

**Complément de preuve du Coordonnateur de la
fiabilité du Québec portant sur la phase 2 du dossier
R-4001-2017
(version caviardée)**

1 Table des matières

1	Sommaire exécutif	5
1.1	Objectif.....	5
1.2	Application des normes TOP-IRO pertinentes aux installations qui ne font pas partie du RTP	5
1.3	Retrait des dispositions particulières relatives à la transmission par l'entité RTA des Données visées.....	6
1.4	Conclusion.....	7
2	Contexte de la phase 2	8
2.1	Objectif du régime obligatoire des normes de fiabilité.....	8
2.2	Le Coordonnateur de la fiabilité : son rôle lors de demandes d'adoption de normes de fiabilité	8
2.3	Demande traitée dans la phase 1 du présent dossier.....	10
3	Demande du Coordonnateur en phase 2	11
4	Évolution des réseaux électriques et du contexte réglementaire	13
4.1	Évolution du contexte réglementaire à la NERC	13
4.2	Évolution du contexte réglementaire	14
4.2.1	Évolution de l'exploitation de l'Interconnexion du Québec de 2009 à 2017	14
4.2.2	Évolution des catégories d'installations au Québec de 2009 à 2017	15
5	La vocation industrielle au Québec	18
6	Le réseau de l'entité RTA et son impact sur l'Interconnexion du Québec	19
6.1	Profil de l'entité RTA.....	19
6.2	Calcul des limites pour les interconnexions entre le réseau de RTA et le réseau de HQT	22
6.3	Perturbations.....	24
6.4	L'écoulement parallèle du réseau de l'entité RTA.....	26
6.5	Impact du réseau de RTA sur l'Interconnexion du Québec	28
6.6	Enregistrement de l'entité RTA au Québec.....	29
7	Champ d'application hors RTP	29
7.1	Champ d'application hors BES en Amérique du Nord	29
7.2	Champ d'application hors RTP au Québec.....	30
7.3	Champ d'application hors RTP appliqué aux installations de l'entité RTA	31
7.4	Désignation des éléments hors RTP au Québec.....	31
8	Pertinence des données demandées pour la fiabilité de l'Interconnexion du Québec	32
8.1	Données demandées et préoccupations du Coordonnateur	32
8.2	Impact des données manquantes sur les outils du Coordonnateur	33
8.2.1	LASER (Logiciel d'Analyse à la Sécurité du Réseau).....	33
8.2.2	Impact des éléments hors RTP sur l'évaluation de la fiabilité du RTP.....	34
8.3	Cas problématiques possibles résultant du manque de données	35
8.3.1	Contingences invisibles sur les outils de supervision du Coordonnateur menant à une perte importante de production – Situation éventuelle.....	35
8.3.2	Contingences invisibles sur les outils de supervision du Coordonnateur menant à la surcharge d'une ligne – Situation éventuelle	35
8.3.3	Perte de l'alimentation 735 kV à un poste – Situation éventuelle	36
8.3.4	Surcharge des transformateurs à un poste– Situation réelle	37

8.4	Insuffisance des données transmises actuellement.....	39
9	Équité entre les utilisateurs du réseau	39
9.1	Impact sur les clients de HQD.....	40
9.2	Impact sur l'entité Rivière-du-Moulin	41
9.3	Manque d'équité dans l'application des normes de fiabilité	41
10	Impact sur l'entité RTA de la communication des données.....	41
11	Conclusion	42
Annexe 1	Simulation d'un jeu de barres avec production en première contingence.....	44
Annexe 2	Simulation du poste [REDACTED] (radial) dans le réseau de RTA.....	46

1

Liste des tableaux

Tableau 1 :	Modifications des dispositions particulières en phase 2.....	12
Tableau 2 :	Centrales et postes du Québec catégorisés BPS, RTP et hors RTP du Québec.....	17
Tableau 3 :	Entités PVI en 2012.....	18
Tableau 4 :	Lignes d'interconnexion entre le RTP contiguë de HQT et de l'entité RTA	20
Tableau 5 :	Contribution de l'entité RTA durant les trois dernières pointes du Québec	20
Tableau 6 :	Échange du réseau de RTA (modèle boîte noire – transporteur auxiliaire).....	21
Tableau 7 :	Transits entre le réseau de RTA et HQT (modèle boîte noire – radiale)	23
Tableau 8 :	Centrales et postes du Québec selon leur classification	30
Tableau 9 :	Évaluation du réseau post-contingence après la [REDACTED]	36
Tableau 10 :	Résultats de la perte de la barre [REDACTED] au poste [REDACTED] sans ou avec la modélisation de RTA	38
Tableau 11 :	Évaluation post-contingence avec et sans action.....	46

Liste des figures

Figure 1 :	Évolution du contexte réglementaire et du profil de l'entité RTA.....	7
Figure 2 :	Historique du contexte réglementaire américain et québécois depuis 2003	14
Figure 3 :	Illustration des catégories d'installations de l'Interconnexion du Québec.....	17
Figure 4 :	Modèle boîte noire - Transporteur auxiliaire.....	20
Figure 5 :	Comparaison du pourcentage d'heures des années 2009 et 2016 classées selon le transit en mégawatts	21
Figure 6 :	Réseau de RTA - boîte noire - radiale.....	23
Figure 7 :	[REDACTED]	25
Figure 8 :	Perturbations dans l'Interconnexion du Québec en 2016.....	26
Figure 9 :	Modèle du réseau de RTA avec écoulement parallèle.....	28
Figure 10 :	Fréquence au poste [REDACTED]	44

1 Sommaire exécutif

1.1 Objectif

1 La décision D-2017-061 de la Régie de l'énergie (« la Régie ») a adopté de nouvelles
2 versions de normes visant l'exploitation du réseau (« normes TOP-IRO »). Dans la phase 2
3 du présent dossier, le Coordonnateur de la fiabilité (« le Coordonnateur ») demande
4 l'adoption de quatre normes TOP-IRO (« les normes TOP-IRO pertinentes ») qui
5 contiennent deux modifications à ces normes adoptées lors de la phase 1. Premièrement, il
6 demande le retrait des dispositions particulières limitant le champ d'application de certaines
7 normes aux installations faisant partie du RTP. Deuxièmement, il demande le retrait des
8 dispositions particulières relatives au producteur à vocation industrielle (PVI). Par ailleurs,
9 ces deux dispositions permettent à l'entité Rio Tinto Alcan (RTA) de se soustraire à
10 l'obligation de transmettre certaines données d'exploitation relatives aux installations de
11 production et de transport en temps réel (« les Données visées »).

12 Par cette demande d'adoption de normes de fiabilité, le Coordonnateur souhaite assurer
13 une exploitation fiable et équitable de l'Interconnexion du Québec.

14

1.2 Application des normes TOP-IRO pertinentes aux installations qui ne font pas partie du RTP

15 La NERC, à la suite des leçons tirées de la panne du Sud-Ouest en 2011, a élaboré de
16 nouvelles exigences à même les normes TOP-IRO pertinentes afin de prévoir, dans le cadre
17 de leur application, l'ajout d'installations qui ne font pas partie du « Bulk Electric System »
18 (BES) et pour lesquelles certaines données sont requises aux fins d'assurer la fiabilité. Les
19 propriétaires de ces installations doivent à présent communiquer des informations
20 spécifiques à leurs exploitants de réseau de transport (TOP), aux responsables de
21 l'équilibrage (BA) ou aux coordonnateurs de la fiabilité (RC). La désignation d'installations
22 qui ne font pas partie du BES n'a seulement d'effet que dans le contexte de l'application de
23 certaines exigences des normes TOP-IRO pertinentes.

24 Dans le contexte de l'Interconnexion du Québec, ces installations nouvellement visées par
25 certaines normes TOP-IRO sont référées aux fins du présent dossier par l'expression
26 « installations hors RTP ».

27 Au Québec, les données portant sur certaines installations hors RTP sont nécessaires pour
28 assurer la fiabilité du RTP, notamment pour assurer le fonctionnement adéquat des outils de
29 gestion du réseau en temps réel. De façon générale, l'impact de la transmission des

1 données de ces installations au Coordonnateur de la fiabilité du Québec est modeste pour
2 la plupart des propriétaires des installations hors RTP. En effet, la majorité des installations
3 hors RTP désignées appartiennent à Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) ou à Hydro-
4 Québec Production (HQP), et leurs données sont déjà intégrées dans les systèmes du
5 Coordonnateur. Pour les installations qui n'appartiennent pas à Hydro-Québec, l'adoption
6 des normes TOP-IRO pertinentes rendrait obligatoire la transmission de certaines données
7 jugées essentielles pour la fiabilité. En ce qui concerne l'application des normes TOP-IRO
8 pertinentes aux installations qui ne font pas partie du RTP, aucune entité n'a indiqué au
9 Coordonnateur, lors de la consultation publique, que l'implantation de ces normes avait un
10 impact.

1.3 Retrait des dispositions particulières relatives à la transmission par l'entité RTA des Données visées

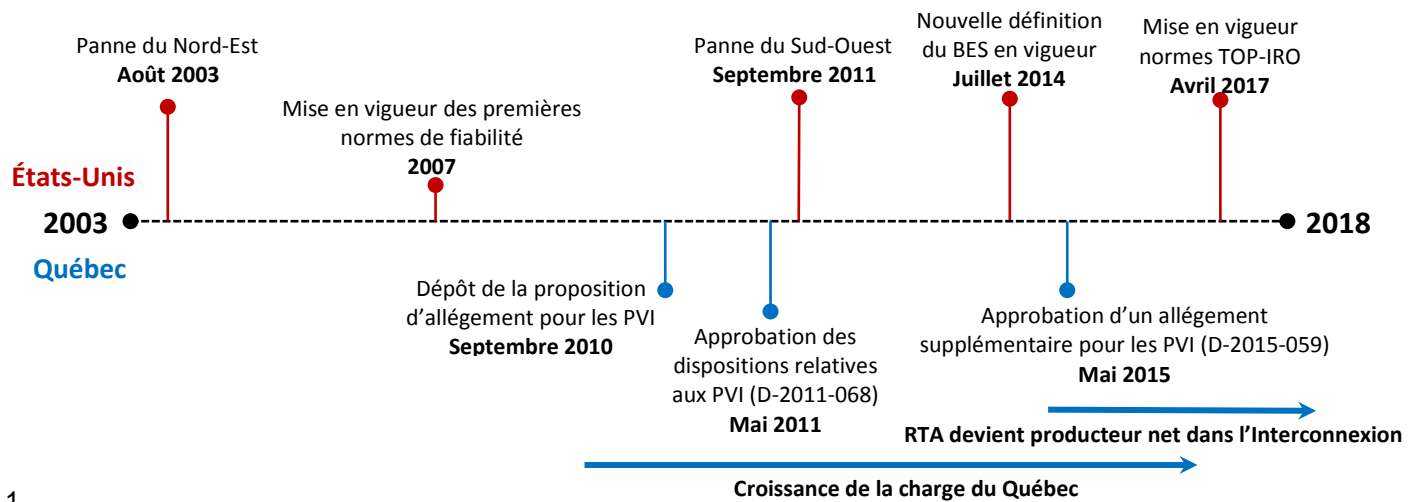
11 En 2010, le Coordonnateur avait proposé un allègement de certaines normes TOP-IRO
12 relatives aux besoins de transmission des Données visées de la part des producteurs à
13 vocation industrielle (PVI). En 2015, la décision D-2015-059 a étendu la portée de
14 l'allègement consenti à l'entité RTA.

15 Entre 2010 et aujourd'hui, le contexte réglementaire nord-américain, le réseau de transport
16 d'électricité de l'Interconnexion du Québec et le profil de l'entité RTA ont connu une
17 évolution marquée.

18 En 2012, une nouvelle définition du champ d'application des normes de fiabilité, soit celui du
19 BES, a été mise en vigueur en Amérique du Nord (sauf au Québec), ce qui a modifié
20 l'application des normes de fiabilité en Amérique du Nord. Cette définition a clarifié certains
21 principes d'applicabilité des normes, notamment pour les producteurs qui alimentent leurs
22 propres charges. De surcroît, il y a eu une modification des exigences, de l'enregistrement
23 et des installations visées et désignées selon certaines normes, afin que les normes
24 appuient la fiabilité plus efficacement en clarifiant les rôles et responsabilités.

25 Au vu de ces changements, le Coordonnateur soumet que la vocation d'une installation ne
26 devrait désormais plus être considérée relativement à son enregistrement. L'impact d'une
27 installation sur le réseau électrique devrait être le critère déterminant à cet égard.

28 Pour sa part, le réseau de transport d'électricité du Québec est davantage sollicité et
29 requiert une exploitation plus fine et précise. Or, depuis quelques années, le réseau de
30 l'entité RTA [REDACTED]. De plus, l'entité RTA est maintenant
31 un producteur net dans l'Interconnexion du Québec. La figure suivante illustre l'évolution du
32 contexte réglementaire ainsi que l'évolution du profil de l'entité RTA.



1

Figure 1 : Évolution du contexte réglementaire et du profil de l'entité RTA

2 Les Données visées de l'entité RTA sont nécessaires pour le fonctionnement adéquat des
 3 outils du Coordonnateur, lequel assure l'exploitation fiable du RTP du Québec. Une « boîte
 4 noire » comme le réseau de RTA au centre de l'Interconnexion du Québec est inacceptable
 5 pour l'exploitation fiable et équitable de l'Interconnexion: tous les autres coordonnateurs de
 6 la fiabilité en Amérique du Nord ont accès à ces données.

7 Par ailleurs, le Coordonnateur est d'avis que l'effort lié à la transmission de ces données par
 8 les entités est modeste, puisque ces données sont déjà disponibles. Les données sont
 9 protégées électroniquement, comme toutes les données d'exploitation du Coordonnateur et
 10 le code de conduite du Coordonnateur encadre la transmission de ces données aux affiliés
 11 d'Hydro-Québec. Des modalités de transmission peuvent également être mises en place,
 12 d'un commun accord, avec les entités. Le Coordonnateur note qu'il obtient déjà des
 13 informations confidentielles en provenance d'autres entités industrielles du Québec, que ces
 14 données sont traitées confidentiellement et souligne que cette situation n'a pas causé
 15 d'enjeu pour ces entités industrielles.

1.4 Conclusion

16 Le contexte nord-américain, l'Interconnexion du Québec et le profil de l'entité RTA ont
 17 évolué depuis 2010. Aujourd'hui, la pertinence des normes TOP-IRO pertinentes est claire
 18 et l'impact de leur implantation pour les entités est modeste alors que les gains pour la
 19 fiabilité sont démontrés par le Coordonnateur dans le présent dossier.

20 Le Coordonnateur soumet que l'adoption des normes TOP-IRO pertinentes aura un impact
 21 bénéfique pour la fiabilité de l'Interconnexion du Québec.

2 Contexte de la phase 2

2.1 Objectif du régime obligatoire des normes de fiabilité

1 Le *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis et au Canada*
2 a conclu que cette panne était évitable : la première et plus importante leçon apprise était
3 que le respect volontaire de normes de fiabilité n'était plus acceptable pour les
4 gouvernements du Canada et des États-Unis¹. À ce titre, le rapport indique que « *les États-*
5 *Unis et le Canada ... doivent d'abord et avant tout rendre obligatoire le respect des normes*
6 *et règles de fiabilité [...]* ».

7 À cet égard, les différents gouvernements des provinces canadiennes ont donné suite aux
8 recommandations de ce rapport. Le gouvernement du Québec a inscrit, dans sa politique
9 énergétique de 2006-2016, un objectif d'« *harmoniser le régime de normes de fiabilité du*
10 *transport de l'électricité avec celui de nos partenaires nord-américains* »^{2,3}.

11 La Régie a indiqué récemment qu'elle comprend que l'harmonie souhaitée consiste « *en la*
12 *mise en place d'un régime rendant obligatoire le respect des normes requises, afin*
13 *d'assurer la fiabilité du transport d'électricité au Québec qui soit cohérent avec le cadre*
14 *normatif en place dans les juridictions limitrophes.* »⁴

2.2 Le Coordonnateur de la fiabilité : son rôle lors de demandes d'adoption de normes de fiabilité

15 La *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « LRÉ ») prévoit que la Régie est responsable de
16 désigner un Coordonnateur de la fiabilité, aux conditions qu'elle détermine.

¹ *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis et au Canada*, Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant, page 1, consulté en ligne le 15 septembre 2017 à l'adresse suivante : <http://bibvir1.uqac.ca/archivage/24063935.pdf>

² [L'énergie pour construire le Québec de demain, La stratégie énergétique du Québec 2006-2015, Ministère des ressources naturelles et de la faune, 2006, Bibliothèque et archives nationales du Québec, p. 98](#)

³ Cet objectif donne suite aux recommandations du rapport final sur la panne de 2003, notamment, « *En raison du caractère interconnecté du réseau de transport, les normes de fiabilité devraient être compatibles ou identiques des deux côtés de la frontière Canada-États-Unis. Au Canada, plusieurs gouvernements provinciaux ont manifesté de l'intérêt pour des normes de fiabilité obligatoires et exécutoires et ont soit adopté une législation, soit pris des mesures pour instaurer le cadre nécessaire à la mise en œuvre de telles normes au Canada. Les gouvernements fédéral et provinciaux doivent coopérer, avec la collaboration des autorités américaines compétentes, pour instaurer un cadre permettant que des normes identiques ou compatibles s'appliquent dans les deux pays et que des dispositions soient adoptées pour les rendre applicables dans tous les territoires interconnectés.* » (Rapport cité à la note 1)

⁴ [D-2017-031, p. 22, paragraphe 62](#)

1 Lorsque la Régie a désigné le Coordonnateur de la fiabilité en 2007, elle a conclu qu'il
2 possède la compétence et l'expertise requise pour assumer son rôle au Québec⁵.

3 Notamment, le Coordonnateur possède les compétences requises pour exercer les
4 fonctions de coordonnateur de la fiabilité, de responsable de l'équilibrage et d'exploitant de
5 réseau de transport et son personnel d'exploitation est certifié par la NERC. Il maîtrise les
6 équipements, outils, systèmes et moyens technologiques nécessaires à l'exercice de ses
7 fonctions et il est reconnu par la NERC, le NPCC, ainsi que les coordonnateurs de la fiabilité
8 voisins en tant que coordonnateur de la fiabilité de l'Interconnexion du Québec au sens de
9 la NERC. Il exploite le réseau de transport principal (RTP) 24 heures sur 24, sept jours sur
10 sept, soit en tout temps.

11 Lors de la désignation du Coordonnateur, la Régie lui a imposé de se doter d'un code de
12 conduite spécifique, en complément du code de conduite du Transporteur. Ce code de
13 conduite prévoit notamment :

14 « 4.1 Le Personnel doit agir prioritairement en fonction de la fiabilité du réseau de
15 transport d'électricité sous la responsabilité du Coordonnateur de la fiabilité.

16 4.2 Le Personnel doit traiter tous les Utilisateurs du réseau de manière équitable et
17 non discriminatoire. »⁶

18 La LRÉ prévoit aussi que le Coordonnateur doit exercer les fonctions qui lui sont dévolues
19 par les normes de fiabilité. De plus, le Coordonnateur a d'importantes responsabilités
20 envers l'ensemble de la clientèle québécoise et envers les réseaux voisins. Par son
21 historique, par ses compétences, par son imputabilité claire et enfin par le code de conduite
22 qui régit son comportement, le Coordonnateur est responsable de l'exploitation fiable de
23 l'Interconnexion du Québec, et ce, de manière équitable et non discriminatoire pour les
24 entités qui utilisent ce réseau.

25 De plus, la LRÉ prévoit que le Coordonnateur doit déposer à la Régie les normes proposées
26 par la NERC ou le NPCC, ainsi qu'une évaluation de la pertinence et des impacts des
27 normes proposées⁷. L'évaluation de la pertinence des normes proposées revient à

⁵ Le Coordonnateur est le coordonnateur de la fiabilité (RC) pour l'Interconnexion du Québec et ; à ce jour, il est l'unique exploitant du réseau de transport (TOP) et responsable de l'équilibrage (BA) dans l'interconnexion du Québec. HQT est le coordonnateur de la planification pour l'interconnexion du Québec ; à ce jour, il est le seul responsable de la planification (PC) dans cette interconnexion. Il exerce également les fonctions de propriétaire d'installation de transport (TO) et distributeur (DP).

⁶ Le Code de conduite du Coordonnateur de la fiabilité au Québec a été approuvé par la Régie en décembre 2007. Le Code de conduite est entré en vigueur le 14 janvier 2008 et a été modifié subséquemment par les décisions de la Régie D-2010-126 le 21 septembre 2010 et D-2011-132, le 31 août 2011.

⁷ Loi sur la Régie de l'énergie, 85.6.

1 déterminer l'importance des normes de fiabilité pour la fiabilité de l'Interconnexion du
2 Québec, notamment, la nécessité ou l'opportunité de mettre en vigueur les normes.

3 La Régie a confirmé récemment que le fardeau du Coordonnateur est de déposer une
4 évaluation de la pertinence des normes⁸ et que lorsqu'une entité demande une particularité,
5 le fardeau incombe à ce demandeur de démontrer la nécessité et l'opportunité de cette
6 particularité⁹.

7 Le Coordonnateur souligne que la Régie a mandaté, par une entente formelle, la NERC et
8 le NPCC pour développer des normes de fiabilité et qu'en vertu de cette entente, celles-ci
9 doivent tenir compte des particularités de l'Interconnexion du Québec. La NERC et le NPCC
10 sont reconnus comme experts en matière de développement de normes par la Régie. Le
11 Coordonnateur rappelle également qu'il contribue aux travaux de développement des
12 normes de fiabilité de la NERC à titre de participant de l'industrie. Ainsi, lorsque la NERC
13 propose au Coordonnateur une norme pour adoption par la Régie, cette norme a fait l'objet
14 d'un processus rigoureux pour son développement et a été approuvée par l'industrie. Sa
15 pertinence est dès lors établie et le Coordonnateur peut quant à lui proposer des
16 modifications qui tiennent compte des caractéristiques spécifiques de l'Interconnexion du
17 Québec.

18 Par ailleurs, l'entente¹⁰ entre la Régie, la NERC et le NPCC engage la NERC et le NPCC à
19 vérifier que les normes que le Coordonnateur propose, ainsi que toute autre variante, sont «
20 aussi rigoureuses que les normes de fiabilité de la NERC applicables dans le reste de
21 l'Amérique du Nord ».

22 Dans ce rôle de déposant de normes de fiabilité, tout comme dans son rôle d'exploitant, le
23 Coordonnateur agit afin d'assurer la fiabilité de l'Interconnexion du Québec tout en traitant
24 les utilisateurs du réseau de manière équitable et non discriminatoire.

2.3 Demande traitée dans la phase 1 du présent dossier

25 Le Coordonnateur a déposé une demande, lors de la phase 1 du présent dossier, portant
26 sur les normes visant l'exploitation du réseau, soit les normes TOP et IRO. Afin de
27 permettre l'adoption rapide de ces normes en phase 1, le Coordonnateur a limité leur
28 champ d'application au réseau de transport principal (RTP) en excluant les installations hors
29 RTP, contrairement à ce qui est prévu dans ces normes. Il a également reconduit les

⁸ D-2017-031, p. 27, paragraphe 84.

⁹ D-2017-031, p. 22, paragraphe 66.

¹⁰ Entente concernant le développement des normes de fiabilité de transport d'électricité et des procédures et d'un programme de surveillance de l'application de ces normes pour le Québec, alinéa 4.2

1 dispositions particulières relatives au producteur à vocation industrielle (PVI). La Régie a
2 adopté et mis en vigueur ces normes dans la décision D-2017-061.

3 Demande du Coordonnateur en phase 2

3 Dans la phase 2 du présent dossier, le Coordonnateur demande deux modifications aux
4 normes adoptées lors de la phase 1 : premièrement, le retrait des dispositions particulières
5 limitant le champ d'application de certaines normes aux installations faisant partie du RTP ;
6 deuxièmement, le retrait des dispositions particulières relatives au producteur à vocation
7 industrielle (PVI), ainsi que l'ajout et la modification de quelques définitions.

8 Le Coordonnateur propose que les dispositions particulières visant à limiter le champ
9 d'application au RTP pour les normes IRO-002-4 (E3), IRO-010-2 (E1) et TOP-003-3 (E5)
10 soient retirées. Le champ d'application de ces normes correspondra ainsi à celui prévu par
11 les normes d'origine. Il est à noter que la norme TOP-001-3 n'est pas visée par cette
12 modification. Cependant, la prochaine version que le Coordonnateur prévoit déposer dans
13 un dossier ultérieur fait l'objet de dispositions semblables¹¹.

14 Tel que résumé par Tableau 1 ci-après, le Coordonnateur demande la modification des
15 dispositions particulières pour quatre normes (« les normes pertinentes ») : TOP-001-3,
16 IRO-002-4, IRO-010-2 et TOP-003-3.

¹¹ La norme TOP-001-4, est déposée pour référence à la pièce HQCF-5, document 5.

Tableau 1 : Modifications des dispositions particulières en phase 2

Exigences	Dispositions particulières de la phase 1	Dispositions particulières souhaitées à la phase 2
IRO-002-4 E3	<p>Dispositions particulières applicables à l'exigence E3 et à la mesure M3 :</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'est pas tenu de surveiller :</p> <ul style="list-style-type: none"> - les installations de production à vocation industrielle. Celles-ci doivent être surveillées aux points de raccordement ; - les installations hors RTP. 	<p>Disposition particulière applicable à l'exigence E3 et à la mesure M3 :</p> <p>L'expression « hors BES » est remplacée par « hors RTP ».</p>
IRO-010-2 E1.1 et E3	<p>Dispositions particulières applicables à l'exigence E1 (1.1) :</p> <p>Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas à inclure les données hors RTP qu'il juge nécessaire dans le document de spécification.</p> <p>Dispositions particulières applicables à l'exigence E3 :</p> <p>L'<i>exploitant d'installation de production</i> à vocation industrielle doit fournir au <i>coordonnateur de la fiabilité</i> les données en lien avec :</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) la puissance nette aux points de raccordement de son réseau dans l'horizon prévisionnel et en temps réel ; (ii) la production totale de ses installations de production et la charge de son réseau dans l'horizon prévisionnel. <p>Si l'<i>exploitant d'installation de production</i> à vocation industrielle reçoit un document de spécification des données distribué selon l'exigence E2, il n'est tenu de respecter que les dispositions qui visent les données qu'il doit fournir.</p>	<p>Disposition particulière applicable à l'exigence E1.1 :</p> <p>L'expression « hors BES » est remplacée par « hors RTP ».</p>
TOP-001-3 E3, E10.1 et E11	<p>Dispositions particulières applicables à l'exigence E3 pour les distributeurs :</p> <p>Si l'<i>instruction d'exploitation</i> émise au <i>distributeur</i> implique un délestage, le délestage est équivalent à une réduction de l'échange net du réseau du Québec vers les charges de l'entité. Selon le délestage demandé, le <i>distributeur</i> pourrait devoir réduire cet échange net jusqu'à zéro.</p> <p>Dispositions particulières applicables aux exigences E10.1 et E11 et aux mesures M10 et M11 :</p> <p>L'<i>exploitant de réseau de transport</i> et le <i>responsable de l'équilibrage</i> ne sont pas tenus de surveiller les installations de production à vocation industrielle. Celles-ci doivent être surveillées aux points de raccordement.</p>	<p>Dispositions particulières applicables à l'exigence E3 pour les distributeurs :¹²</p> <p>Si l'<i>instruction d'exploitation</i> émise au <i>distributeur</i> implique un délestage, le délestage est équivalent à une réduction de l'échange net du réseau du Québec vers les charges de l'entité. Selon le délestage demandé, le <i>distributeur</i> pourrait devoir réduire cet échange net jusqu'à zéro.</p>

¹² Le Coordonnateur maintient cette interprétation pour l'exigence E3 pour faire suite à l'ordonnance de la Régie dans sa décision D-2015-059. L'interprétation demeure valide à ce jour.

TOP-003-3 E1.1 et E5	<p>Dispositions particulières applicables à l'exigence E1 (1.1) :</p> <p>L'exploitant de réseau de transport n'a pas à inclure les données hors RTP qu'il juge nécessaire dans le document de spécification.</p> <p>Dispositions particulières applicables à l'exigence E5 :</p> <p>L'exploitant d'installation de production à vocation industrielle doit fournir à l'exploitant de réseau de transport et au responsable de l'équilibrage les données en lien avec :</p> <p>(i) la puissance nette aux points de raccordement de son réseau dans l'horizon prévisionnel et en temps réel ;</p> <p>(ii) la production totale de ses installations de production et la charge de son réseau dans l'horizon prévisionnel.</p> <p>Si l'exploitant d'installation de production à vocation industrielle reçoit un document de spécification des données distribué selon l'exigence E3 ou E4, il n'est tenu de respecter que les dispositions qui visent les données qu'il doit fournir.</p>	<p>Disposition particulière applicable à l'exigence E1.1 :</p> <p>L'expression « hors BES » est remplacée par « hors RTP ».</p>
---------------------------------	--	--

4 Évolution des réseaux électriques et du contexte réglementaire

4.1 Évolution du contexte réglementaire à la NERC

1 Depuis la mise en place des normes de fiabilité obligatoires, l'Amérique du Nord a connu
2 quelques grandes pannes. Notamment, le rapport suivant la panne du Sud-Ouest de 2011 a
3 confirmé l'importance de certaines normes, dont celles du présent dossier, et motivé
4 l'introduction de précisions dans d'autres normes¹³. De façon générale, la plupart des
5 normes de la NERC ont évolué considérablement depuis 2009 comme en témoignent leurs
6 nombreuses versions.

7 De plus, en 2012, la NERC a entièrement révisé la définition du « Bulk Electric System »
8 (BES)¹⁴, qui encadre la désignation des installations nécessaires à la fiabilité des réseaux
9 interconnectés. Cette nouvelle définition a entraîné l'abandon du concept de « Bulk Power
10 System » (BPS) comme champ d'application dans la région du NPCC en faveur d'un critère
11 déterminé (« bright-line »).

12 Enfin, depuis 2012, plusieurs fonctions de la NERC ont été retirées¹⁵ et plusieurs exigences
13 ont été consolidées ou retirées lors de refontes de normes de fiabilité, toujours afin que le
14 régime obligatoire nord-américain soit axé sur les éléments essentiels à la fiabilité des
15 réseaux de transport d'électricité.

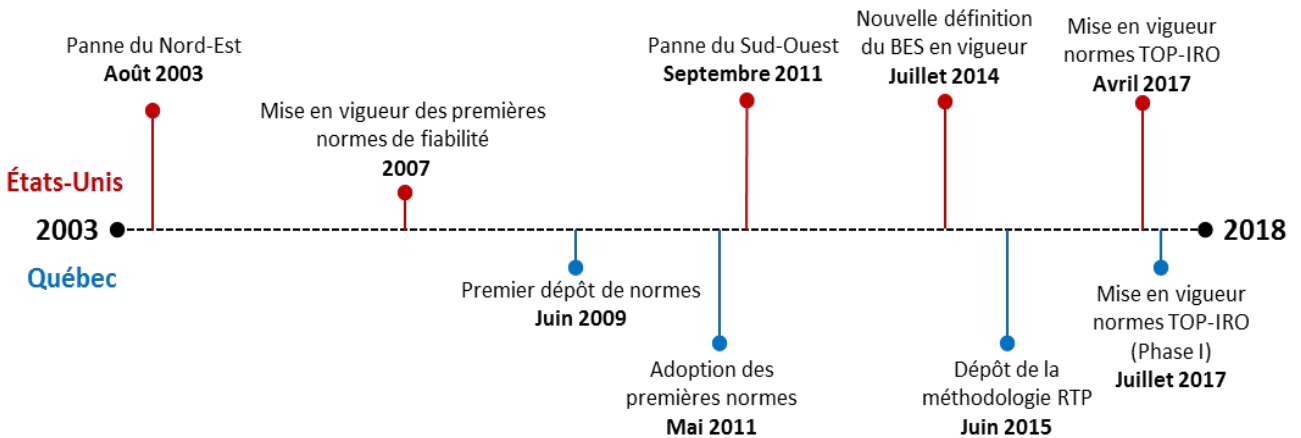
¹³ Le rapport de la panne du Sud-Ouest américain est soumis à la pièce HQCMÉ-2017-1, document 6.

¹⁴ HQCF-5, document 5.

¹⁵ Les fonctions de négociant (PSE), de responsables des échanges (IA) et de responsable de l'approvisionnement (LSE) ont été retirées parce qu'elles n'étaient plus jugées nécessaires à la fiabilité. Certains réaménagements d'exigences ont été nécessaires pour permettre ces retraits, notamment, pour le retrait de la fonction de LSE.

4.2 Évolution du contexte réglementaire

- 1 Le contexte réglementaire a sensiblement évolué depuis la panne de 2003. La Figure 2
2 illustre les étapes franchies depuis 2003 en lien avec l'évolution des catégories des
3 installations ayant un impact sur la fiabilité des réseaux de transport d'électricité.



4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19

Figure 2 : Historique du contexte réglementaire américain et québécois depuis 2003

4.2.1 Évolution de l'exploitation de l'Interconnexion du Québec de 2009 à 2017

Le Coordonnateur de la fiabilité constate que le réseau de transport d'électricité du Québec a évolué sensiblement depuis le dépôt du dossier R-3699-2009. D'ailleurs, la Régie, dans sa décision procédurale D-2017-050, a demandé au Coordonnateur d'élaborer davantage relativement à :

- l'évolution des infrastructures du réseau de transport ayant un impact sur la fiabilité du transport d'électricité du Québec ;
- l'évolution des catégories de réseau visées par les normes de fiabilité nécessaires à la fiabilité du transport d'électricité au Québec avant et à la suite de la mise en place du régime obligatoire relatif aux normes de fiabilité ;
- la justification de la pertinence de cette évolution dans le contexte québécois.

En 2017, le Coordonnateur constate que le réseau de transport dans l'Interconnexion du Québec est plus sollicité qu'en 2009, soit l'année du premier dépôt de normes de fiabilité à la Régie, notamment due à la croissance de la charge du Québec, à l'intégration de nouvelles centrales de production, comme les centrales de la Romaine et à l'ajout de

1 nouveaux parcs éoliens. La pointe du Québec et l'utilisation moyenne du réseau ont
2 augmenté de 2009 à 2016, soit de 10,8% et de 7,7%¹⁶, respectivement.

3 Or, le réseau hors pointe est également plus sollicité¹⁷. La marge de manœuvre de
4 l'exploitant est d'autant plus réduite. Notamment, les périodes d'été, qui sont de plus en plus
5 chaudes, font en sorte que la capacité des équipements du réseau de transport est
6 davantage réduite par des contraintes thermiques, ainsi que les limites de transport
7 associées. De plus, le vieillissement du réseau nécessite de plus en plus de retirer des
8 équipements pour maintenance. Ces facteurs font en sorte que les transits du réseau de
9 transport se rapprochent davantage des limites de stabilité et des limites thermiques en été.

10 Ainsi, le réseau et son utilisation ont évolué. De surcroît, l'exploitation de ce réseau est plus
11 exigeante pour l'exploitant aujourd'hui qu'en 2009 et nécessite une exploitation plus fine et
12 précise. Le Coordonnateur doit tenir compte de facteurs additionnels pour déterminer les
13 limites d'exploitation, gérer les retraits de façon plus optimale et doit produire des prévisions
14 météorologiques plus précises.

4.2.2 Évolution des catégories d'installations au Québec de 2009 à 2017

15 En 2009, il y avait trois types d'installations au Québec :

- 16 • Le centre de conduite du réseau (CCR) gérait les installations du « Bulk Power
17 System » (le BPS) au sens du critère A-10 du NPCC¹⁸, ainsi qu'un nombre important
18 d'éléments additionnels appartenant à Hydro-Québec et nécessaires à la gestion
19 fiable de l'Interconnexion du Québec;
- 20 • Les installations d'Hydro-Québec qui n'étaient pas gérées par le CCR étaient
21 encadrées par des critères de réseaux régionaux et gérées par des centres de
22 téléconduite régionaux (CT);
- 23 • Les installations n'appartenant pas à Hydro-Québec étaient encadrées par les
24 exigences de raccordement, des encadrements d'exploitation, des instructions
25 communes et d'autres contrats.

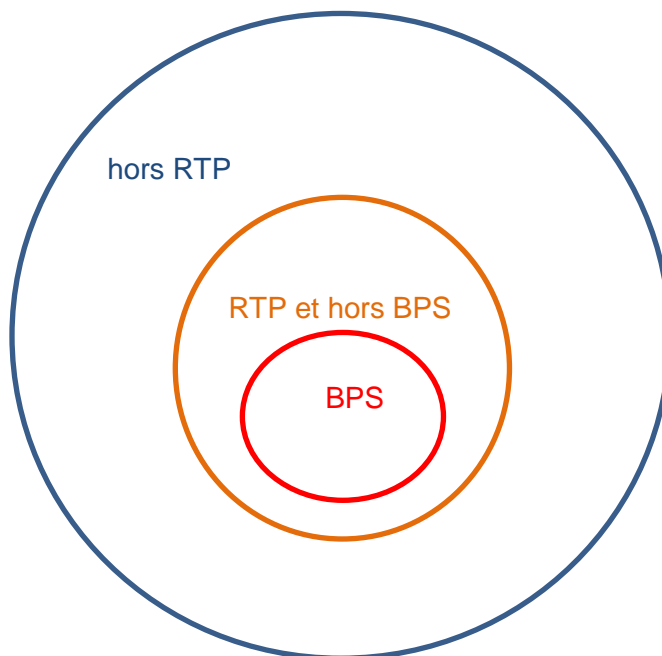
26 Aujourd'hui, au Québec, le Coordonnateur classe en trois catégories les installations
27 comme suit, selon leur impact d'après différents critères (voir la Figure 3 et le Tableau 2):

¹⁶ Information provenant des pièces HQT-9, document 1 pour les demandes tarifaires 2010 et 2017 (R-3738-2010 et R-4012-2017).

¹⁷ R-3981-2016, HQT-1, document 1, page 5, lignes 23 à 25.

¹⁸ Le critère A-10 est un critère régional développé par le NPCC afin d'identifier des installations critiques à la fiabilité du réseau dans le nord-est de l'Amérique du Nord.

- 1 • Les installations du « Bulk Power System » (BPS) au sens du critère A-10 du NPCC
2 sont critiques pour la fiabilité de l'Interconnexion du Québec. Un problème sérieux
3 touchant un seul élément du BPS peut nuire à la fiabilité de l'Interconnexion du
4 Québec et des réseaux voisins et ce, même dans un réseau « noble », c'est-à-dire
5 un réseau avec tous ses éléments en fonction. Toutes les installations du BPS sont
6 des installations du RTP.
- 7 • Les installations du RTP mais hors BPS sont nécessaires à la fiabilité du réseau du
8 Québec. Un problème touchant une seule installation du RTP hors BPS ne peut pas
9 nuire à la fiabilité de l'Interconnexion du Québec et des réseaux voisins dans un état
10 de réseau « noble » (aucune indisponibilité d'équipement ou de ligne). Cependant, le
11 réseau n'est jamais « noble » en pratique : les installations du RTP hors BPS sont
12 celles qui peuvent causer des problèmes pour la fiabilité du réseau du Québec
13 lorsque le réseau est dégradé ou lors d'événements multiples.
- 14 • Les installations hors RTP sont des installations qui n'ont qu'un impact local. Ainsi,
15 leur perte n'entraîne pas de risque d'effondrement du réseau de l'Interconnexion du
16 Québec. Cependant, l'information sur certaines de ces installations peut s'avérer
17 importante pour la fiabilité ; dans ce cas, ces installations sont désignées dans le
18 cadre de l'application des normes pertinentes et cette information sert au maintien
19 de la fiabilité du RTP. Cette catégorie d'installation fait l'objet de la présente
20 demande.
- 21



1

Figure 3 : Illustration des catégories d'installations de l'Interconnexion du Québec

Tableau 2: Centrales et postes du Québec catégorisés BPS, RTP et hors RTP du Québec

Catégories	Nombre d'installations	Pourcentage (%)
BPS	41	6
RTP et hors-BPS	186	25
Hors RTP	510	69

2 Récemment, dans le cadre du dossier R-3952-2015, le Coordonnateur a proposé de
 3 hausser le seuil d'inclusion de la production de 50 MVA à 75 MVA¹⁹, de retirer la fonction de
 4 responsable de l'approvisionnement (LSE), de hausser le seuil d'inclusion pour les
 5 distributeurs (DP) de 50 MW à 75 MW, et de désigner un nombre additionnel de lignes
 6 comme faisant partie du BPS.

¹⁹ Dans le dossier R-3952-2015, le Coordonnateur a proposé que certaines centrales entre 50 MW et 75 MW qui sont nécessaires pour assurer la fiabilité de l'Interconnexion du Québec, spécifiquement, qui rencontrent un critère de fiabilité, demeurent assujetties aux normes de fiabilité.

1 Ces deux rehaussements de seuil reflètent des changements dans la définition nord-
2 américaine du BES²⁰. La désignation de lignes comme faisant partie du BPS fait suite à une
3 évolution de la définition du critère A-10 du NPCC qui détermine les éléments du BPS.

4 Lors de la mise en vigueur du régime obligatoire nord-américain, l'évolution des catégories
5 de réseau a suivi et reflété les leçons de la panne de 2003. L'évolution des catégories
6 depuis 2009 est relativement mineure sur le fond et a fait l'objet du dossier R-3952-2015. En
7 2012, la NERC a clarifié la définition du BES et modifié des seuils afin de les rendre
8 déterminés; il en est question dans plusieurs sections du présent document, notamment les
9 sections 5 et 7. D'ailleurs, l'ajout de la notion hors BES dans certaines normes de la NERC
10 découle de leçons apprises dans l'industrie, notamment suite à la panne du Sud-Ouest
11 américain en 2011 tel qu'expliqué dans la section 7.1.

5 La vocation industrielle au Québec

12 Le Tableau 3 présente les entités désignées « producteurs à vocation industrielle » en
13 2012.

Tableau 3 : Entités PVI en 2012

Entité	Capacité totale	Capacité par installation
Domtar Inc. (usine de Lebel-sur-Quévillon)	55 MW	55 (MW)
Hydro-Saguenay (Produits forestiers Résolu)	118 MW	63 et 55 (MW)
Rio Tinto Alcan	3568 MW	240, 250, 300, 300, 462, 940 et 1076 (MVA)

14 Depuis 2012, l'entité Domtar Inc. a suspendu ses activités et les centrales d'Hydro-
15 Saguenay produisent dorénavant en dessous du nouveau seuil de 75 MVA proposé dans le
16 dossier R-3952-2015. À la suite de la suspension accordée dans les décisions D-2015-213
17 et D-2016-109, l'entité RTA demeure la seule entité de type PVI avec des installations
18 visées au Québec.

19 Par ailleurs, en Amérique du Nord, la définition du BES ne comporte pas de « production à
20 vocation industrielle ». Plutôt, l'exclusion 2 de la définition du BES est le moyen choisi par la
21 NERC pour prendre en compte des producteurs qui alimentent leur propre charge²¹.

²⁰ La définition du BES de la NERC en vigueur est déposée pour référence à la pièce HQCF-5, document 5.

1 L'exclusion E2 ne tient pas compte de la vocation des installations, mais seulement de leur
2 impact sur le réseau et ce, seulement selon un seuil de capacité nette²² établi à 75 MVA.

3 Cependant, le fait d'utiliser uniquement la capacité nette a été contesté lors de l'examen de
4 cette exclusion par la FERC. D'ailleurs, en réponse à la préoccupation exprimée par l'ISO-
5 NE qu'une centrale de 400 MW ayant un impact sur la fiabilité locale mais ayant une
6 production nette de moins de 75 MVA serait exclue du Registre de la NERC, la FERC a
7 répondu que cette centrale pourrait être enregistrée par un processus d'exception²³.

8 Afin que les producteurs soient traités façon cohérente au Québec qu'ailleurs en Amérique
9 du Nord, le Coordonnateur intégrera la notion des producteurs exclus lors d'une révision de
10 sa méthodologie pour la détermination des éléments du RTP dans un dossier ultérieur. Il
11 considère que la notion de PVI n'est plus nécessaire ni appropriée pour l'application des
12 normes de fiabilité au Québec.

6 Le réseau de l'entité RTA et son impact sur l'Interconnexion du Québec

6.1 Profil de l'entité RTA

13 L'entité RTA est le deuxième producteur en importance du Québec avec 3500 MVA de
14 capacité installée inscrite au Registre, ce qui représente environ 7% de la production
15 installée du Québec. Le maximum de sa production historique réelle dans l'année 2015 était
16 de [REDACTED] MW²⁴. L'entité RTA gère aussi ses propres réserves²⁵.

17 L'entité RTA exploite également un réseau de transport d'électricité qui raccorde ses sept
18 centrales de production du RTP à ses alumineries, ainsi que d'autres producteurs et
19 charges industrielles. Ce réseau de transport comporte des lignes à haute tension de 345,
20 240 et 161 kV. Le réseau de l'entité RTA comporte également quatre connexions avec le
21 RTP²⁶ contiguë de HQT, précisées au Tableau 4.

22 De plus, le réseau de l'entité RTA offre un service de transport auxiliaire à HQT permettant
23 la livraison d'énergie à Hydro-Québec Distribution (HQD) pour divers clients industriels et
24 résidentiels.

²¹ "E2. A generating unit or multiple generating units on the customer's side of the retail meter that serve all or part of the retail customer Load with electric energy on the customer's side of the retail meter if: (i) the net capacity provided to the BES does not exceed 75 MVA..."

²² La « capacité nette » est le transit vers le BES pendant les 12 derniers mois. [Bulk Electric System Definition Reference Document, Janvier 2014, p. 50.](#) (Pièce HQCF-05 Document 9)

²³ [FERC Order 773, p. 108-109](#)

²⁴ R-3947-2015, pièce C-RTA-0035, p. 5

²⁵ R-3699-2009, Réponses à la DDR n° 1 de la Régie à RTA, p. 30.

²⁶ Le RTP au sens du réseau continu d'éléments du RTP.

Tableau 4 : Lignes d'interconnexion entre le RTP contiguë de HQT et de l'entité RTA

Ligne et tension	Poste HQT	Poste RTA
Une ligne RTP à 345 kV exploitée à 315 kV	██████████	██████████
Une ligne RTP à 240 kV	██████████	██████████
Deux lignes RTP à 161 kV	██████████	██████████

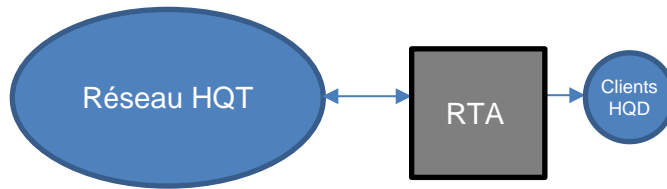


Figure 4 : Modèle boîte noire - Transporteur auxiliaire

- 1 Les données utilisées dans la présente section sont basées sur le modèle « boîte noire –
- 2 transporteur auxiliaire » pour représenter le réseau de RTA. Ce modèle correspond à
- 3 l'échange net de l'entité RTA avec les autres entités auxquelles il se rattache (voir la Figure
- 4 4).
- 5 Comme le résume le Tableau 5, l'entité RTA a été un producteur net lors des trois plus
- 6 récentes pointes du Québec.

Tableau 5 : Contribution de l'entité RTA durant les trois dernières pointes du Québec²⁷

Date de la pointe	Heures de la pointe	Échange net de RTA vers HQ (MW) (Boîte noire - transporteur auxiliaire)
9 janvier 2017	8	██████████
15 février 2016	7	██████████
8 janvier 2015	8	██████████

- 7
- 8 Au Tableau 6, le Coordonnateur présente les transits entre le réseau de l'entité RTA et le
- 9 réseau d'Hydro-Québec depuis 2009²⁸. On y constate une production nette importante en
- 10 2012, lors d'une grève de six mois en 2012. L'entité RTA ne consommait pas sa production

²⁷ Rapports annuels d'Hydro-Québec pour les années 2014 à 2016, page internet consultée en ligne le 15 septembre 2017 à l'adresse suivante : [\[http://www.hydroquebec.com/publications/fr/documents-entreprise/rapport-annuel.html\]](http://www.hydroquebec.com/publications/fr/documents-entreprise/rapport-annuel.html). L'échange net provient des données du Centre de Conduite du Réseau (CCR) du Coordonnateur.

²⁸ Les données sont compilées avec un échantillonnage horaire, du 1^{er} janvier 2009 à 00 :00 jusqu'au 29 juin 2017 à 23 :59.

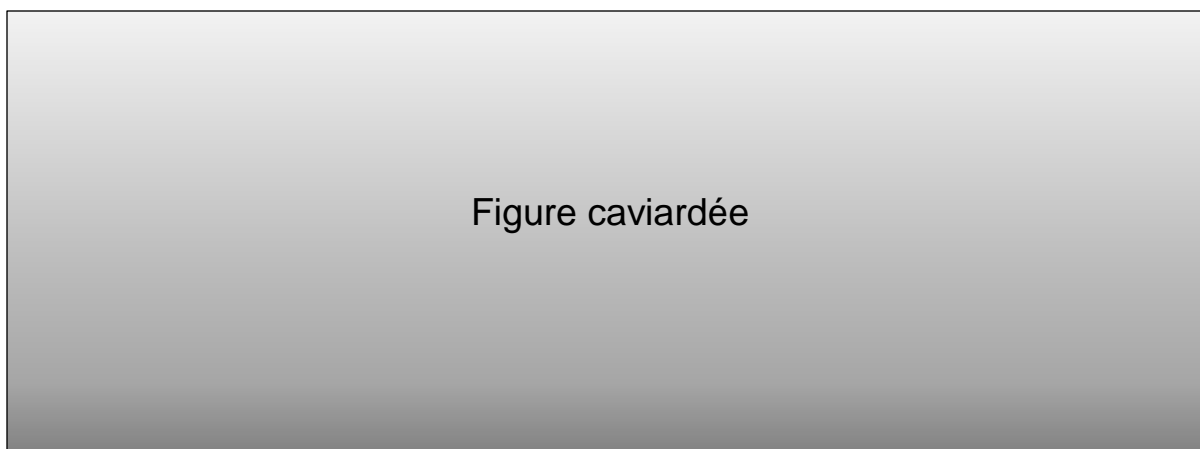
1 durant cette grève. Cette situation démontre que la production industrielle de l'entité RTA
 2 diffère de la production industrielle typique en Amérique du Nord puisque l'entité peut
 3 produire de l'électricité sans la consommer. Les productions industrielles typiques sont
 4 habituellement reliées à leur consommation.

Tableau 6 : Échange du réseau de RTA (modèle boîte noire – transporteur auxiliaire)

	Énergie échangée (GWh)		Échange net RTA vers HQ > 75 MW	
	Exportation totale de RTA	Échange net entre RTA et HQ	N ^b heures	% d'heures
2009	■	■	■	■
2010	■	■	■	■
2011	■	■	■	■
2012	■	■	■	■
2013	■	■	■	■
2014	■	■	■	■
2015	■	■	■	■
2016	■	■	■	■
2017 ²⁹	■	■	■	■

Note : Une valeur négative d'énergie échangée signifie que RTA a été un importateur net d'électricité durant l'année.

Figure 5 : Comparaison du pourcentage d'heures des années 2009 et 2016 classées selon le transit en mégawatts



5
 6 Le Tableau 6 démontre qu'entre 2009 et 2017, l'entité RTA est devenue un producteur net
 7 (valeur d'échange net positive). L'entité est producteur net d'électricité depuis 2015 sur une

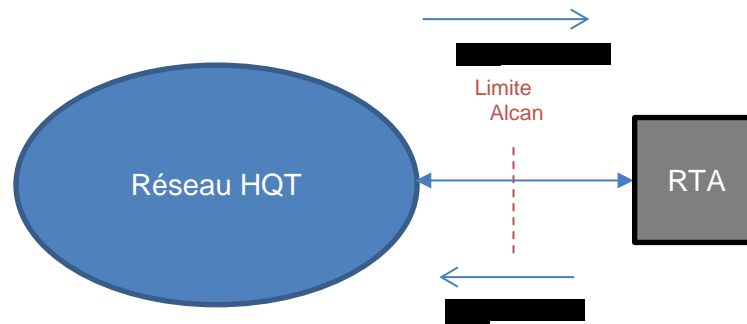
²⁹ Les données pour l'année 2017 sont pour la période du 1er janvier 2017 au 30 juin 2017 inclusivement.

- 1 base annuelle, c'est-à-dire que la quantité d'électricité sortant du réseau de RTA est
2 maintenant nettement supérieure à la quantité qui y entre. Notamment, elle exportait plus de
3 75 MW pour plus de la moitié de l'année en 2015 et 2016.
- 4 De plus, comme le montre l'évolution des deux histogrammes de la Figure 5, l'exportation
5 de l'entité RTA a augmenté de façon importante en 2016 par rapport à 2009. L'entité RTA
6 est passée du statut de consommateur avec peu de production à un producteur important
7 sur le réseau. Par exemple, en 2016 l'entité RTA a produit plus de [REDACTED] MW pour environ
8 [REDACTED] des heures en 2016 pour le reste de l'Interconnexion du Québec.

6.2 Calcul des limites pour les interconnexions entre le réseau de RTA et le réseau de HQT

- 9 La détermination des limites entre l'entité RTA et le réseau de HQT est basée sur le modèle
10 « boîte noire – radiale » comme l'illustre la Figure 6 :

Figure 6 : Réseau de RTA - boîte noire - radiale



1

Tableau 7 : Transits entre le réseau de RTA et HQT (modèle boîte noire – radiale)

	Transit Max (MW)	
	HQT vers RTA	RTA vers HQT
2009	██████	██████
2010	██████	██████
2011	██████	██████
2012	██████	██████
2013	██████	██████
2014	██████	██████
2015	██████	██████
2016	██████	██████
2017 ³⁰	██████	██████

2 Les limites d'exploitation normales sont établies à ██████ MW en exportation (vers RTA) et ██████
 3 ██████ MW en importation (vers HQT). Ces limites devraient être établies en fonction de la
 4 capacité du réseau de l'entité RTA à résister à certains événements, à savoir les défauts et
 5 les déclenchements de cuves. Comme le démontre le Tableau 7, le transit net horaire de
 6 l'entité RTA a varié entre ██████ MW en exportation et ██████ MW en importation vers le réseau
 7 de HQT. Il est à noter que le réseau de l'entité RTA dépasse occasionnellement les limites
 8 d'exploitation en importation vers le réseau de HQT. Les dépassements sont occasionnés
 9 typiquement ████████████████████. Il incombe au Coordonnateur, en tant
 10 qu'exploitant du réseau de transport (TOP), de prendre les moyens nécessaires afin de
 11 ramener ces transits à l'intérieur des limites.

12 Normalement, les limites sont fixées à partir de critères comme la robustesse d'un réseau
 13 face à un défaut triphasé. Toutefois, dans le dossier R-3944-2015, l'entité RTA a souligné
 14 que son réseau ne pouvait pas résister à un défaut triphasé : l'impact de ce manque de
 15 robustesse ne peut être évalué sans des données précises portant sur le réseau de l'entité

³⁰ Les données pour l'année 2017 sont pour la période du 1er janvier 2017 au 28 juin 2017 inclusivement.

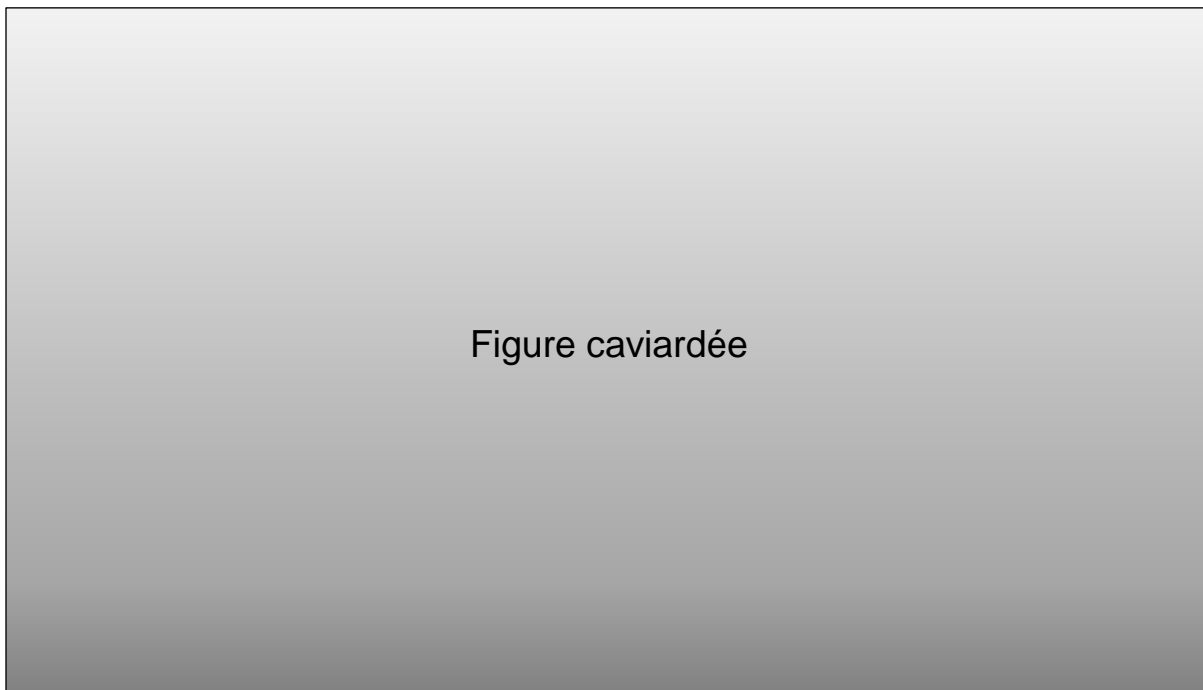
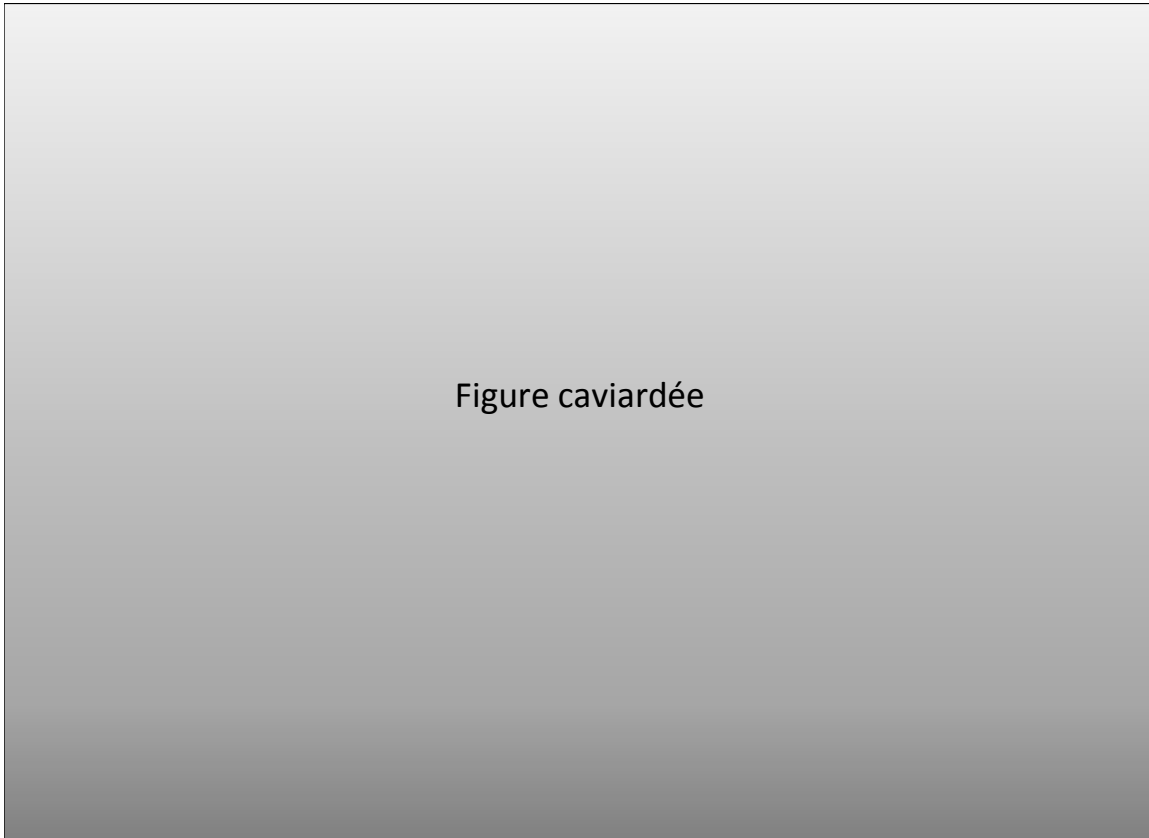


Figure 7 : [Redacted]

- 1 [Redacted]
- 2 [Redacted]



1

Figure 8 : Perturbations dans l'Interconnexion du Québec en 2016

2

3

4

5

6.4 L'écoulement parallèle du réseau de l'entité RTA

6 Comme le démontre la Figure 9, le réseau de l'entité RTA offre un chemin de transit
7 parallèle avec le corridor [REDACTED] de HQT à 735 kV, qui est un corridor composé
8 d'éléments classés BPS critiques pour la fiabilité qui constituent une limite d'exploitation
9 pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)³¹. L'écoulement de puissance sur ce chemin de
10 transit parallèle, nommé un « écoulement parallèle », apporte une incertitude de 0 à 100

³¹ Les limites IROL (en anglais « Interconnection Reliability Operating Limits ») sont les limites les plus importantes gérées par un coordonnateur de la fiabilité. Lorsque ces limites sont dépassées, la fiabilité de l'Interconnexion est à risque.

1 MW sur la limite du corridor [REDACTED]. Puisque cette limite est une limite IROL,
2 cette différence de [REDACTED] MW s'avère importante.

3 En raison du manque d'information en temps réel sur le réseau de l'entité RTA, l'impact sur
4 le réseau de HQT de cet écoulement parallèle ne peut être évalué correctement par les
5 outils d'exploitation du Coordonnateur. Ces outils sont présentés dans la section 8.2.
6 D'ailleurs, l'écoulement parallèle en question a un impact sur le transit des transformateurs
7 au poste [REDACTED] et la gestion de la limite IROL associée à ces derniers. Le
8 Coordonnateur en fait la démonstration dans la section 8.3.4.

9 De plus, lors d'un événement sur le réseau de HQT [REDACTED]
10 [REDACTED], lequel est en parallèle avec le réseau de l'entité RTA, il est possible que la
11 répartition du transit après l'événement ait des conséquences sur le réseau de l'entité RTA.
12 Dans ce cas, la communication des Données visées du réseau de l'entité RTA contribuera à
13 la fiabilité du réseau de l'entité RTA, ainsi qu'aux clients de HQD que ce réseau raccorde.

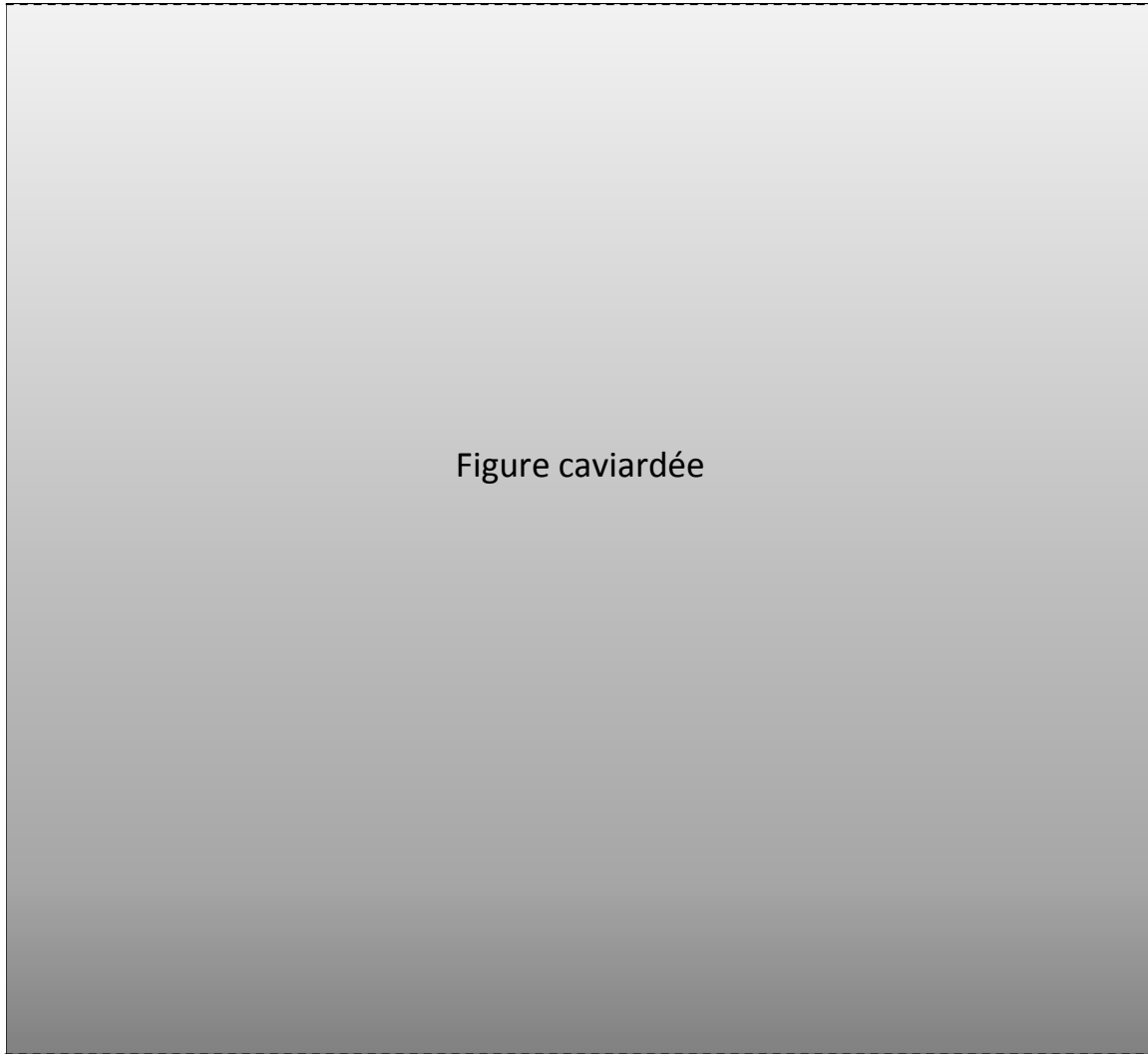


Figure 9 : Modèle du réseau de RTA avec écoulement parallèle

6.5 Impact du réseau de RTA sur l'Interconnexion du Québec

- 1 Le réseau de l'entité RTA ne comporte pas d'éléments classés BPS, ce qui implique
- 2 qu'aucun de ses éléments ne peut engendrer une panne en cascade de l'Interconnexion en
- 3 réseau noble. Or, l'application des normes de fiabilité aux seuls éléments BPS est
- 4 insuffisante pour assurer la fiabilité du réseau du Québec (voir la section 4.2.1). Bien que
- 5 les installations de RTA ne soient pas classées BPS, elles peuvent entraîner des
- 6 dépassements de limites sur des éléments de RTP, tel que détaillé dans la section 8.2.2.
- 7 D'ailleurs, le Coordonnateur a démontré dans le dossier R-3947-2015 au moyen d'études
- 8 dynamiques [REDACTED]

1
2
3
4
5
6
7

[REDACTED]

[REDACTED]. La Régie a conclu que cette preuve était probante³². [REDACTED]

[REDACTED] un exploitant peut l'accomplir par erreur lorsqu'il n'a pas les outils adéquats ou l'information nécessaire. Le Coordonnateur rappelle que plusieurs pannes nord-américaines découlent d'erreurs humaines survenues alors que le réseau était dans un état fragile par exemple lors de la panne du Sud-Ouest.

6.6 Enregistrement de l'entité RTA au Québec

8 RTA est une entité inscrite au Registre à titre de propriétaire d'installation de production
9 (GO), d'exploitant d'installation de production (GOP), de propriétaire d'installation de
10 transport (TO) et de distributeur (DP). L'entité RTA est désignée comme producteur à
11 vocation industrielle (PVI), mais cette désignation n'est pas une fonction.

12 L'entité RTA exploite un réseau privé et le planifie avec le concours de HQT. Dans le reste
13 de l'Amérique du Nord, les installations de transport à 161 kV et 345 kV de l'entité RTA
14 seraient visées par les normes de fiabilité. La production nette de l'entité RTA tout au long
15 de l'année ferait en sorte que celle-ci serait assujettie aux normes de fiabilité, et le fait
16 qu'elle alimente le réseau en période de pointe l'empêcherait de se prévaloir d'une
17 exception prévue au processus de la NERC.

18 Le Coordonnateur s'appuie sur le rapport de l'expert Brian Evans-Mongeon sur cet aspect³³.

7 Champ d'application hors RTP

7.1 Champ d'application hors BES en Amérique du Nord

19 Une défaillance en cascade de lignes de transport à une tension de 88 kV, soit sous le seuil
20 d'inclusion au BES fixé à 100 kV, a été un facteur important dans la panne du Sud-Ouest en
21 2011. Par la suite, la FERC, la NERC et l'industrie ont décidé de maintenir le seuil
22 déterminé (« bright-line ») de 100 kV dans la définition du BES et de répondre à cette
23 situation de deux façons. D'une part, le processus d'exception au BES permet d'inclure
24 dans le BES certaines installations importantes pour la fiabilité. Il s'agit du processus
25 d'inclusion. D'autre part, la désignation d'installations dans le cadre de l'application des
26 normes pertinentes TOP-IRO l'oblige à communiquer des données pour certaines
27 installations hors BES importantes pour l'exploitation en temps réel, le tout dans l'objectif

³² [D-2017-031](#), paragraphe 85.

³³ Pièce HQCF-5, document 2.

1 que le coordonnateur de la fiabilité ait une vue étendue (*Wide Area View*) des installations
2 qu'il juge nécessaires à la fiabilité de sa zone. En effet, dans l'analyse de la panne du Sud-
3 Ouest de 2011, la FERC et la NERC ont déterminé que le coordonnateur de la fiabilité pour
4 la région WECC avait enfreint certaines exigences des normes IRO qui visent à ce que le
5 coordonnateur de la fiabilité ait une vue étendue suffisante pour assurer la fiabilité. Cela
6 démontre bien l'importance de donner l'autorité nécessaire au Coordonnateur pour qu'il
7 puisse obtenir les données essentielles à l'accomplissement de ses responsabilités.

8 Lorsqu'une installation est désignée BES, l'ensemble des normes peut s'appliquer, alors
9 que lorsqu'elle est désignée en vertu de certaines exigences des normes TOP-IRO
10 pertinentes, seules celles-ci s'appliquent pour l'obtention des données. Ensemble, ces deux
11 façons de traiter les installations importantes hors BES permettent de cibler les bonnes
12 entités et de limiter l'application des normes de fiabilité aux bonnes installations, selon leur
13 importance pour la fiabilité du réseau.

7.2 Champ d'application hors RTP au Québec

14 Au Québec, le Coordonnateur peut modifier sa méthodologie d'identification des éléments
15 du réseau de transport principal (RTP) et, avec l'approbation de la Régie, désigner une
16 installation comme élément du RTP afin que toutes les normes s'appliquent à celle-ci. Il
17 pourra également, dans le cadre de l'application des normes TOP-IRO pertinentes, désigner
18 cette installation afin que son propriétaire transmette des données importantes pour la
19 fiabilité à son sujet. Le Coordonnateur libelle ces installations ainsi désignées comme
20 « installations hors RTP désignées ». Le Tableau 8 présente la ventilation des centrales et
21 des postes du Québec pour lesquels le Coordonnateur souhaite obtenir les données afin de
22 maintenir la fiabilité du réseau.

Tableau 8 : Centrales et postes du Québec selon leur classification

Classification	Nombre d'installations	Pourcentage des installations de l'Interconnexion du Québec (%)
BPS	41	6
RTP et non BPS	186	25
Hors RTP désigné	157	21

*Le décompte des installations hors RTP désignées inclut également certaines installations partiellement RTP.

23 Le Coordonnateur dépose la liste des installations hors RTP pour lesquelles il compte
24 demander les informations en temps réel à la pièce HQCF-5, document 7. En effet, des

1 installations hors RTP peuvent, dans leur zone locale, entraîner des dépassements de
2 limites sur des installations RTP. Cependant, le Coordonnateur n'estime pas nécessaire
3 d'appliquer l'ensemble des normes de fiabilité à ces installations puisqu'il n'a besoin que
4 des Données visées.

5 La majorité des installations hors RTP désignées appartiennent soit à HQT ou à HQP et
6 leurs données sont déjà intégrées dans les systèmes du Coordonnateur, l'impact étant ainsi
7 modeste pour les autres entités.

7.3 Champ d'application hors RTP appliqué aux installations de l'entité RTA

8 Le Coordonnateur a explicitement exclu les producteurs à vocation industrielle (PVI) du
9 critère 2.4 relatif à l'intégration de la production et n'a pas tenu compte de l'écoulement
10 parallèle sur les lignes de RTA lors de la détermination du critère 2.3 de la méthodologie
11 d'identification des éléments du RTP³⁴. Les données de certaines installations étant
12 essentielles pour la fiabilité, le Coordonnateur aurait pu proposer de désigner certaines
13 lignes du réseau de l'entité RTA comme étant des éléments du RTP. Toutefois, une telle
14 désignation aurait eu pour effet d'appliquer l'ensemble des normes de fiabilité à ces
15 installations. Actuellement, le Coordonnateur considère que l'obtention des Données visées
16 en temps réel est suffisante. L'approche retenue par le Coordonnateur permet donc de
17 désigner certaines installations de l'entité RTA aux seules fins spécifiques d'application des
18 normes TOP-IRO, ce qui minimise l'impact pour l'entité RTA.

7.4 Désignation des éléments hors RTP au Québec

19 Les normes de fiabilité prévoient des mécanismes pour communiquer aux entités les
20 besoins des exploitants en matière de données³⁵. Ces mécanismes sont flexibles et peuvent
21 évoluer avec le temps. Une approbation réglementaire, avec les délais que cela entraîne,
22 n'est ni nécessaire, ni souhaitable, étant donné que ces données sont nécessaires en
23 exploitation, toujours en temps réel.

24 Par ailleurs, le Coordonnateur ne prévoit viser que des entités qui possèdent des
25 installations RTP et qui sont inscrites au Registre des entités. Par conséquent, il ne propose
26 pas de modification au Registre des entités visées.

³⁴ R-3952-2015, B-0075

³⁵ Voir les normes IRO-010-2 et TOP-003-3, qui oblige le RC, BA et TOP à élaborer une spécification de données nécessaires pour la fiabilité et de la communiquer aux entités touchées.

8 Pertinence des données demandées pour la fiabilité de l'Interconnexion du Québec

8.1 Données demandées et préoccupations du Coordonnateur

1 Le Coordonnateur cherche à obtenir les Données visées, plus précisément les suivantes :

- 2 • en temps réel, la production des centrales de l'entité RTA ;
- 3 • en temps réel, l'état, la configuration, la puissance (active et réactive) et la tension
- 4 de chaque élément des installations de transport du réseau de l'entité RTA à des
- 5 tensions de 161 kV et plus.

6 Actuellement, les centrales de l'entité RTA font partie du RTP, cependant les Données

7 visées ont fait l'objet d'une exemption PVI accordée dans le cadre du dossier R-3699-2009.

8 Le Coordonnateur demande donc d'obtenir les données de production en temps réel de ces

9 centrales.

10 De plus, puisque les installations de transport de l'entité RTA ne font pas partie du RTP, le

11 Coordonnateur demande que les données en temps réel de ces installations lui soient

12 transmises dans le cadre de l'application des normes TOP-IRO pertinentes. Ces

13 installations seraient catégorisées en tant qu'installations hors RTP désignées.

14 Tous les autres exploitants de réseau de transport (TOP), responsables de l'équilibrage

15 (BA) et coordonnateurs de la fiabilité (RC) de l'Amérique du Nord disposent des données en

16 temps réel pour de telles installations et les utilisent pour assurer la fiabilité de leur réseau.

17 Le Coordonnateur souligne que les installations de transport de l'entité RTA seraient

18 classées BES dans le reste de l'Amérique du Nord et qu'elles seraient visées par les

19 normes TOP-IRO, sans exemption, tel que souligné par l'expert M. Brian Evans-Mongeon³⁶.

20 D'ailleurs, le Coordonnateur est préoccupé par son manque de données en temps réel pour

21 le réseau de l'entité RTA. Ce manque de visibilité³⁷ pour un responsable de la fiabilité a été

22 l'une des causes de la panne de 2003, et la mise en vigueur des normes de fiabilité vise

23 expressément à prévenir ce manque de visibilité. La panne de 2011 du Sud-Ouest a

24 confirmé que la visibilité étendue était critique pour assurer la fiabilité.

25 Or, tel qu'indiqué à la section 6, le [REDACTED]

26 [REDACTED]³⁸. De plus, tel que démontré dans la

³⁶ Pièce HQCF-5, document 2.

³⁷ Le mot « visibilité » a la même signification que l'expression « situational awareness » en anglais.

³⁸ Voir les sections 6.2 et 6.3.

1 section 6.5, des événements sur le réseau de l'entité RTA peuvent affecter la fiabilité du
2 réseau RTP, et incidemment causer des dépassements de limite sur des éléments du RTP.
3 Dans ce contexte, le Coordonnateur doit se préoccuper davantage de l'état et de la visibilité
4 de ce réseau situé au centre du réseau de l'Interconnexion du Québec.

5 Le Coordonnateur obtient actuellement les Données visées des autres réseaux régionaux,
6 par exemple ceux de l'Abitibi, de la Gaspésie et de l'Outaouais pour assurer la fiabilité du
7 RTP. Ainsi, le Coordonnateur peut transmettre des directives aux exploitants des réseaux
8 régionaux pour éliminer des dépassements de limites sur des éléments du RTP. Les
9 informations reçues de ces réseaux régionaux sont donc essentielles pour le maintien de la
10 fiabilité du réseau RTP. Il en est de même pour les données provenant du réseau de l'entité
11 RTA.

12 Pour ces raisons, le Coordonnateur estime que les informations du réseau de l'entité RTA
13 sont nécessaires pour assurer la fiabilité de l'Interconnexion du Québec.

14 Le Coordonnateur s'appuie sur le rapport de l'expert Kim Warren sur cet aspect, lequel
15 estime également que les Données visées sont nécessaires à l'exploitation fiable de
16 l'Interconnexion du Québec.³⁹

8.2 Impact des données manquantes sur les outils du Coordonnateur

17 L'absence des Données visées réduit la visibilité du Coordonnateur sur l'ensemble du
18 réseau qu'il supervise et donc la capacité de ses outils à simuler et évaluer correctement
19 des situations menant à des dépassements de limites sur des éléments du RTP. Les outils
20 de surveillance dont il dispose sont présentés dans les sections ci-dessous.

8.2.1 LASER (Logiciel d'Analyse à la Sécurité du Réseau)

21 LASER évalue les dépassements de limites thermiques sur les éléments du RTP. Il est
22 composé de deux fonctions, soit l'estimateur d'état et l'analyse de contingences.

- 23 • L'estimateur d'état élimine les erreurs de mesure en reproduisant un écoulement de
24 puissance le plus fidèle possible à l'écoulement de puissance réel du réseau. Pour
25 fonctionner correctement, celui-ci doit posséder toutes les mesures associées aux
26 éléments qu'il modélise, et ces mesures doivent être le plus redondantes possible.
- 27 • L'analyse de contingences utilise l'écoulement de puissance de l'estimateur d'état et
28 simule des contingences, c'est-à-dire la perte de tous les éléments simples du RTP.
29 Il envoie des alarmes lors de dépassements de limites que l'exploitant doit éliminer

³⁹ Pièce HQCF-5, document 3.

1 par des instructions d'exploitation. Pour évaluer correctement la fiabilité du RTP,
2 cette fonction doit pouvoir simuler l'effet des éléments hors RTP causant de
3 l'écoulement parallèle.

8.2.2 Impact des éléments hors RTP sur l'évaluation de la fiabilité du RTP

4 Tel qu'indiqué dans les sections précédentes, l'écoulement parallèle causé par des
5 éléments hors RTP peut mener à des dépassements de limites sur des éléments RTP, et
6 donc avoir une incidence sur la fiabilité de l'Interconnexion du Québec. Or, il est impossible
7 de modéliser l'entité RTA dans l'estimateur d'état de LASER en raison du manque d'accès
8 aux états et mesures de son réseau. Ainsi, la représentation du réseau de l'entité RTA qui
9 connectent le réseau de l'entité RTA au réseau d'HQT, tel qu'illustré sur la Figure 9, doit
10 être simplifiée à l'aide de charges et d'alternateurs selon la direction du transit. Cette
11 simplification transforme l'écoulement de puissance parallèle de l'entité RTA en écoulement
12 de puissance radial.

13 C'est ainsi que l'évaluation des dépassements de limites par l'analyse de contingences de
14 LASER devient faussée. En effet, toute contingence menant à la perte de connexions avec
15 l'entité RTA résulte en une perte de charges ou d'alternateurs, sans impacter les autres
16 connexions et donc les éléments du RTP autour de celles-ci. La réalité est cependant toute
17 autre tel que démontré dans la section 8.3.

18 Ainsi, deux types de problèmes peuvent survenir en temps réel, en raison de ces données
19 manquantes :

- 20 • un dépassement de limite invisible que le Coordonnateur ne peut reconnaître ;
- 21 • un faux dépassement de limite que le Coordonnateur perçoit et dont il prend des
22 mesures pour l'éliminer.

23 Les problèmes invisibles sont préoccupants. Or, les faux problèmes, tels que de faux
24 dépassements de limites, ne sont pas sans conséquence, puisqu'ils donnent lieu à des
25 erreurs d'affectation de ressources et à de la confusion. Au minimum, l'attention portée à un
26 faux problème peut confondre l'exploitant lors de sa prise de décision en temps réel pour
27 affronter de réels problèmes d'exploitation. Normalement, les directives résultantes
28 réduisent l'efficacité du réseau de transport ou de la répartition de la production. Comme
29 pour toute manœuvre dans le réseau, il y a un risque d'erreur qui peut causer de nouveaux
30 enjeux.

31 De plus, l'absence de données de l'entité RTA complexifie et parfois empêche de pouvoir
32 mener des analyses adéquates d'événements passés. En effet, des hypothèses doivent

1 être prises pour simuler l'écoulement parallèle causé par l'entité RTA, ce qui rend les
2 simulations inexactes et empêche la validation des limites.

3 Le Coordonnateur rappelle qu'il a une visibilité très réduite sur le réseau de l'entité RTA et
4 que l'entité RTA n'a aucune responsabilité formelle pour sa fiabilité d'exploitation et répond
5 à d'autres impératifs que celui de la fiabilité de l'Interconnexion du Québec, notamment sa
6 « vocation industrielle ».

7 Les prochaines sections donnent quelques illustrations de différents problèmes pouvant
8 survenir en temps réel.

8.3 Cas problématiques possibles résultant du manque de données

8.3.1 Contingences invisibles sur les outils de supervision du Coordonnateur menant à une perte importante de production – Situation éventuelle

9 Certaines configurations du réseau de l'entité RTA peuvent, en première contingence, c'est-
10 à-dire à la suite de la perte d'un élément simple quelconque, entraîner des déclenchements
11 de production suffisants pour [REDACTED]
12 et déclencher le plan de défense DSF (délestage en sous-fréquence), de [REDACTED] MW et plus
13 en réseau de creux d'été⁴⁰. Ce cas de figure est illustré à l'Annexe 1.

14 Avec les Données visées, le Coordonnateur peut reconnaître des configurations pouvant
15 mener à des dépassements de limite sur des éléments du RTP en temps réel et poser des
16 actions pour les éliminer.

8.3.2 Contingences invisibles sur les outils de supervision du Coordonnateur menant à la surcharge d'une ligne – Situation éventuelle

17 N'ayant pas accès aux Données visées, les exploitants doivent respecter les limites de
18 transit qui sont déterminées à partir d'hypothèses sur la configuration du réseau de l'entité
19 RTA. Le Coordonnateur présume que le réseau de RTA est bouclé par les lignes [REDACTED].

20 Cependant, si le réseau de l'entité RTA est [REDACTED]
21 [REDACTED] (soit par choix d'exploitation ou à la suite d'un événement exceptionnel) lors de la [REDACTED]
22 [REDACTED], le Tableau 9 montre l'écart entre le
23 résultat obtenu selon les hypothèses présumées et la situation réelle. Cette dernière
24 mènerait à la surcharge de la ligne [REDACTED] qui est un élément BPS, donc à un dépassement

⁴⁰ [REDACTED]

1 de limite d'exploitation thermique. Or, ce dépassement est invisible sur les outils de
 2 supervision du Coordonnateur et l'exploitant ne peut l'évaluer ni prendre action pour éviter
 3 que la situation survienne, tel que mettre hors tension la ligne ou diminuer la production du
 4 réseau de l'entité RTA, par exemple. À l'heure actuelle, l'Interconnexion du Québec est
 5 assujettie à ce risque, ce qui n'est pas acceptable pour le Coordonnateur. Comme l'indique
 6 la section 6.3, [REDACTED] prend ce
 7 type de contingence plus probable qu'auparavant.

Tableau 9 : Évaluation du réseau post-contingence après la [REDACTED]

	Limite (20°C)	Transit départ	Transit post-contingence	
			Situation simulée avec hypothèses présumées	Situation réelle
Vers le réseau de HQT	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

8 Si ce risque invisible sur les outils de supervision du Coordonnateur pour l'exploitant se
 9 manifeste, la ligne [REDACTED] demeure en surcharge (à [REDACTED] MVA) pendant que l'exploitant
 10 prend connaissance de l'alarme, qu'il décide des mesures nécessaires à entreprendre, qu'il
 11 les communique et que ces mesures soient mises en œuvre et prennent effet.

12 Pendant ce temps, la ligne peut surchauffer et subir des dommages permanents. Le
 13 Coordonnateur souligne que les installations sont nécessaires à l'exploitation fiable du RTP.
 14 Par conséquent, l'exploitant doit protéger les équipements. Si la ligne est endommagée et
 15 donc mise hors service pendant une longue durée, le réseau dans la région du Lac-Saint-
 16 Jean devient dégradé, et le risque de pannes importantes augmente.

17 Durant la surcharge de la ligne [REDACTED], il y a aussi la possibilité que la ligne s'étire et
 18 approche le sol, présentant ainsi un risque pour la sécurité du public.

19 Enfin, si la ligne déclenche après quelques minutes de surcharge, soit parce qu'elle s'est
 20 étirée sous l'effet de la chaleur et a effectué un contact avec le sol ou un arbre, soit parce
 21 que l'exploitant est forcé de la mettre hors tension, la perte pour le réseau serait de [REDACTED]
 22 MW. Dans certains cas, cette perte pourrait déclencher le plan de défense DSF avec un
 23 délestage de charges réparties dans l'Interconnexion du Québec.

8.3.3 Perte de l'alimentation 735 kV à un poste – Situation éventuelle

24 Advenant l'indisponibilité d'éléments qui mènerait à la perte de l'alimentation à 735 kV du
 25 poste [REDACTED] en première contingence, l'analyse de contingences de LASER ne

1 pourrait pas fidèlement simuler les résultats de cet événement majeur. En réalité, ceci
2 entraînerait l'alimentation des charges du poste [REDACTED] par l'écoulement parallèle du
3 réseau de l'entité RTA et donc des dépassements de limite en sous-tension sur des
4 éléments du RTP. N'ayant aucune indication que l'événement pourrait se produire,
5 l'exploitant ne pourrait pas prendre action pour éviter les dépassements. Le cas est détaillé
6 à l'Annexe 2.

8.3.4 Surcharge des transformateurs à un poste– Situation réelle

7 Le Coordonnateur a répertorié au moins trois cas de dépassement de limites IROL des
8 transformateurs du poste [REDACTED]. Ces problèmes sont attribuables à l'impossibilité
9 de modéliser l'écoulement parallèle de l'entité RTA dans l'analyse de contingences de
10 LASER.

11 Par exemple, le [REDACTED], le réseau était fortement chargé et
12 le disjoncteur [REDACTED] était indisponible au poste [REDACTED] en raison d'un bris. La
13 simulation de la contingence de perte de la barre [REDACTED] au poste [REDACTED] par l'analyse
14 de contingences de LASER a résulté en un dépassement de limite IROL de transformateurs
15 (BPS) au poste [REDACTED]. Pour éliminer le dépassement, l'exploitant a alors mis hors
16 tension la ligne [REDACTED]. Tel qu'il appert au Tableau 10, le Coordonnateur a comparé le
17 résultat de cette contingence avec le modèle du Planificateur qui permet l'écoulement de
18 puissance parallèle par le réseau de l'entité RTA.

Tableau 10 : Résultats de la perte de la barre [REDACTED] au poste [REDACTED] sans ou avec la modélisation de RTA

	Transit de départ de ligne (MVA)	Transit post-contingence (MVA)		Écart (MVA)
		Modèle de l'exploitant (sans RTA)	Modèle de planification (avec RTA)	
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Transformateurs du poste [REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

1 Dans ce cas précis, il s'avère que l'exploitant devait poser le même geste parce que, selon
2 les deux modèles, la limite du transformateur de [REDACTED] MVA était dépassée.

3 Or, il existe bel et bien un écart entre les résultats des deux modèles. Cela démontre que
4 dans certaines configurations, le dépassement de limite des transformateurs pourrait être
5 faux. Ainsi, l'action posée par l'exploitant pourrait être inutile. Cette situation pourrait créer
6 de la confusion au centre de contrôle et nuire à sa prise de décision en temps réel, et par
7 voie de conséquence, à la fiabilité du RTP.

8 Il est à noter que pour permettre la simulation de l'écoulement de puissance avec le modèle
9 de l'entité RTA du Planificateur, celui-ci a dû poser des hypothèses non vérifiables quant à
10 la capacité de production et de charge dans le réseau de l'entité RTA et ce, sur la base
11 seule de la mesure des transits aux points de l'interconnexion entre les deux réseaux. Il est
12 impossible de savoir si l'une ou l'autre de ces simulations est fidèle à la réalité. La
13 simulation du Planificateur ne peut alors reproduire exactement les données d'exploitation
14 en raison du manque de données. En d'autres termes, les ingénieurs de la planification ne

1 peuvent reproduire adéquatement les situations vécues en exploitation en raison de
2 l'absence des Données visées, temps réel, de l'entité RTA⁴¹.

8.4 Insuffisance des données transmises actuellement

3 Actuellement, le Coordonnateur obtient les données aux points de raccordements avec le
4 réseau de l'entité RTA. Cela dit, ce réseau est une boîte noire puisque le Coordonnateur est
5 tenu dans l'ignorance des mouvements d'énergie qui ont lieu à l'intérieur de la boîte noire,
6 soit le réseau de l'entité RTA.

7 Le modèle du Planificateur estime la production et la charge du réseau à partir des
8 échanges. Ce modèle est sensible et ne peut toujours reproduire le comportement du
9 réseau observé. Ainsi, les échanges en temps réel ne sont pas suffisants pour modéliser le
10 réseau de l'entité RTA. Le Planificateur et le Coordonnateur n'ont d'autre choix que d'utiliser
11 ce modèle théorique, faute de recevoir les Données visées. Un modèle théorique, si
12 déficient soit-il, est nécessaire pour représenter l'intérieur du réseau de RTA pour des fins
13 de planification et d'exploitation.

14 De plus, lors de l'examen des défauts triphasés applicables au réseau de l'entité RTA, le
15 Planificateur a indiqué que la limite du réseau de l'entité RTA vers le réseau HQT dépend
16 de la production de la centrale [REDACTED]

17 Le Coordonnateur ne peut gérer adéquatement son réseau sans savoir ce qui se passe à
18 l'intérieur du réseau de l'entité RTA. La situation qui prévaut actuellement ne serait plus
19 acceptable pour les autres coordonnateurs de la fiabilité en Amérique du Nord, tel que le
20 mentionne le rapport de l'expert M. Kim Warren⁴² et de l'expert Brian Evans-Mongeon⁴³.

9 Équité entre les utilisateurs du réseau

21 Dans le dossier R-3699-2009, la Régie conclut relativement à la possibilité d'une panne de
22 500 MW des charges de HQD au Lac-Saint-Jean que :

23 *« la Régie note que le Coordonnateur soumet qu'une panne du réseau de RTA peut*
24 *entraîner un impact d'environ 500 MW sur la charge d'HQD au Lac-Saint-Jean.*
25 *Cependant, le Coordonnateur n'a pas démontré qu'une telle panne puisse menacer la*
26 *fiabilité de l'Interconnexion du Québec. »*

⁴¹ Le Coordonnateur signale que la norme MOD-033-1 concerne la qualité de la modélisation. Cette norme prévoit un processus évolutif selon lequel le Planificateur évalue la correspondance entre le comportement réel d'une partie du réseau et le modèle de planification. Les différents exercices de comparaison du Coordonnateur aux fins de cette analyse ont démontré que la modélisation de la région autour du réseau de l'entité RTA est difficile à reconstruire pour correspondre aux données en temps réel.

⁴² Pièce HQCF-5, Document 3.

⁴³ Pièce HQCF-5, Document 2.

1 Le Coordonnateur souhaite ajouter que l'impact sur la fiabilité n'est pas la seule
2 considération pertinente pour le Coordonnateur. Le Code de conduite du Coordonnateur de
3 la fiabilité indique en effet que :

4 « *le Personnel [du Coordonnateur] doit traiter tous les Utilisateurs du réseau de manière*
5 *équitable et non discriminatoire.* »

6 Les réseaux régionaux autres que celui de l'entité RTA communiquent des informations sur
7 l'état de leurs installations en temps réel au Coordonnateur sur demande. Cette
8 communication d'information améliore la fiabilité du réseau régional en question ainsi que
9 celle des réseaux avoisinants.

10 Le Coordonnateur est d'avis qu'il n'est pas équitable pour les autres utilisateurs du réseau
11 de transport du Québec (HQT, HQD, les clients de HQD, le producteur de la Rivière-du-
12 Moulin et les autres entités visées) que le réseau de l'entité RTA n'ait pas à se conformer
13 pas aux pratiques minimales de l'industrie nord-américaine, telles que codifiées dans les
14 normes de fiabilité. Dans les sections suivantes, le Coordonnateur élabore sur ces différents
15 points plus en détail.

9.1 Impact sur les clients de HQD

16 Le Coordonnateur rappelle que l'entité RTA agit en tant que « transporteur auxiliaire » au
17 sens de la LRÉ. Notamment, elle achemine de l'énergie pour le Transporteur vers de la
18 charge locale du Saguenay, y compris l'entité RTA, des clients industriels raccordés au
19 réseau de l'entité RTA et d'autres charges locales. Tous ces clients sont des clients de
20 HQD.

21 En pointe, l'entité RTA fournit également de l'énergie pour certains clients.

22 Lorsque l'entité RTA mentionne que le Coordonnateur peut se séparer du réseau de l'entité
23 RTA afin d'éviter un impact sur le réseau de HQT⁴⁴, cela implique nécessairement une
24 situation d'effondrement probable du réseau de l'entité RTA et donc une panne générale
25 pour les clients de HQD.

26 Le Coordonnateur estime qu'il est inéquitable pour les clients de HQD au Saguenay d'avoir
27 une entité (l'entité RTA), qui ne se conforme pas aux mêmes normes que l'ensemble de
28 l'Amérique du Nord. La fiabilité locale s'en trouve affaiblie.

⁴⁴ Dossier R-3947-2015, C-RTA-0018, p. 8, paragraphe 32.

9.2 Impact sur l'entité Rivière-du-Moulin

1 La ligne [REDACTED] est l'une des quatre lignes entre le RTP d'Hydro-Québec et le réseau de
2 l'entité RTA. Depuis 2014, le parc éolien de la Rivière-du-Moulin est raccordé directement et
3 uniquement sur cette ligne. Ce parc appartient à un producteur éolien lié à HQD avec un
4 contrat d'approvisionnement. Tout dommage causé à la ligne [REDACTED] aurait un impact à la
5 capacité de Rivière-du-Moulin à fournir sa production à son client. Selon le Coordonnateur,
6 il est inéquitable d'entraîner des conséquences à une autre entité par le manque
7 d'information de l'entité RTA.

9.3 Manque d'équité dans l'application des normes de fiabilité

8 Le Coordonnateur doit traiter équitablement les entités soumises aux normes de fiabilité
9 dans l'Interconnexion du Québec et plus précisément pour l'obtention des Données visées.
10 Par exemple, les parcs éoliens de la Gaspésie pourraient insister sur le fait que le
11 Coordonnateur n'a pas à obtenir leurs données parce qu'ils sont raccordés à un réseau
12 régional et que seul l'échange du réseau de la Gaspésie vers le RTP est nécessaire pour la
13 gestion du RTP. Or, le Coordonnateur demande occasionnellement des mesures
14 préventives dans le réseau de la Gaspésie afin de protéger le RTP contre un effondrement
15 incontrôlé du réseau de la Gaspésie. Les informations de ces centrales et les informations
16 relatives à la configuration du réseau de la Gaspésie sont donc nécessaires pour la
17 protection du RTP.
18 Si la Régie exempte l'entité RTA, plusieurs autres entités pourraient aussi souhaiter obtenir
19 une exemption en invoquant un motif d'équité. Or, chacune de ces exemptions serait
20 également nuisible à la fiabilité. De plus, chaque exemption accordée rend l'impact de la
21 suivante plus important, ce qui affaiblit la fiabilité de l'Interconnexion.

10 Impact sur l'entité RTA de la communication des données

22 Dans le cas où la Régie accepterait la proposition du Coordonnateur, ce dernier souhaite
23 qu'à terme, les données pour l'ensemble des installations nécessaires pour la fiabilité soient
24 communiquées automatiquement par des systèmes de télécommunication.
25 Dans le dossier R-3699-2009, l'entité RTA a fait valoir que les données en temps réel
26 relatives à la répartition de charge, à la répartition de production et aux totaux de production
27 et de charge de son réseau sont confidentielles.

1 Les normes prévoient un protocole de sécurité⁴⁵ convenu entre les deux parties
2 relativement à la communication des Données visées.

3 Le Coordonnateur possède déjà les données de charge d'autres grands industriels
4 importants, dont certaines autres alumineries, dans l'Interconnexion du Québec et souligne
5 que cette situation n'a jamais causé de problèmes pour ces utilisateurs.

6 De plus, son personnel est assujéti à un code de conduite et toute entité qui croit qu'un
7 membre du personnel du Coordonnateur n'a pas respecté ce code peut le signaler au
8 Coordonnateur ou à la Régie. À ce jour, aucune plainte n'a été formulée auprès du
9 Coordonnateur de la fiabilité ou de la Régie relativement à ce code de conduite.

10 Par ailleurs, le Coordonnateur fait remarquer que cinq autres coordonnateurs en Amérique
11 du Nord ne sont pas des exploitants indépendants⁴⁶, soit parce qu'ils sont des filiales
12 d'entités offrant des services énergétiques, soit parce qu'ils offrent eux-mêmes des services
13 énergétiques⁴⁷. Ces entités reçoivent également des données d'exploitation, telles que les
14 Données visées.

11 Conclusion

15 Le Coordonnateur a démontré, respectueusement, les impacts sur la fiabilité de
16 l'Interconnexion du Québec quant au manque de visibilité sur les Données visées.
17 Notamment, une « boîte noire » importante comme le réseau de RTA au centre du Québec
18 ne permet pas une exploitation fiable et équitable du RTP. La vocation d'une installation ne
19 détermine pas son impact sur le réseau électrique.

20 Le Coordonnateur a démontré la pertinence des normes de fiabilité qu'il a déposées pour
21 adoption. De plus, il considère que l'impact de ces normes pour les entités du Québec est
22 raisonnable étant donné leur pertinence pour la fiabilité.

23 L'application de ces normes de fiabilité est tout à fait cohérent à l'application dans les
24 juridictions limitrophes, alors que les normes TOP-IRO pertinentes en vigueur actuellement
25 représentent un allégement non justifiable au regard de la fiabilité.

26 Le Coordonnateur a démontré l'évolution du contexte réglementaire, l'évolution des réalités
27 de l'exploitation du réseau, le tout dans un contexte d'une sollicitation du réseau de
28 transport du Québec plus importante qu'en 2009. Le Coordonnateur requiert une précision

⁴⁵ Tel que prévu à l'exigence E3.3 de la norme IRO-010-2 et à l'exigence E5.3 de la norme TOP-003-3 .

⁴⁶ En anglais, Independent System Operators (ISO).

⁴⁷ New Brunswick Power Corporation (même modèle qu'Hydro-Québec), SaskPower, Southern Company Services, Inc., Tennessee Valley Authority, VACAR-South (Duke Energy Carolinas, LLC en tant que "RC Agent").

- 1 accrue de ses données afin d'assurer la fiabilité de l'Interconnexion du Québec et l'équité
- 2 dans son exploitation. Il a également appuyé sa demande avec deux rapports d'expert de
- 3 Messieurs Kim Warren et Brian Evans-Mongeon.
- 4 Le Coordonnateur a démontré que les normes qu'il dépose pour adoption sont nécessaires
- 5 pour assurer la fiabilité l'Interconnexion du Québec et pour assurer une application équitable
- 6 des normes de fiabilité aux entités visées par les normes de fiabilité. Ainsi, le
- 7 Coordonnateur demande à la Régie d'adopter les normes TOP-IRO pertinentes.

Annexe 1 Simulation d'un jeu de barres avec production en première contingence⁴⁸

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15

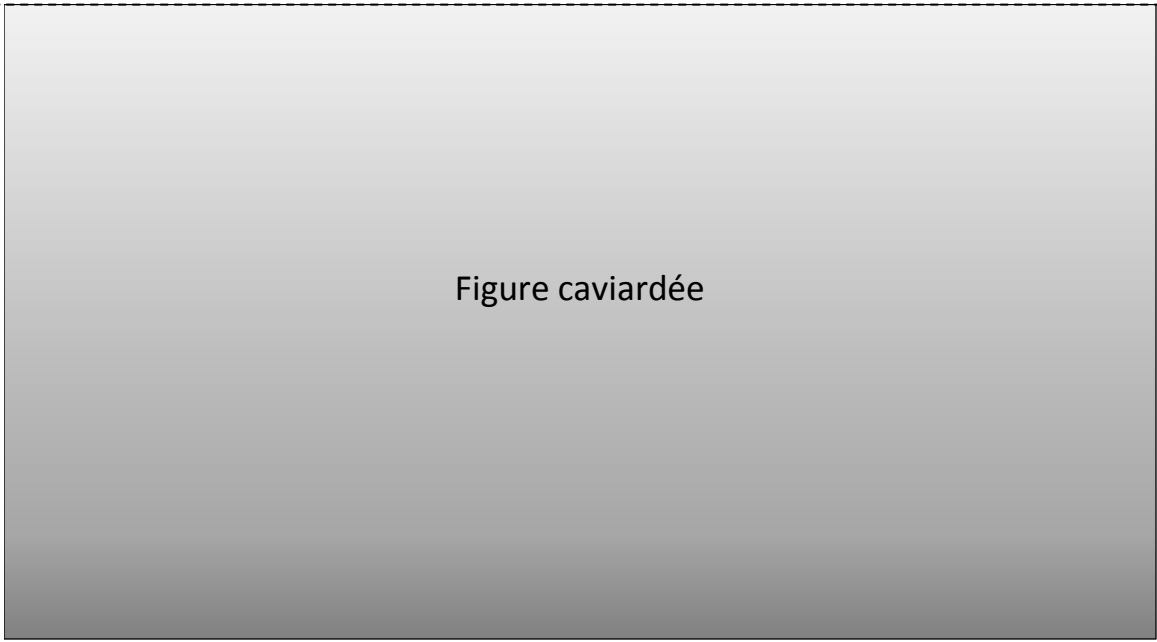


Figure 10 : Fréquence au poste [redacted]

⁴⁸ « Production en première contingence » signifie que suite à la perte d'un élément simple quelconque (ou contingence), la production est perdue.

- 1 Les résultats en simulations, présentés à la Figure 10, montrent que la fréquence du réseau
- 2 de HQT descendrait jusqu'à [REDACTED] Hz, avec un délestage d'environ [REDACTED] MW dû [REDACTED]
- 3 [REDACTED] Ce délestage a lieu à
- 4 environ 1,45 seconde du début de la simulation.

Annexe 2 Simulation du poste [REDACTED] (radial) dans le réseau de RTA

1 L'événement est simulé avec un réseau connu du [REDACTED] et
 2 un réseau de l'entité RTA hypothétique.

3 [REDACTED]
 4 [REDACTED]
 5 [REDACTED]

6 [REDACTED]
 7 [REDACTED]

8 Étant donné l'absence des données de l'entité RTA, LASER doit modéliser les connexions
 9 avec l'entité RTA à 161 kV au poste [REDACTED]. Incidemment,
 10 l'exploitant n'a aucune information sur l'état du réseau du Saguenay de HQT advenant la
 11 perte de la ligne [REDACTED].

12 Une modélisation du réseau de l'entité RTA et l'utilisation de ses données dans LASER
 13 permettraient à l'exploitant de constater des dépassements de limites en sous-tension lors
 14 de la simulation de la perte de la ligne [REDACTED]. La tension au poste [REDACTED] à 161
 15 kV s'établirait sous les critères acceptables de [REDACTED] pu provoquant un risque de
 16 déclenchements non contrôlés des charges du réseau du Saguenay.

17 En prenant connaissance des dépassements, l'exploitant pourrait ordonner le branchement
 18 des deux batteries de condensateurs disponibles au poste [REDACTED] à 161 kV. Cette
 19 mesure ferait en sorte d'éviter la sous-tension dans le réseau Saguenay par la perte de la
 20 ligne [REDACTED]. Le Tableau 11 résume les résultats obtenus de la tension avec ou sans les
 21 condensateurs.

Tableau 11: Évaluation post-contingence avec et sans action

	Tension de départ au poste [REDACTED]	Tension évaluée au poste [REDACTED] pour la perte de la ligne [REDACTED]	Tension évaluée selon le modèle du Coordonnateur
Aucune batterie de condensateurs branchée au poste [REDACTED] par l'exploitant	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Deux batteries de condensateurs branchées au poste [REDACTED] par l'exploitant ([REDACTED])	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

22