup>er</sup> juillet 2020** pour la fonction DP;

---

<sup>113</sup> Pièce [C-RTA-0028](#).

<sup>114</sup> Par ailleurs, certaines informations confidentielles ont fait l'objet d'une audience à huis clos le 2 mai 2018 (pièces A-0041 et A-0043).

**FIXE** au **17 janvier 2020** la date de dépôt de la norme MOD-031-2 et de son Annexe Québec, adoptées et mises en vigueur dans la présente décision, modifiées selon les ordonnances de la présente décision;

**RETIRE** les normes MOD-016-1.1, MOD-017-0.1, MOD-018-0, MOD-019-0.1 et MOD-021-1, ainsi que leur Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise;

**FIXE** au **1<sup>er</sup> avril 2020** la date de retrait des normes MOD-016-1.1, MOD-017-0.1, MOD-018-0, MOD-019-0.1 et MOD-021-1, ainsi que de leur Annexe Québec, dans leurs versions française et anglaise;

**ACCUEILLE** la demande de modifications proposées au Glossaire, dans ses versions française et anglaise, par le Coordonnateur et lui **DEMANDE** de soumettre, au plus tard le **17 janvier 2020**, une version complète du Glossaire révisé, dans ses versions française et anglaise, en y ajoutant, à la section « Historique des versions », la référence à la présente décision, de même que sa date et les modifications adoptées;

**ACCORDE** à RTA des frais de 57 708,89 \$;

**ORDONNE** au Coordonnateur de payer les frais de 57 708,89 \$ à RTA, dans les 30 jours de la présente décision;

**ACCUEILLE** la demande d'ordonnance de traitement confidentiel de RTA à l'égard des informations caviardées contenues aux pièces C-RTA-0018 et C-RTA-0031, également déposées sous pli confidentiel aux pièces C-RTA-0017 et C-RTA-0032 ainsi qu'à l'égard des informations confidentielles contenues aux pièces C-RTA-0024, C-RTA-0025 et C-RTA-0026, déposées sous pli confidentiel;

**INTERDIT**, pour une durée indéterminée, la divulgation et la publication des informations caviardées contenues aux pièces C-RTA-0018 et C-RTA-0031, également déposées sous pli confidentiel aux pièces C-RTA-0017 et C-RTA-0032 ainsi qu'à l'égard des informations confidentielles contenues aux pièces C-RTA-0024, C-RTA-0025 et C-RTA-0026, déposées sous pli confidentiel;

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

Françoise Gagnon  
Régisseur

# **ANNEXE 1**

## **LISTE DES ACRONYMES**

**Annexe 1 (1 page)**

**F. G.** \_\_\_\_\_



## LISTE DES ACRONYMES

BA	responsable de l'équilibrage ( <i>Balancing Authority</i> )
BPS	réseau Bulk ( <i>Bulk Power System</i> )
CBM	marge de partage de capacité ( <i>Capacity Benefit Margin</i> )
DP	distributeur ( <i>Distribution Provider</i> )
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
LSE	responsable de l'approvisionnement ( <i>Load-Serving Entity</i> )
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
NERC	North American Electric Reliability Corporation
PC	coordonnateur de la planification ( <i>Planning Coordinator</i> )
PVI	producteur à vocation industrielle
RP	planificateur des ressources
TA	transporteur auxiliaire
TP	planificateur de réseau de transport ( <i>Transmission Planner</i> )