

**Normes TOP-IRO pertinentes à la phase 2 (versions
française et anglaise) déposées pour adoption par
la Régie**

A. Introduction

1. **Titre :** Coordination de la fiabilité – Surveillance et analyse
2. **Numéro :** IRO-002-4
3. **Objet :** Donner aux *répartiteurs* les moyens nécessaires pour surveiller et analyser les données dont ils ont besoin pour s’acquitter de leurs fonctions de fiabilité.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Coordonnateur de la fiabilité*
5. **Date d’entrée en vigueur :**

Voir le plan de mise en œuvre.
6. **Contexte :**

Voir la [page du projet](#) 2014-03 (en anglais).

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir des moyens d’échange de données avec ses *responsables de l’équilibrage* et ses *exploitants de réseau de transport*, ainsi qu’avec d’autres entités s’il le juge nécessaire, afin de pouvoir réaliser ses tâches d’*analyse de planification opérationnelle*, de surveillance en *temps réel* et d’évaluation en *temps réel*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l’exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M1. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives, notamment, sans limitation, un document qui énumère ses moyens d’échange de données avec ses *responsables de l’équilibrage* et ses *exploitants de réseau de transport*, ainsi qu’avec d’autres entités s’il le juge nécessaire, afin de pouvoir réaliser ses tâches d’*analyse de planification opérationnelle*, de surveillance en *temps réel* et d’évaluation en *temps réel*.
- E2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit conférer à ses *répartiteurs* le pouvoir d’approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés de ses moyens de télécommunications, de surveillance et d’analyse.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l’exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M2. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives (notamment, sans limitation, une procédure documentée ou toute pièce justificative équivalente) attestant qu’il a conféré à ses *répartiteurs* le pouvoir d’approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés de ses moyens de télécommunications, de surveillance et d’analyse.
- E3. Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit surveiller les *installations*, l’état des *automatismes de réseau* ainsi que les installations hors *BES* désignées par lui comme nécessaires, dans sa *zone de fiabilité* et celles des *coordonnateurs de la fiabilité* voisins, afin de détecter tout dépassement de *limite d’exploitation du réseau* et de déterminer tout dépassement de *limite d’exploitation pour la fiabilité de l’Interconnexion* dans sa *zone de fiabilité*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

- M3.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives (notamment, sans limitation, des documents descriptifs de système de gestion d'énergie, des imprimés d'ordinateur, des données SCADA ou toute autre pièce justificative équivalente) attestant qu'il a surveillé les *installations*, l'état des *automatismes de réseau* ainsi que les installations hors *BES* désignées par lui comme nécessaires, dans sa *zone de fiabilité* et celles des *coordonnateurs de la fiabilité* voisins, afin de détecter tout dépassement de *limite d'exploitation du réseau* et de déterminer tout dépassement de *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* dans sa *zone de fiabilité*.
- E4.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir des systèmes de surveillance qui fournissent à son personnel d'exploitation l'information voulue, plus particulièrement des systèmes de connaissance et de gestion des alarmes, des systèmes de transmission automatique de données et des systèmes d'information synchronisés, le tout reposant sur une infrastructure redondante.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M4.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives (notamment, sans limitation, des documents descriptifs de système de gestion d'énergie, des imprimés d'ordinateur, des données SCADA ou toute autre pièce justificative équivalente) attestant qu'il dispose de systèmes de surveillance conformes à cette exigence.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.3. Conservation des données

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les modalités indiquées ci-après, à moins que son CEA lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps :

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver la version à jour de son document en vigueur ainsi que tous les documents qui ont été en vigueur pendant l'année en cours et l'année civile précédente aux fins des exigences E1, E2 et E3 ainsi que des mesures M1, M2 et M3.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E4 et à la mesure M4 pour l'année civile en cours et pour une année civile précédente.

Si un *coordonnateur de la fiabilité* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit jugé conforme.

Le CEA doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'avait pas de moyens d'échange de données avec une entité visée, ou avec 5 % ou moins des entités visées, selon la valeur la plus élevée.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'avait pas de moyens d'échange de données avec deux entités visées, ou avec plus de 5 % et au plus 10 % des entités visées, selon la valeur la plus élevée.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'avait pas de moyens d'échange de données avec trois entités visées, ou avec plus de 10 % et au plus 15 % des entités visées, selon la valeur la plus élevée.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'avait pas de moyens d'échange de données avec quatre entités visées ou plus, ou avec plus de 15 % des entités visées, selon la valeur la plus élevée.
E2	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas conféré à son <i>répartiteur</i> le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés de ses moyens de télécommunications, de surveillance et d'analyse.
E3	Exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas surveillé les <i>installations</i> , l'état des <i>automatismes de réseau</i> ainsi que les installations hors <i>BES</i> désignées par lui comme nécessaires, dans sa <i>zone de fiabilité</i> et celles des <i>coordonnateurs de la fiabilité voisins</i> , afin de détecter tout dépassement de <i>limite d'exploitation du réseau</i> et de déterminer tout dépassement de <i>limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion</i> dans sa <i>zone de fiabilité</i> .
E4	Planification de l'exploitation, exploitation le même	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'avait pas de systèmes de surveillance pour fournir à son personnel d'exploitation l'information

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
	jour et exploitation en temps réel					voulue, plus particulièrement des systèmes de vigilance et de gestion des alarmes, des automatismes de transmission de données et des systèmes d'information synchronisés, le tout reposant sur une infrastructure redondante.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des changements
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouvelle norme
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur.	Erratum
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
1	4 avril 2007	Remplacement des niveaux de non-conformité par les VSL du 28 février approuvés par le conseil d'administration de la NERC. Correction de fautes de frappe dans la version des VSL approuvée par le conseil d'administration de la NERC.	Ajout de mesures et d'éléments de conformité manquants
2	17 octobre 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Modifications découlant de l'approbation de la norme IRO-010-1 : suppression de l'exigence E2, de la mesure M3 et des éléments de conformité connexes. Révision dans le cadre du projet IROL.
2	17 mars 2011	Ordonnance de la FERC ratifiant la norme IRO-002-2 (prise d'effet le 23 mai 2011).	Approbation par la FERC
2	24 février 2014	Mise à jour des VSL d'après l'approbation du 24 juin 2013.	Révision des VSL
3	25 juillet 2011	Modifications dans le cadre du projet 2006-06.	Révision
3	4 août 2011	Approbation par le conseil d'administration de la NERC.	Retrait des exigences E1 à E8 dans le cadre du projet 2006-06
4	13 novembre 2014	Approbation par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2014-03

Éclaircissements et commentaires techniques

Justifications

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Les changements apportés aux définitions proposées répondent à des questions soulevées dans les paragraphes 55, 73 et 74 de la proposition réglementaire (NOPR) concernant l'analyse des *limites SOL* pour tous les horizons temporels, à des questions sur les *systèmes de protection* et les *automatismes de réseau* dans le paragraphe 78 de la proposition réglementaire, et à la recommandation 27 concernant les déphasages du rapport *FERC/NERC Staff Report on the September 8, 2011 Blackout*. Ces changements visent à faire en sorte que les *évaluations en temps réel* contiennent suffisamment de détails pour assurer une connaissance suffisante de la situation. Exemples : 1) analyse des angles de phase pouvant entraîner la mise en œuvre d'un *plan d'exploitation* consistant à régler la production ou à réduire les transactions afin de permettre la remise en service d'une installation de *transport*, ou 2) évaluation de l'impact d'une *contingence* modifiée découlant du changement d'état (activé/en service à désactivé/hors service) d'un *automatisme de réseau*.

Justification des exigences

Les éléments d'échange de données des exigences E1 et E2, qui proviennent de la norme IRO-002-2 approuvée, ont été réintégrés à la norme IRO-002-4 proposée afin d'éviter toute lacune sur le plan de la fiabilité. La SDT n'a trouvé dans le projet courant aucune exigence proposée concernant ce point. La norme COM-001-2 proposée couvre les communications vocales, mais non la transmission de données, qui doit demeurer dans la norme IRO-002-4. La question du personnel affecté aux communications et aux installations dans les exigences correspondantes de la norme IRO-002-2 est couverte par l'exigence E1 de la norme PER-004-2 approuvée, et a été supprimée du présent document.

Justification de l'exigence E2

L'exigence E2 de la norme IRO-002-3 a été supprimée puisque l'alinéa 1.6.2 de l'exigence E1 de la norme EOP-008-1 approuvée traite des questions de redondance et de capacité de relève en cas d'indisponibilité des outils d'analyse. La nouvelle exigence E4 répond aux paragraphes 96 et 97 de la proposition réglementaire : « ...Comme nous l'avons expliqué plus haut, l'obligation du coordonnateur de la fiabilité de surveiller les limites SOL est importante pour la fiabilité, car une limite SOL peut devenir une limite IROL en cas de détérioration des conditions du réseau, et dans ce genre d'éventualité la surveillance par le coordonnateur de la fiabilité des limites SOL assure une capacité de relève nécessaire pour l'exploitant de réseau de transport... »

Justification de l'exigence E4

L'exigence E4 a été réintégrée à partir de la norme IRO-002-2 approuvée, car la SDT n'a trouvé aucune exigence proposée couvrant ces questions.

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Coordination de la fiabilité – Surveillance et analyse

2. **Numéro :** IRO-002-4

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

Fonctions

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique ~~seulement~~ aux installations du *réseau de transport principal* (RTP) ~~et, pour l'exigence E3, aux installations désignées en vertu de cette exigence.~~

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : ~~16 juin~~^{xx} mois ~~2017~~^{201x}

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : ~~16 juin~~^{xx} mois ~~2017~~^{201x}

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : ~~1^{er} juillet~~^{xx} mois ~~2017~~^{201x}

6. **Contexte :**

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Dispositions particulières applicables à l'exigence E3 et à la mesure M3 :

~~Le coordonnateur de la fiabilité n'est pas tenu de surveiller :~~

~~les installations de production à vocation industrielle. Celles-ci doivent être surveillées aux points de raccordement ;~~

~~les installations hors RTP. L'expression « hors BES » est remplacée par « hors RTP ».~~

C. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Soumission périodique de données

Déclaration de non-conformité

Rapport par exception

Enquête à la suite d'une plainte

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Tableau des éléments de conformité

~~Aucune disposition particulière~~ L'expression « hors BES » est remplacée par « hors RTP ».

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Éclaircissements et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Historique des versions

Versions	Date	Intervention	Suivi des changements
0	16 juin 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Title:** Reliability Coordination – Monitoring and Analysis
2. **Number:** IRO-002-4
3. **Purpose:** Provide System Operators with the capabilities necessary to monitor and analyze data needed to perform their reliability functions.
4. **Applicability**
 - 4.1. Reliability Coordinator
5. **Effective Date:**

See Implementation Plan.
6. **Background:**

See the Project 2014-03 [project page](#).

B. Requirements and Measures

- R1.** Each Reliability Coordinator shall have data exchange capabilities with its Balancing Authorities and Transmission Operators, and with other entities it deems necessary, for it to perform its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations]*
- M1.** Each Reliability Coordinator shall have and provide upon request, evidence that could include but is not limited to a document that lists its data exchange capabilities with its Balancing Authorities and Transmission Operators, and with other entities it deems necessary, for it to perform its operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments.
- R2.** Each Reliability Coordinator shall provide its System Operators with the authority to approve planned outages and maintenance of its telecommunication, monitoring and analysis capabilities. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations]*
- M2.** Each Reliability Coordinator shall have and provide upon request evidence that could include but is not limited to a documented procedure or equivalent evidence that will be used to confirm that the Reliability Coordinator has provided its System Operators with the authority to approve planned outages and maintenance of its telecommunication, monitoring and analysis capabilities.
- R3.** Each Reliability Coordinator shall monitor Facilities, the status of Special Protection Systems, and non-BES facilities identified as necessary by the Reliability Coordinator, within its Reliability Coordinator Area and neighboring Reliability Coordinator Areas to identify any System Operating Limit exceedances and to determine any

Interconnection Reliability Operating Limit exceedances within its Reliability Coordinator Area. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Real-Time Operations]*

- M3.** Each Reliability Coordinator shall have, and provide upon request, evidence that could include but is not limited to Energy Management System description documents, computer printouts, SCADA data collection, or other equivalent evidence that will be used to confirm that it has monitored Facilities, the status of Special Protection Systems, and non-BES facilities identified as necessary by the Reliability Coordinator, within its Reliability Coordinator Area and neighboring Reliability Coordinator Areas to identify any System Operating Limit exceedances and to determine any Interconnection Reliability Operating Limit exceedances within its Reliability Coordinator Area.
- R4.** Each Reliability Coordinator shall have monitoring systems that provide information utilized by the Reliability Coordinator’s operating personnel, giving particular emphasis to alarm management and awareness systems, automated data transfers, and synchronized information systems, over a redundant infrastructure. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Real-time Operations]*
- M4.** The Reliability Coordinator shall have, and provide upon request, evidence that could include but is not limited to Energy Management System description documents, computer printouts, SCADA data collection, or other equivalent evidence that will be used to confirm that it has monitoring systems consistent with the requirement.

C. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Enforcement Authority

As defined in the NERC Rules of Procedure, “Compliance Enforcement Authority” (CEA) means NERC or the Regional Entity in their respective roles of monitoring and enforcing compliance with the NERC Reliability Standards.

1.2. Compliance Monitoring and Assessment Processes:

As defined in the NERC Rules of Procedure, “Compliance Monitoring and Assessment Processes” refers to the identification of the processes that will be used to evaluate data or information for the purpose of assessing performance or outcomes with the associated reliability standard.

1.3. Data Retention

The Reliability Coordinator shall keep data or evidence to show compliance as identified below unless directed by its Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation:

The Reliability Coordinator shall retain its current, in force document and any documents in force for the current year and previous calendar year for Requirements R1, R2, and R3 and Measures M1, M2, and M3.

The Reliability Coordinator shall keep data or evidence for Requirement R4 and Measure M4 for the current calendar year and one previous calendar year.

If a Reliability Coordinator is found non-compliant, it shall keep information related to the non-compliance until found compliant.

The Compliance Enforcement Authority shall keep the last audit records and all requested and submitted subsequent audit records.

1.4. Additional Compliance Information

None.

Table of Compliance Elements

R #	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R1	Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations	High	The Reliability Coordinator did not have data exchange capabilities with one applicable entity, or 5% or less of the applicable entities, whichever is greater.	The Reliability Coordinator did not have data exchange capabilities with two applicable entities, or more than 5% or less than or equal to 10% of the applicable entities, whichever is greater.	The Reliability Coordinator did not have data exchange capabilities with three applicable entities, or more than 10% or less than or equal to 15% of the applicable entities, whichever is greater.	The Reliability Coordinator did not have data exchange capabilities with four or more applicable entities or greater than 15% of the applicable entities, whichever is greater.
R2	Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations	High	N/A	N/A	N/A	The Reliability Coordinator failed to provide its System Operator with the authority to approve planned outages and maintenance of its telecommunication, monitoring and analysis capabilities.
R3	Real-time Operations	High	N/A	N/A	N/A	The Reliability Coordinator did not monitor Facilities, the status of Special Protection Systems, and non-BES facilities identified as necessary by the Reliability Coordinator, within its Reliability Coordinator Area and neighboring Reliability Coordinator Areas to identify any System Operating Limit exceedances and to determine any Interconnection Reliability

Standard IRO-002-4 — Reliability Coordination — Monitoring and Analysis

R #	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
						Operating Limit exceedances within its Reliability Coordinator Area.
R4	Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations	High	N/A	N/A	N/A	The Reliability Coordinator did not have monitoring systems that provide information utilized by the Reliability Coordinator’s operating personnel, giving particular emphasis to alarm management and awareness systems, automated data transfers, and synchronized information systems, over a redundant infrastructure.

D. Regional Variances

None.

E. Interpretations

None.

F. Associated Documents

None.

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
0	April 1, 2005	Effective Date	New
0	August 8, 2005	Removed “Proposed” from Effective Date	Errata
1	November 1, 2006	Adopted by Board of Trustees	Revised
1	April 4, 2007	Replaced Levels of Non-compliance with the Feb 28, BOT approved Violation Severity Levels (VSLs) Corrected typographical errors in BOT approved version of VSLs	Revised to add missing measures and compliance elements
2	October 17, 2008	Adopted by NERC Board of Trustees	Deleted R2, M3 and associated compliance elements as conforming changes associated with approval of IRO-010-1. Revised as part of IROL Project
2	March 17, 2011	Order issued by FERC approving IRO-002-2 (approval effective 5/23/11)	FERC approval
2	February 24, 2014	Updated VSLs based on June 24, 2013 approval.	VSLs revised
3	July 25, 2011	Revised under Project 2006-06	Revised
3	August 4, 2011	Approved by Board of Trustees	Retired R1-R8 under Project 2006-06.

Standard IRO-002-4 — Reliability Coordination — Monitoring and Analysis

4	November 13, 2014	Approved by Board of Trustees	Revisions under Project 2014-03
---	-------------------	-------------------------------	---------------------------------

Guidelines and Technical Basis

Rationale:

During development of this standard, text boxes were embedded within the standard to explain the rationale for various parts of the standard. Upon BOT approval, the text from the rationale text boxes was moved to this section.

Changes made to the proposed definitions were made in order to respond to issues raised in NOPR paragraphs 55, 73, and 74 dealing with analysis of SOLs in all time horizons, questions on Protection Systems and Special Protection Systems in NOPR paragraph 78, and recommendations on phase angles from the SW Outage Report (recommendation 27). The intent of such changes is to ensure that Real-time Assessments contain sufficient details to result in an appropriate level of situational awareness. Some examples include: 1) analyzing phase angles which may result in the implementation of an Operating Plan to adjust generation or curtail transactions so that a Transmission facility may be returned to service, or 2) evaluating the impact of a modified Contingency resulting from the status change of a Special Protection Scheme from enabled/in-service to disabled/out-of-service.

Rationale for Requirements:

The data exchange elements of Requirements R1 and R2 from approved IRO-002-2 have been added back into proposed IRO-002-4 in order to ensure that there is no reliability gap. The SDT found no proposed requirements in the current project that covered the issue. Voice communication is covered in proposed COM-001-2 but data communications needs to remain in IRO-002-4 as it is not covered in proposed COM-001-2. Staffing of communications and facilities in corresponding requirements from IRO-002-2 is addressed in approved PER-004-2, Requirement R1 and has been deleted from this draft.

Rationale for R2:

Requirement R2 from IRO-002-3 has been deleted because approved EOP-008-1, Requirement R1, part 1.6.2 addresses redundancy and back-up concerns for outages of analysis tools. New Requirement R4 has been added to address NOPR paragraphs 96 and 97: *“...As we explain above, the reliability coordinator’s obligation to monitor SOLs is important to reliability because a SOL can evolve into an IROL during deteriorating system conditions, and for potential system conditions such as this, the reliability coordinator’s monitoring of SOLs provides a necessary backup function to the transmission operator....”*

Rationale for R4:

Requirement R4 added back from approved IRO-002-2 as the SDT found no proposed requirements that covered the issues.

Standard IRO-002-4 — Reliability Coordination – Monitoring and Analysis

Appendix QC-IRO-002-4 Provisions specific to the standard IRO-002-4 applicable in Québec

This appendix establishes specific provisions for the application of the standard in Québec. Provisions of the standard and of its appendix must be read together for the purposes of understanding and interpretation. Where the standard and appendix differ, the appendix shall prevail.

A. Introduction

1. **Title:** Reliability Coordination – Monitoring and Analysis

2. **Number:** IRO-002-4

3. **Purpose:** No specific provision

4. **Applicability:**

Functions

No specific provision

Facilities

This standard ~~only~~ applies to the facilities of the Main Transmission System (RTP) and, for requirement R3, to the facilities designated under this requirement.

5. **Effective Date:**

5.1. Adoption of the standard by the Régie de l'énergie: ~~Month xx~~June 16, 2017~~x~~

5.2. Adoption of the appendix by the Régie de l'énergie: ~~June 16~~Month xx, 2017~~x~~

5.3. Effective date of the standard and its appendix in Québec: ~~July 1st~~Month xx, 2017~~x~~

6. **Background:**

No specific provision

B. Requirements and Measures

Specific provisions applicable to requirement R3 and measure M3:

~~The Reliability Coordinator is not required to monitor:~~

~~–Generation facilities for industrial use. However, it shall perform that monitoring at the connection points;~~

~~–Non RTP facilities. The expression “non BES” is replaced by “non RTP”.~~

C. Compliance

1. **Compliance Monitoring Process**

1.1. Compliance Enforcement Authority

The Régie de l'énergie is responsible, in Québec, for compliance monitoring with respect to the reliability standard and its appendix that it adopts.

1.2. Compliance Monitoring and Assessment Processes

Compliance Audit

Self-Certification

Spot Check

Compliance Investigation

Standard IRO-002-4 — Reliability Coordination – Monitoring and Analysis

Appendix QC-IRO-002-4

Provisions specific to the standard IRO-002-4 applicable in Québec

Non-Compliance Self-Reporting
Periodic Data Submittal
Exception Reporting
Investigation following a complaint

1.3. Data Retention

No specific provision

1.4. Additional Compliance Information

No specific provision

2. Table of Compliance Elements

The expression “non BES” is replaced by “non RTP”~~No specific provision~~

D. Regional Variances

No specific provision

E. Interpretations

No specific provision

F. Associated Documents

No specific provision

Guidelines and Technical Basis

No specific provision

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
0	June 16, 2017	New appendix	New

A. Introduction

1. **Titre :** Spécification et collecte des données du *coordonnateur de la fiabilité*
2. **Numéro :** IRO-010-2
3. **Objet :** Prévenir les instabilités, séparations fortuites et *déclenchements en cascade* ayant un effet négatif sur la fiabilité, en faisant en sorte que le *coordonnateur de la fiabilité* dispose de toutes les données dont il a besoin pour surveiller et évaluer le fonctionnement de sa *zone de fiabilité*.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Coordonnateur de la fiabilité.*
 - 4.2. *Responsable de l'équilibrage.*
 - 4.3. *Propriétaire d'installation de production.*
 - 4.4. *Exploitant d'installation de production.*
 - 4.5. *Responsable de l'approvisionnement.*
 - 4.6. *Exploitant de réseau de transport.*
 - 4.7. *Propriétaire d'installation de transport.*
 - 4.8. *Distributeur.*
5. **Date d'entrée en vigueur proposée :**

Voir le plan de mise en œuvre.
6. **Contexte :**

Voir la [page du projet](#) 2014-03 (en anglais).

B. Exigences et mesures

- E1. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit tenir à jour un document dans lequel sont spécifiées les données dont il a besoin pour effectuer ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Ce document de spécification doit contenir au minimum les éléments suivants :

[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]

 - 1.1. une liste des données et des éléments d'information dont le *coordonnateur de la fiabilité* a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*, y compris des données hors BES et des données de réseaux externes, selon ce que le *coordonnateur de la fiabilité* juge nécessaire ;
 - 1.2. les modalités de notification de tout état ou dégradation des *systèmes de protection* et des *automatismes de réseau* ayant cours et qui pourrait nuire à la fiabilité du *réseau* ;
 - 1.3. la fréquence de transmission des données ;
 - 1.4. l'échéance à laquelle les données spécifiées doivent être transmises.
- M1. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit être en mesure de fournir son document de spécification des données daté, à jour et en vigueur.

- E2.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit distribuer son document de spécification des données aux entités qui détiennent des données requises pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M2.** Le *coordonnateur de la fiabilité* doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a distribué son document de spécification des données aux entités qui détiennent des données requises pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : affichages sur le Web avec avis électronique, journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, reçus postaux (indiquant le destinataire, la date et le contenu) ou courriels.
- E3.** Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, exploitant d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, exploitant de réseau de transport, propriétaire d'installation de transport et distributeur* qui reçoit un document de spécification des données distribué selon l'exigence E2 doit respecter les prescriptions de ce document, en utilisant :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- 3.1.** un format adopté d'un commun accord ;
 - 3.2.** un processus de résolution des conflits de données adopté d'un commun accord ;
 - 3.3.** un protocole de sécurité adopté d'un commun accord.
- M3.** Tout *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, exploitant d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, exploitant de réseau de transport, propriétaire d'installation de transport ou distributeur* qui reçoit un document de spécification des données distribué selon l'exigence E2 doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a respecté les prescriptions de ce document d'après les critères indiqués. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : version électronique ou papier de transmissions de données ou attestations provenant du destinataire.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.3. Conservation des données

Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, propriétaire*

d'installation de production, exploitant d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, exploitant de réseau de transport, propriétaire d'installation de transport et distributeur doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les dispositions énoncées ci-dessous, sauf si le CEA lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver le document daté, à jour et en vigueur dans lequel sont spécifiées les données dont il a besoin pour effectuer ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*, selon l'exigence E1 et la mesure M1, ainsi que les documents ayant été en vigueur depuis le dernier audit de conformité.

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver pendant trois années civiles des pièces justificatives attestant qu'il a distribué son document de spécification des données aux entités qui détiennent des données requises pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*, selon l'exigence E2 et la mesure M2.

Chaque *coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, exploitant d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, exploitant de réseau de transport, propriétaire d'installation de transport et distributeur* qui reçoit un document de spécification des données doit conserver des pièces justificatives pour la période la plus récente de 90 jours civils attestant qu'il a respecté les prescriptions de ce document, conformément à l'exigence E3 et à la mesure M3.

Le CEA doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification de l'exploitation	Faible	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis un des éléments des alinéas 1.1 à 1.4 dans la création du document de spécification des données dont il a besoin pour effectuer ses <i>analyses de planification opérationnelle</i> , sa surveillance en <i>temps réel</i> et ses <i>évaluations en temps réel</i> .	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis deux des éléments des alinéas 1.1 à 1.4 dans la création du document de spécification des données dont il a besoin pour effectuer ses <i>analyses de planification opérationnelle</i> , sa surveillance en <i>temps réel</i> et ses <i>évaluations en temps réel</i> .	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis trois des éléments des alinéas 1.1 à 1.4 dans la création du document de spécification des données dont il a besoin pour effectuer ses <i>analyses de planification opérationnelle</i> , sa surveillance en <i>temps réel</i> et ses <i>évaluations en temps réel</i> .	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a respecté aucun des alinéas 1.1 à 1.4 dans la création du document de spécification des données dont il a besoin pour effectuer ses <i>analyses de planification opérationnelle</i> , sa surveillance en <i>temps réel</i> et ses <i>évaluations en temps réel</i> . OU Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> n'a pas créé de document de spécification des données dont il a besoin pour effectuer ses <i>analyses de planification opérationnelle</i> , sa surveillance en <i>temps réel</i> et ses <i>évaluations en temps réel</i> .
<p>Pour ce qui est des non-conformités à l'exigence E2, la SDT précise qu'il faut commencer par le VSL critique, puis continuer vers la gauche du tableau jusqu'à trouver la situation qui s'applique. De cette manière, la taille de l'entité en cause ne viendra pas fausser l'évaluation. Si une petite entité n'a qu'une seule entité responsable de la fiabilité à aviser, le but recherché est que cette situation corresponde à une non-conformité de niveau critique.</p>						
E2	Planification de	Faible	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de	Le <i>coordonnateur de la fiabilité</i> a omis de distribuer

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
	l'exploitation		distribuer son document de spécification des données créé selon l'exigence E1 à une des entités, ou à au plus 5 % des entités selon la valeur la plus élevée, qui détiennent des données requises pour ses <i>analyses de planification opérationnelle</i> , sa surveillance en temps réel et ses évaluations en temps réel.	distribuer son document de spécification des données créé selon l'exigence E1 à deux des entités, ou à plus de 5 % et à au plus 10 % des entités selon la valeur la plus élevée, qui détiennent des données requises pour ses <i>analyses de planification opérationnelle</i> , sa surveillance en temps réel et ses évaluations en temps réel.	distribuer son document de spécification des données créé selon l'exigence E1 à trois des entités, ou à plus de 10 % et à au plus 15 % des entités selon la valeur la plus élevée, qui détiennent des données requises pour ses <i>analyses de planification opérationnelle</i> , sa surveillance en temps réel et ses évaluations en temps réel.	son document de spécification des données créé selon l'exigence E1 à au moins quatre des entités, ou à plus de 15 % des entités selon la valeur la plus élevée, qui détiennent des données requises pour ses <i>analyses de planification opérationnelle</i> , sa surveillance en temps réel et ses évaluations en temps réel.
E3	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Moyen	L'entité responsable qui reçoit un document de spécification des données distribué selon l'exigence E2 a respecté les prescriptions de ce document concernant les données, mais n'a pas rempli un des critères des alinéas 3.1 à 3.3.	L'entité responsable qui reçoit un document de spécification des données distribué selon l'exigence E2 a respecté les prescriptions de ce document concernant les données, mais n'a pas rempli deux des critères des alinéas 3.1 à 3.3.	L'entité responsable qui reçoit un document de spécification des données distribué selon l'exigence E2 a respecté les prescriptions de ce document concernant les données, mais n'a rempli aucun des critères des alinéas 3.1 à 3.3.	L'entité responsable qui reçoit un document de spécification des données distribué selon l'exigence E2 n'a pas respecté les prescriptions de ce document.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des changements
1	17 octobre 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Nouvelle norme
1a	5 août 2009	Ajout de l'annexe 1 : interprétation des exigences E1.2 et E3 telles qu'approuvées par le conseil d'administration de la NERC.	Ajout
1a	17 mars 2011	Ordonnance de la FERC approuvant la norme IRO-010-1a (prise d'effet le 23 mai 2011).	
1a	19 novembre 2013	Mise à jour des VRF selon l'approbation du 24 juin 2013.	
2	Avril 2014	Révisions d'après le projet 2014-03.	
2	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions d'après le projet 2014-03

Éclaircissements et commentaires techniques

Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Les changements apportés aux définitions proposées répondent à des questions soulevées dans les paragraphes 55, 73 et 74 de la proposition réglementaire (NOPR) concernant l'analyse des *limites SOL* pour tous les horizons temporels, à des questions sur les *systèmes de protection* et les *automatismes de réseau* dans le paragraphe 78 de la proposition réglementaire, et à la recommandation 27 concernant les déphasages du rapport *FERC/NERC Staff Report on the September 8, 2011 Blackout*. Ces changements visent à faire en sorte que les *évaluations en temps réel* contiennent suffisamment de détails pour assurer une connaissance suffisante de la situation. Exemples : 1) analyse des angles de phase pouvant entraîner la mise en œuvre d'un *plan d'exploitation* consistant à régler la production ou à réduire les transactions afin de permettre la remise en service d'une installation de *transport*, ou 2) évaluation de l'impact d'une *contingence* modifiée découlant du changement d'état (activé/en service à désactivé/hors service) d'un *automatisme de réseau*.

Justifications des changements à l'applicabilité

Des changements ont été apportés à l'applicabilité d'après la recommandation du groupe d'examen quinquennal des normes IRO afin de répondre au besoin d'information sur le délestage en sous-tension et en sous-fréquence dans la spécification des données.

Le *responsable des échanges* a été retiré, car les tâches des normes visées par le projet de coordination des normes sur les échanges d'énergie sont effectuées par des logiciels et non par une entité responsable. Ce sont des logiciels, et non une entité fonctionnelle, qui acceptent et diffusent les données échangées entre les entités. Le *responsable de l'équilibrage* est l'entité fonctionnelle associée à ces tâches.

Le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport* ont été retirés de la version 2, car ces entités ne sont pas concernées par le concept de spécification des données décrit dans la présente norme.

Justification

Alinéa 1.1 de l'exigence E1 proposée

Cet alinéa répond à des questions soulevées dans le paragraphe 67 de la proposition réglementaire (NOPR) quant au besoin d'obtenir des données hors *BES* et des données de réseaux externes dont aurait besoin le *coordonnateur de la fiabilité* pour s'acquitter de ses responsabilités.

Alinéa 1.3 de l'exigence E1 proposée

Cet alinéa répond au paragraphe 78 de la proposition réglementaire concernant les données de relais.

Alinéa 1.3 de l'exigence E1 proposée

Cet alinéa répond au paragraphe 92 de la proposition réglementaire, qui soulève des préoccupations sur les échanges de données dans des réseaux sécurisés.

Des changements correspondants ont été apportés à la norme TOP-003-3 proposée.

Annexe QC-IRO-010-2
Dispositions particulières de la norme IRO-010-2 applicables au Québec

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Spécification et collecte des données du coordonnateur de la fiabilité

2. **Numéro :** IRO-010-2

3. **Objet :** Aucune disposition particulière

4. **Applicabilité :**

Fonctions

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique ~~seulement~~ aux installations du réseau de transport principal (RTP) et, pour l'exigence E1, aux installations désignées en vertu de cette exigence.

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : ~~16^{xx} juin-mois 2017~~201x

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : ~~16^{xx} juin-mois 2017~~201x

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : ~~1^{er} xx juillet-mois 2017~~201x

6. **Contexte :**

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Dispositions particulières applicables à l'exigence E1 (1.1) :

~~L'expression « hors BES » est remplacée par « hors RTP ». Le coordonnateur de la fiabilité n'a pas à inclure les données hors RTP qu'il juge nécessaire dans le document de spécification.~~

Dispositions particulières applicables à l'exigence E3 :

~~L'exploitant d'installation de production à vocation industrielle doit fournir au coordonnateur de la fiabilité les données en lien avec :~~

~~(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.~~

~~Si l'exploitant d'installation de production 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.~~

C. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**

1.1. **Responsable des mesures pour assurer la conformité**

Annexe QC-IRO-010-2
Dispositions particulières de la norme IRO-010-2 applicables au Québec

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de l'application de la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité
Déclaration sur la conformité
Contrôle ponctuel
Enquête de conformité
Soumission périodique de données
Déclaration de non-conformité
Rapport par exception
Enquête à la suite d'une plainte

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Éclaircissements et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Historique des versions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	16 juin 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Title:** Reliability Coordinator Data Specification and Collection
2. **Number:** IRO-010-2
3. **Purpose:** To prevent instability, uncontrolled separation, or Cascading outages that adversely impact reliability, by ensuring the Reliability Coordinator has the data it needs to monitor and assess the operation of its Reliability Coordinator Area.
4. **Applicability**
 - 4.1. Reliability Coordinator.
 - 4.2. Balancing Authority.
 - 4.3. Generator Owner.
 - 4.4. Generator Operator.
 - 4.5. Load-Serving Entity.
 - 4.6. Transmission Operator.
 - 4.7. Transmission Owner.
 - 4.8. Distribution Provider.
5. **Proposed Effective Date:**

See Implementation Plan.
6. **Background**

See Project 2014-03 [project page](#).

B. Requirements

- R1. The Reliability Coordinator shall maintain a documented specification for the data necessary for it to perform its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments. The data specification shall include but not be limited to: *(Violation Risk Factor: Low) (Time Horizon: Operations Planning)*
 - 1.1. A list of data and information needed by the Reliability Coordinator to support its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments including non-BES data and external network data, as deemed necessary by the Reliability Coordinator.
 - 1.2. Provisions for notification of current Protection System and Special Protection System status or degradation that impacts System reliability.
 - 1.3. A periodicity for providing data.
 - 1.4. The deadline by which the respondent is to provide the indicated data.

- M1.** The Reliability Coordinator shall make available its dated, current, in force documented specification for data.
- R2.** The Reliability Coordinator shall distribute its data specification to entities that have data required by the Reliability Coordinator’s Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments. (*Violation Risk Factor: Low*) (*Time Horizon: Operations Planning*)
- M2.** The Reliability Coordinator shall make available evidence that it has distributed its data specification to entities that have data required by the Reliability Coordinator’s Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments. This evidence could include but is not limited to web postings with an electronic notice of the posting, dated operator logs, voice recordings, postal receipts showing the recipient, date and contents, or e-mail records.
- R3.** Each Reliability Coordinator, Balancing Authority, Generator Owner, Generator Operator, Load-Serving Entity, Transmission Operator, Transmission Owner, and Distribution Provider receiving a data specification in Requirement R2 shall satisfy the obligations of the documented specifications using: (*Violation Risk Factor: Medium*) (*Time Horizon: Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations*)
 - 3.1** A mutually agreeable format
 - 3.2** A mutually agreeable process for resolving data conflicts
 - 3.3** A mutually agreeable security protocol
- M3.** The Reliability Coordinator, Balancing Authority, Generator Owner, Generator Operator, Load-Serving Entity, Reliability Coordinator, Transmission Operator, Transmission Owner, and Distribution Provider receiving a data specification in Requirement R2 shall make available evidence that it satisfied the obligations of the documented specification using the specified criteria. Such evidence could include but is not limited to electronic or hard copies of data transmittals or attestations of receiving entities.

C. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Enforcement Authority

As defined in the NERC Rules of Procedure, “Compliance Enforcement Authority” (CEA) means NERC or the Regional Entity in their respective roles of monitoring and enforcing compliance with the NERC Reliability Standards.

1.2 Compliance Monitoring and Assessment Processes

As defined in the NERC Rules of Procedure, “Compliance Monitoring and Assessment Processes” refers to the identification of the processes that will be used to evaluate

data or information for the purpose of assessing performance or outcomes with the associated reliability standard.

1.3. Data Retention

The Reliability Coordinator, Balancing Authority, Generator Owner, Generator Operator, Load-Serving Entity, Transmission Operator, Transmission Owner, and Distribution Provider shall each keep data or evidence to show compliance as identified below unless directed by its Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation:

The Reliability Coordinator shall retain its dated, current, in force documented specification for the data necessary for it to perform its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments for Requirement R1, Measure M1 as well as any documents in force since the last compliance audit.

The Reliability Coordinator shall keep evidence for three calendar years that it has distributed its data specification to entities that have data required by the Reliability Coordinator's Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments for Requirement R2, Measure M2.

Each Reliability Coordinator, Balancing Authority, Generator Owner, Generator Operator, Interchange Authority, Load-Serving Entity, Transmission Operator, Transmission Owner, and Distribution Provider receiving a data specification shall retain evidence for the most recent 90-calendar days that it has satisfied the obligations of the documented specifications in accordance with Requirement R3 and Measurement M3.

The Compliance Enforcement Authority shall keep the last audit records and all requested and submitted subsequent audit records.

1.4. Additional Compliance Information

None.

Table of Compliance Elements

R#	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower	Moderate	High	Severe
R1	Operations Planning	Low	The Reliability Coordinator did not include one of the parts (Part 1.1 through Part 1.4) of the documented specification for the data necessary for it to perform its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments.	The Reliability Coordinator did not include two of the parts (Part 1.1 through Part 1.4) of the documented specification for the data necessary for it to perform its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments.	The Reliability Coordinator did not include three of the parts (Part 1.1 through Part 1.4) of the documented specification for the data necessary for it to perform its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments.	The Reliability Coordinator did not include any of the parts (Part 1.1 through Part 1.4) of the documented specification for the data necessary for it to perform its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments. OR, The Reliability Coordinator did not have a documented specification for the data necessary for it to perform its Operational Planning Analyses, Real-time

Standard IRO-010-2 — Reliability Coordinator Data Specification and Collection

R#	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower	Moderate	High	Severe
						monitoring, and Real-time Assessments.
<p>For the Requirement R2 VSLs only, the intent of the SDT is to start with the Severe VSL first and then to work your way to the left until you find the situation that fits. In this manner, the VSL will not be discriminatory by size of entity. If a small entity has just one affected reliability entity to inform, the intent is that that situation would be a Severe violation.</p>						
R2	Operations Planning	Low	The Reliability Coordinator did not distribute its data specification as developed in Requirement R1 to one entity, or 5% or less of the entities, whichever is greater, that have data required by the Reliability Coordinator’s Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments.	The Reliability Coordinator did not distribute its data specification as developed in Requirement R1 to two entities, or more than 5% and less than or equal to 10% of the reliability entities, whichever is greater, that have data required by the Reliability Coordinator’s Operational Planning Analyses, and Real-time monitoring, and Real-time	The Reliability Coordinator did not distribute its data specification as developed in Requirement R1 to three entities, or more than 10% and less than or equal to 15% of the reliability entities, whichever is greater, that have data required by the Reliability Coordinator’s Operational Planning Analyses, Real-time	The Reliability Coordinator did not distribute its data specification as developed in Requirement R1 to four or more entities, or more than 15% of the entities, whichever is greater, that have data required by the Reliability Coordinator’s Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time

Standard IRO-010-2 — Reliability Coordinator Data Specification and Collection

R#	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower	Moderate	High	Severe
				Assessments.	monitoring, and Real-time Assessments.	Assessments.
R3	Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations	Medium	The responsible entity receiving a data specification in Requirement R2 satisfied the obligations of the documented specifications for data but failed to follow one of the criteria shown in Parts 3.1 – 3.3.	The responsible entity receiving a data specification in Requirement R2 satisfied the obligations of the documented specifications for data but failed to follow two of the criteria shown in Parts 3.1 – 3.3.	The responsible entity receiving a data specification in Requirement R2 satisfied the obligations of the documented specifications for data but failed to follow any of the criteria shown in Parts 3.1 – 3.3.	The responsible entity receiving a data specification in Requirement R2 did not satisfy the obligations of the documented specifications for data.

D. Regional Variances

None

E. Interpretations

None

F. Associated Documents

None

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
1	October 17, 2008	Adopted by Board of Trustees	New
1a	August 5, 2009	Added Appendix 1: Interpretation of R1.2 and R3 as approved by Board of Trustees	Addition
1a	March 17, 2011	Order issued by FERC approving IRO-010-1a (approval effective 5/23/11)	
1a	November 19, 2013	Updated VRFs based on June 24, 2013 approval	
2	April 2014	Revisions pursuant to Project 2014-03	
2	November 13, 2014	Adopted by NERC Board of Trustees	Revisions under Project 2014-03

Guidelines and Technical Basis

Rationale:

During development of this standard, text boxes were embedded within the standard to explain the rationale for various parts of the standard. Upon BOT adoption, the text from the rationale text boxes was moved to this section.

Rationale for Definitions:

Changes made to the proposed definitions were made in order to respond to issues raised in NOPR paragraphs 55, 73, and 74 dealing with analysis of SOLs in all time horizons, questions on Protection Systems and Special Protection Systems in NOPR paragraph 78, and recommendations on phase angles from the SW Outage Report (recommendation 27). The intent of such changes is to ensure that Real-time Assessments contain sufficient details to result in an appropriate level of situational awareness. Some examples include: 1) analyzing phase angles which may result in the implementation of an Operating Plan to adjust generation or curtail transactions so that a Transmission facility may be returned to service, or 2) evaluating the impact of a modified Contingency resulting from the status change of a Special Protection Scheme from enabled/in-service to disabled/out-of-service.

Rationale for Applicability Changes:

Changes were made to applicability based on IRO FYRT recommendation to address the need for UVLS and UFLS information in the data specification.

The Interchange Authority was removed because activities in the Coordinate Interchange standards are performed by software systems and not a responsible entity. The software, not a functional entity, performs the task of accepting and disseminating interchange data between entities. The Balancing Authority is the responsible functional entity for these tasks.

The Planning Coordinator and Transmission Planner were removed from Draft 2 as those entities would not be involved in a data specification concept as outlined in this standard.

Rationale:

Proposed Requirement R1, Part 1.1:

Is in response to issues raised in NOPR paragraph 67 on the need for obtaining non-BES and external network data necessary for the Reliability Coordinator to fulfill its responsibilities.

Proposed Requirement R1, Part 1.2:

Is in response to NOPR paragraph 78 on relay data.

Proposed Requirement R3, Part 3.3:

Standard IRO-010-2 — Guidelines and Technical Basis

Is in response to NOPR paragraph 92 where concerns were raised about data exchange through secured networks.

Corresponding changes have been made to proposed TOP-003-3.

Standard IRO-010-2 — Reliability Coordinator Data Specification and Collection

Appendix QC-IRO-010-2 Provisions specific to the standard IRO-010-2 applicable in Québec

This appendix establishes specific provisions for the application of the standard in Québec. Provisions of the standard and of its appendix must be read together for the purposes of understanding and interpretation. Where the standard and appendix differ, the appendix shall prevail.

A. Introduction

1. **Title:** Reliability Coordinator Data Specification and Collection

2. **Number:** IRO-010-2

3. **Purpose:** No specific provision

4. **Applicability :**

Functions

No specific provision

Facilities

This standard ~~only~~ applies to the facilities of the Main Transmission System (RTP) and, for requirement R1, to the facilities designated under this requirement.

5. **Effective Date :**

5.1. Adoption of the standard by the Régie de l'énergie: ~~June 16~~ Month xx, 2017

5.2. Adoption of the appendix by the Régie de l'énergie: ~~June 16~~ Month xx, 2017

5.3. Effective date of the standard and its appendix in Québec: ~~July 1st~~ Month xx, 2017

6. **Background :**

No specific provision

B. Requirements

Specific provisions applicable to requirement R1 (1.1):

~~The expression “non BES” is replaced by “non RTP”. The Reliability Coordinator does not have to include non RTP data it deems necessary in the data specification.~~

Specific provisions applicable to requirement R3:

~~The Generator Operator for industrial use must provide to the Reliability Coordinator data related to:~~

~~(i) the net power at the connection points of its system in the planning and real time horizon;~~

~~(ii) the total production of its generation facilities and its system load in the planning time horizon.~~

~~If the Generator Operator for industrial use receives a data specification document distributed in accordance with requirement R2, it is only required to comply with the provisions relating to the data to be provided.~~

C. Compliance

1. **Compliance Monitoring Process**

1.1. **Compliance Enforcement Authority**

The Régie de l'énergie is responsible, in Québec, for compliance enforcement with respect to the reliability standard and its appendix that it adopts.

1.2. **Compliance Monitoring and Assessment Processes**

Standard IRO-010-2 — Reliability Coordinator Data Specification and Collection

Appendix QC-IRO-010-2

Provisions specific to the standard IRO-010-2 applicable in Québec

Compliance Audit

Self-Certification

Spot Check

Compliance Investigation

Non-Compliance Self-Reporting

Periodic Data Submittal

Exception Reporting

Investigation following a complaint

1.3. Data Retention

No specific provision

1.4. Additional Compliance Information

No specific provision

2. Table of Compliance Elements

No specific provision

D. Regional Variances

No specific provision

E. Interpretations

No specific provision

F. Associated Documents

No specific provision

Guidelines and Technical Basis

No specific provision

Version History

Revision	Date	Action	Change Tracking
0	June 16, 2017	New appendix	New

A. Introduction

1. **Titre :** Opérations de transport
2. **Numéro :** TOP-001-3
3. **Objet :** Prévenir les instabilités, séparations fortuites ou *déclenchements en cascade* ayant un effet négatif sur la fiabilité de l'*Interconnexion*, en faisant en sorte que des mesures soient prises rapidement pour prévenir ou atténuer de tels événements.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Responsable de l'équilibrage*
 - 4.2. *Exploitant de réseau de transport*
 - 4.3. *Exploitant d'installation de production*
 - 4.4. *Distributeur*
5. **Date d'entrée en vigueur :**

Voir le plan de mise en œuvre.
6. **Contexte :**

Voir la [page du projet](#) 2014-03 (en anglais).

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit veiller à maintenir la fiabilité de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter des pièces justificatives attestant qu'il a veillé à maintenir la fiabilité de sa *zone d'exploitant de réseau de transport* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, documents ou inscriptions datés, enregistrements vocaux horodatés, transcriptions datées d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou documents équivalents.
- E2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit veiller à maintenir la fiabilité de sa *zone d'équilibrage* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M2. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter des pièces justificatives attestant qu'il a veillé à maintenir la fiabilité de sa *zone d'équilibrage* en agissant directement ou en donnant des *instructions d'exploitation*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, documents ou inscriptions datés, enregistrements vocaux horodatés, transcriptions datées d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou documents équivalents.

- E3.** Chaque *responsable de l'équilibrage, exploitant d'installation de production et distributeur* doit exécuter chacune des *instructions d'exploitation* données par son ou ses *exploitants de réseau de transport*, sauf si les interventions demandées sont physiquement impossibles ou si elles enfreignent des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M3.** Chaque *responsable de l'équilibrage, exploitant d'installation de production et distributeur* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives (exemples non limitatifs : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes en format électronique ou papier) attestant qu'il a exécuté chacune des *instructions d'exploitation* données par son ou ses *exploitants de réseau de transport*, sauf si les interventions demandées étaient physiquement impossibles ou si elles enfreignaient des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel ; dans de tels cas, le *responsable de l'équilibrage, l'exploitant d'installation de production* ou le *distributeur* doit détenir et présenter des copies des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel pour justifier la non-exécution des *instructions d'exploitation* de l'*exploitant de réseau de transport*. Si une telle situation ne s'est pas produite, le *responsable de l'équilibrage, l'exploitant d'installation de production* ou le *distributeur* peut fournir une attestation.
- E4.** Chaque *responsable de l'équilibrage, exploitant d'installation de production et distributeur* doit informer son *exploitant de réseau de transport* de toute incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M4.** Chaque *responsable de l'équilibrage, exploitant d'installation de production et distributeur* doit fournir sur demande des pièces justificatives attestant qu'il a informé son *exploitant de réseau de transport* de toute incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou pièces équivalentes en format électronique ou papier. Si une telle situation ne s'est pas produite, le *responsable de l'équilibrage, l'exploitant d'installation de production* ou le *distributeur* peut fournir une attestation.
- E5.** Chaque *exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production et distributeur* doit exécuter les *instructions d'exploitation* données par son *responsable de l'équilibrage*, sauf si les interventions demandées sont physiquement impossibles ou si elles enfreignent des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

- M5.** Chaque *exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives (exemples non limitatifs : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes en format électronique ou papier) attestant qu'il a exécuté chacune des *instructions d'exploitation* données par son *responsable de l'équilibrage*, sauf si les interventions demandées étaient physiquement impossibles ou si elles enfreignaient des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel ; dans de tels cas, *l'exploitant de réseau de transport, l'exploitant d'installation de production* ou le distributeur doit détenir et présenter des copies des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel pour justifier la non-exécution des *instructions d'exploitation* du *responsable de l'équilibrage*. Si une telle situation ne s'est pas produite, *l'exploitant de réseau de transport, l'exploitant d'installation de production* ou le *distributeur* peut fournir une attestation.
- E6.** Chaque *exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit informer son *responsable de l'équilibrage* de toute incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M6.** Chaque *exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production* et *distributeur* doit fournir sur demande des pièces justificatives attestant qu'il a informé son *responsable de l'équilibrage* de toute incapacité d'exécuter une *instruction d'exploitation* donnée par celui-ci. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou pièces équivalentes en format électronique ou papier. Si une telle situation ne s'est pas produite, *l'exploitant de réseau de transport, l'exploitant d'installation de production* ou le *distributeur* peut fournir une attestation.
- E7.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit venir en aide, s'il en est capable, à tout autre *exploitant de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité* qui le lui demande, pourvu que ce dernier ait exécuté ses procédures d'*urgence* correspondantes, sauf si les interventions demandées sont physiquement impossibles ou enfreignent des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M7.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a fourni une aide correspondante, s'il en était capable, à tout autre *exploitant de réseau de transport* dans sa *zone de fiabilité*, sauf si les interventions demandées étaient physiquement impossibles ou enfreignaient des exigences réglementaires ou des exigences touchant la sécurité ou le matériel. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes en format électronique ou papier. Si aucune demande d'aide n'a été reçue, *l'exploitant de réseau de transport* peut fournir une attestation.

- E8.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit informer son *coordonnateur de la fiabilité*, les *responsables de l'équilibrage* qu'il sait être touchés et les autres exploitants de réseau de transport qu'il sait être touchés sur ses opérations en cours ou prévues qui entraînent ou pourraient entraîner une *urgence*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M8.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a informé son *coordonnateur de la fiabilité*, les *responsables de l'équilibrage* qu'il sait être touchés et les autres *exploitants de réseau de transport* qu'il sait être touchés sur ses opérations en cours ou prévues qui entraînent ou pourraient entraîner une *urgence*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes. Si une telle situation ne s'est pas produite, l'*exploitant de réseau de transport* peut fournir une attestation.
- E9.** Chaque *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit aviser son *coordonnateur de la fiabilité* et les entités interconnectées qu'il sait être touchées de tous les retraits planifiés, ainsi que des indisponibilités fortuites de 30 minutes ou plus, concernant l'appareillage de télémessure et de commande, les capacités de surveillance et d'évaluation et les liaisons de communication afférentes entre les entités touchées.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M9.** Chaque *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport* doit fournir sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a avisé son *coordonnateur de la fiabilité* et les entités interconnectées qu'il sait être touchées de tous les retraits planifiés, ainsi que des indisponibilités fortuites de 30 minutes ou plus, concernant l'appareillage de télémessure et de commande, les capacités de surveillance et d'évaluation et les liaisons de communication afférentes. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes. Si une telle situation ne s'est pas produite, le *responsable de l'équilibrage* ou l'*exploitant de réseau de transport* peut fournir une attestation.
- E10.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit procéder aux activités suivantes selon les besoins afin de déterminer les dépassements de *limite d'exploitation du réseau (SOL)* dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport* :
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- 10.1.** dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport*, surveiller les *installations* et l'état des *automatismes de réseau* ; et
- 10.2.** hors de sa *zone d'exploitant de réseau de transport*, obtenir et utiliser les données d'état, de tension et de transit relatives aux *installations* et à l'état des *automatismes de réseau*.

- M10.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a surveillé les *installations* et l'état des *automatismes de réseau*, ou obtenu et utilisé les données d'état, de tension et de transit relatives à ceux-ci selon les besoins, afin de déterminer les dépassements de limite *SOL* dans sa *zone d'exploitant de réseau de transport*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents descriptifs de système de gestion d'énergie, imprimés d'ordinateur, données SCADA ou autres pièces équivalentes.
- E11.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit surveiller sa *zone d'équilibrage*, y compris l'état des *automatismes de réseau* qui ont un effet sur la production ou la *charge*, afin de maintenir l'équilibre entre la production, la *charge* et les échanges dans sa *zone d'équilibrage* et de soutenir la fréquence de l'*Interconnexion*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M11.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il surveille sa *zone d'équilibrage*, y compris l'état des *automatismes de réseau* qui ont un effet sur la production ou la *charge*, afin de maintenir l'équilibre entre la production, la *charge* et les échanges dans sa *zone d'équilibrage* et de soutenir la fréquence de l'*Interconnexion*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : documents descriptifs de système de gestion d'énergie, imprimés d'ordinateur, données SCADA ou autres pièces équivalentes.
- E12.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit éviter tout dépassement d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* connue pendant une durée continue supérieure à sa valeur *IROL T_v*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M12.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant que chaque fois qu'il a dépassé une limite *IROL* connue, la durée continue de ce dépassement n'a pas été supérieure à sa valeur *IROL T_v*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux informatisés datés ou relevés en format électronique ou papier indiquant la date, l'heure, la durée et les détails du dépassement. Si une telle situation ne s'est pas produite, l'*exploitant de réseau de transport* peut fournir une attestation à cet effet.
- E13.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit veiller à ce qu'une *évaluation en temps réel* soit effectuée au moins toutes les 30 minutes.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M13.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a veillé à ce qu'une *évaluation en temps réel* soit effectuée au moins toutes les 30 minutes. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux informatisés datés indiquant l'heure des évaluations, listes de contrôle datées ou autres pièces équivalentes.
- E14.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit mettre à exécution son *plan d'exploitation* afin d'atténuer tout dépassement de limite *SOL* constaté dans le cadre de sa surveillance en *temps réel* ou de ses *évaluations en temps réel*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps réel]

- M14.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis à exécution son *plan d'exploitation* afin d'atténuer tout dépassement de limite *SOL* constaté dans le cadre de sa surveillance en *temps réel* ou de ses *évaluations en temps réel*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux informatisés datés indiquant l'heure de début de l'exécution du *plan d'exploitation*, listes de contrôle datées ou autres pièces équivalentes.
- E15.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit informer son *coordonnateur de la fiabilité* des mesures prises pour ramener le *réseau* en deçà des limites normales lorsqu'une limite *SOL* a été dépassée.
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- M15.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a informé son *coordonnateur de la fiabilité* des mesures prises pour ramener le *réseau* en deçà des limites normales lorsqu'une limite *SOL* a été dépassée. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, transcriptions d'enregistrements vocaux ou imprimés d'ordinateur datés. Si une telle situation ne s'est pas produite, l'*exploitant de réseau de transport* peut fournir une attestation.
- E16.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conférer à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémessure et de commande, ses capacités de surveillance et d'évaluation et les liaisons de communication afférentes entre les entités touchées.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M16.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a conféré à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémessure et de commande, ses capacités de surveillance et d'évaluation et les liaisons de communication afférentes entre les entités touchées. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : procédure documentée ou autres pièces équivalentes.
- E17.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit conférer à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémessure et de commande, ses capacités de surveillance et d'évaluation et les liaisons de communication afférentes entre les entités touchées.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M17.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a conféré à ses *répartiteurs* le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémessure et de commande, ses capacités de surveillance et d'évaluation et les liaisons de communication afférentes entre les entités touchées. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : procédure documentée ou autres pièces équivalentes.
- E18.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit respecter le paramètre le plus contraignant dans toute situation d'écart entre des limites *SOL*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]

- M18.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a respecté le paramètre le plus contraignant dans toute situation d'écart entre des limites *SOL*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation, enregistrements vocaux, communications électroniques ou autres pièces équivalentes.
- E19.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir des moyens d'échange de données avec les entités dont il a déterminé qu'elles détiennent des données dont il a besoin pour maintenir la fiabilité de sa *zone d'exploitant de réseau de transport*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M19.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a des moyens d'échange de données avec les entités dont il a déterminé qu'elles détiennent des données dont il a besoin pour maintenir la fiabilité de sa *zone d'exploitant de réseau de transport*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation, spécifications de systèmes ou autres pièces équivalentes.
- E20.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit avoir des moyens d'échange de données avec les entités dont il a déterminé qu'elles détiennent des données dont il a besoin pour maintenir la fiabilité de sa *zone d'équilibrage*.
[Facteur de risque de non-conformité : élevé] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- M20.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit détenir et présenter sur demande une ou des pièces justificatives attestant qu'il a des moyens d'échange de données avec les entités dont il a déterminé qu'elles détiennent des données dont il a besoin pour maintenir la fiabilité de sa *zone d'équilibrage*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : journaux d'exploitation, spécifications de systèmes ou autres pièces équivalentes.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.3. Conservation des données

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Chaque *responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production et distributeur* doit conserver des données ou des pièces justificatives pour chacune des exigences E1 à E11 et E15 à E20 pertinentes (ainsi que les mesures M1 à M11 et M15 à M20), pour l'année civile en cours et pour une année civile précédente (à l'exception des journaux d'exploitation et des enregistrements vocaux, qui doivent être conservés pendant au moins 90 jours civils), à moins que son CEA lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces plus longtemps.

Chaque exploitant de réseau de transport doit conserver pendant trois années civiles des pièces justificatives concernant toute situation où il a dépassé une limite *IROL* connue pendant une durée supérieure à sa valeur *IROL T_v* (exigence E12 et mesure M12), et toute situation où il a lancé l'exécution de son *plan d'exploitation* afin d'atténuer un dépassement de limite *SOL* (exigence E14 et mesure M14).

Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité à l'exigence E13 et à la mesure M13 pendant une période mobile de 30 jours civils, à moins que son CEA lui demande, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Si un *responsable de l'équilibrage, un exploitant de réseau de transport, un exploitant d'installation de production ou un distributeur* est jugé non conforme à une exigence, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas veillé à maintenir la fiabilité de sa zone d'exploitant de réseau de transport en agissant directement ou en donnant des <i>instructions d'exploitation</i> .
E2	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	Le responsable de l'équilibrage n'a pas veillé à maintenir la fiabilité de sa zone d'équilibrage en agissant directement ou en donnant des <i>instructions d'exploitation</i> .
E3	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas exécuté une <i>instruction d'exploitation</i> donnée par un exploitant de réseau de transport, alors que les interventions demandées étaient physiquement exécutables et n'enfreignaient pas d'exigences réglementaires ni d'exigences touchant la sécurité ou le matériel.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas informé son <i>exploitant de réseau de transport</i> de son incapacité d'exécuter une <i>instruction d'exploitation</i> donnée par celui-ci.
E5	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas exécuté une <i>instruction d'exploitation</i> donnée par le <i>responsable de l'équilibrage</i> , alors que les interventions demandées étaient physiquement exécutables et n'enfreignaient pas d'exigences réglementaires ni d'exigences touchant la sécurité ou le matériel.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	L'entité responsable n'a pas informé son <i>responsable de l'équilibrage</i> de son incapacité d'exécuter une <i>instruction d'exploitation</i> donnée par celui-ci.
E7	Exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	L' <i>exploitant de réseau de transport</i> n'a pas fourni une aide correspondante à d'autres <i>exploitants de réseau de transport</i> dans sa <i>zone de fiabilité</i> , alors qu'il en était capable et que les interventions demandées étaient physiquement réalisables et n'enfreignaient pas d'exigences réglementaires ou d'exigences touchant la sécurité ou le matériel.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
<p>Pour ce qui est des non-conformités aux exigences E8 et E9, la SDT précise qu'il faut commencer par le VSL critique, puis continuer vers la gauche du tableau jusqu'à trouver la situation qui s'applique. De cette manière, la taille de l'entité en cause ne viendra pas fausser l'évaluation. Si une petite entité n'a qu'une seule entité responsable de la fiabilité à informer, le but recherché est que cette situation corresponde à une non-conformité de niveau critique.</p>						
E8	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	<p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer un exploitant de réseau de transport qu'il sait être touché, ou 5 % ou moins des exploitants de réseau de transport qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'exploitant de réseau de transport en question.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer un responsable de l'équilibrage qu'il sait être touché, ou 5 % ou moins des responsables de l'équilibrage qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer deux exploitants de réseau de transport qu'il sait être touchés, ou plus de 5 % et au plus 10 % des exploitants de réseau de transport qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'exploitant de réseau de transport en question.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer deux responsables de l'équilibrage qu'il sait être touchés, ou plus de 5 % et au plus 10 % des responsables de l'équilibrage qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer trois exploitants de réseau de transport qu'il sait être touchés, ou plus de 10 % et au plus 15 % des exploitants de réseau de transport qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'exploitant de réseau de transport en question.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer trois responsables de l'équilibrage qu'il sait être touchés, ou plus de 10 % et au plus 15 % des responsables de l'équilibrage qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou</p>	<p>L'exploitant de réseau de transport n'a pas informé son coordonnateur de la fiabilité sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'exploitant de réseau de transport en question.</p> <p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer au moins quatre exploitants de réseau de transport qu'il sait être touchés, ou plus de 15 % des exploitants de réseau de transport qu'il sait être touchés connus selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'exploitant de réseau de transport en question.</p>

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			<p>auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'équilibrage en question.</p>	<p>prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'équilibrage en question.</p>	<p>prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'équilibrage en question.</p>	<p>OU</p> <p>L'exploitant de réseau de transport a omis d'informer au moins quatre responsables de l'équilibrage qu'il sait être touchés, ou plus de 15 % des responsables de l'équilibrage qu'il sait être touchés selon la valeur la plus élevée, sur ses opérations en cours ou prévues qui ont entraîné ou auraient pu entraîner une <i>urgence</i> dans la ou les zones d'équilibrage en question.</p>

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E9	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Moyen	L'entité responsable a omis d'aviser une entité interconnectée qu'il sait être touchée, ou 5 % ou moins des entités qu'il sait être touchées selon la valeur la plus élevée, d'un retrait planifié ou d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémessure et de commande, les capacités de surveillance et d'évaluation et les liaisons de communication afférentes entre les entités touchées.	L'entité responsable a omis d'aviser deux entités interconnectées qu'il sait être touchées, ou plus de 5 % et au plus 10 % des entités qu'il sait être touchées selon la valeur la plus élevée, d'un retrait planifié ou d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémessure et de commande, les capacités de surveillance et d'évaluation et les liaisons de communication afférentes entre les entités touchées.	L'entité responsable a omis d'aviser trois entités interconnectées qu'il sait être touchées, ou plus de 10 % et au plus 15 % des entités qu'il sait être touchées selon la valeur la plus élevée, d'un retrait planifié ou d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémessure et de commande, les capacités de surveillance et d'évaluation et les liaisons de communication afférentes entre les entités touchées.	L'entité responsable n'a pas avisé son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> d'un retrait planifié ou d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémessure et de commande, les capacités de surveillance et d'évaluation et les liaisons de communication afférentes. OU L'entité responsable a omis d'aviser au moins quatre entités interconnectées qu'il sait être touchées, ou plus de 15 % des entités qu'il sait être touchées selon la valeur la plus élevée, d'un retrait planifié ou d'une indisponibilité fortuite de 30 minutes ou plus concernant l'appareillage de télémessure et de commande, les capacités de surveillance et d'évaluation et les liaisons de communication afférentes entre les entités touchées.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E10	Exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	<p><i>L'exploitant de réseau de transport n'a pas surveillé un des éléments spécifiés à l'alinéa 10.1 de l'exigence E10.</i></p> <p>OU</p> <p><i>L'exploitant de réseau de transport n'a pas obtenu et utilisé un des éléments spécifiés à l'alinéa 10.2 de l'exigence E10.</i></p>	<p><i>L'exploitant de réseau de transport n'a pas surveillé un des éléments spécifiés à l'alinéa 10.1 et n'a pas non plus obtenu et utilisé un des éléments spécifiés à l'alinéa 10.2 de l'exigence E10.</i></p>	<p><i>L'exploitant de réseau de transport n'a pas surveillé les installations et l'état des automatismes de réseau dans sa zone d'exploitant de réseau de transport et n'a pas obtenu et utilisé les données jugées nécessaires provenant de l'extérieur de sa zone d'exploitant de réseau de transport.</i></p>
E11	Exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	<p><i>Le responsable de l'équilibrage n'a pas surveillé l'état des automatismes de réseau qui ont un effet sur la production ou la charge afin de maintenir l'équilibre entre la production, la charge et les échanges dans sa zone d'équilibrage et de soutenir la fréquence de l'Interconnexion.</i></p>	<p><i>Le responsable de l'équilibrage n'a pas surveillé sa zone d'équilibrage afin de maintenir l'équilibre entre la production, la charge et les échanges dans sa zone d'équilibrage et de soutenir la fréquence de l'Interconnexion.</i></p>
E12	Exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	<p><i>L'exploitant de réseau de transport a dépassé une limite IROL connue pendant une durée continue supérieure à sa valeur IROL T_v.</i></p>

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E13	Exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	L'évaluation en temps réel exigée de la part de l'exploitant de réseau de transport n'a pas été effectuée pendant une période de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.	L'évaluation en temps réel exigée de la part de l'exploitant de réseau de transport n'a pas été effectuée pendant deux périodes de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.	L'évaluation en temps réel exigée de la part de l'exploitant de réseau de transport n'a pas été effectuée pendant trois périodes de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.	L'évaluation en temps réel exigée de la part de l'exploitant de réseau de transport n'a pas été effectuée pendant au moins quatre périodes de 30 minutes à l'intérieur d'un échantillon de 24 heures pris dans la période de conservation de 30 jours.
E14	Exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas lancé son plan d'exploitation afin d'atténuer un dépassement de limite SOL constaté dans le cadre de sa surveillance en temps réel ou de ses évaluations en temps réel.
E15	Exploitation en temps réel	Moyen	S. O.	S. O.	S. O.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas informé son coordonnateur de la fiabilité des mesures prises pour ramener le réseau en deçà des limites normales lorsqu'une limite SOL a été dépassée.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E16	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	<i>L'exploitant de réseau de transport n'a pas conféré à ses répartiteurs le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémesure et de commande, ses capacités de surveillance et d'évaluation et les liaisons de communication afférentes entre les entités touchées.</i>

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E17	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	Le responsable de l'équilibrage n'a pas conféré à ses répartiteurs le pouvoir d'approuver les travaux de maintenance et les retraits planifiés concernant son appareillage de télémessure et de commande, ses capacités de surveillance et d'évaluation et les liaisons de communication afférentes entre les entités touchées.
E18	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	S. O.	S. O.	S. O.	L'exploitant de réseau de transport n'a pas respecté le paramètre le plus contraignant dans toute situation d'écart entre des limites SOL.

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E19	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	L'exploitant de réseau de transport n'avait pas de moyens d'échange de données avec une entité visée, ou avec 5 % ou moins des entités visées selon la valeur la plus élevée.	L'exploitant de réseau de transport n'avait pas de moyens d'échange de données avec deux entités visées, ou avec plus de 5 % et au plus 10 % des entités visées selon la valeur la plus élevée.	L'exploitant de réseau de transport n'avait pas de moyens d'échange de données avec trois entités visées, ou avec plus de 10 % et au plus 15 % des entités visées selon la valeur la plus élevée.	L'exploitant de réseau de transport n'avait pas de moyens d'échange de données avec au moins quatre entités visées, ou avec plus de 15 % des entités visées selon la valeur la plus élevée.
E20	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Élevé	Le responsable de l'équilibrage n'avait pas de moyens d'échange de données avec une entité visée, ou avec 5 % ou moins des entités visées selon la valeur la plus élevée.	Le responsable de l'équilibrage n'avait pas de moyens d'échange de données avec deux entités visées, ou avec plus de 5 % et au plus 10 % des entités visées selon la valeur la plus élevée.	Le responsable de l'équilibrage n'avait pas de moyens d'échange de données avec trois entités visées, ou avec plus de 10 % et au plus 15 % des entités visées selon la valeur la plus élevée.	Le responsable de l'équilibrage n'avait pas de moyens d'échange de données avec au moins quatre entités visées, ou avec plus de 15 % des entités visées selon la valeur la plus élevée.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

La SDT a créé un document de présentation technique sur les dépassements de *limites d'exploitation du réseau (SOL)* afin de fournir des éclaircissements sur les questions relatives aux limites *SOL*. Ce document est consultable à l'adresse suivante : <http://www.nerc.com/pa/stand/Pages/TOP0013RI.aspx>.

Plan d'exploitation – Un *plan d'exploitation* comprend des *processus d'exploitation* de nature générale et des *procédures d'exploitation* de nature particulière. Il peut s'agir d'un document-synthèse qui donne des indications sur un *plan d'exploitation* pour le lendemain, ou encore d'un plan précis pour faire face à un dépassement de limite *SOL* ou *IROL* signalé par une *analyse de planification opérationnelle (OPA)*.

Comme l'indique sa définition du glossaire de la NERC, un *plan d'exploitation* peut être de nature générale, ou encore spécifier des opérations visant particulièrement certains enjeux de fiabilité. L'utilisation du terme « *plan d'exploitation* » dans les normes TOP et IRO révisées ménage ces deux possibilités. Un *plan d'exploitation* spécifie des processus et des procédures, y compris des échanges électroniques de données, auxquels le *répartiteur* peut recourir quotidiennement afin de réagir de façon fiable à des conditions qui peuvent survenir tout au long de la journée. Il est valide pour le lendemain, le surlendemain, et le jour suivant. Au *plan d'exploitation* devraient se greffer des directives d'exploitation temporaires qui décrivent des mesures de prévention ou d'atténuation visant des situations particulières qui sont signalées au jour le jour par une *OPA* ou une *évaluation en temps réel (RTA)*.

Comme l'indique la définition du terme « *plan d'exploitation* » dans le glossaire de la NERC, un plan de remise en charge est un exemple de *plan d'exploitation* ; il contient tous les principes fondamentaux qui guideront le *répartiteur* tout au long du processus de remise en charge du réseau. Il ne s'agit pas d'un document visant un scénario particulier de panne d'électricité, mais plutôt d'une boîte à outils comportant des processus, des procédures et des logiciels d'automatisation dont peut se servir le *répartiteur* pour la remise en charge.

Il en va de même pour un *plan d'exploitation*. Celui-ci ne contient pas des instructions visant une situation précise pour le lendemain, mais plutôt des indications sur l'ensemble des processus, procédures et logiciels d'automatisation à la disposition du *répartiteur*. Cela dit, l'existence d'un *plan d'exploitation* n'élimine pas le besoin de créer des plans d'action particuliers pour certains dépassements de limite *SOL* ou *IROL* signalés par une *OPA*. Lorsqu'un *coordonnateur de la fiabilité* procède à une *OPA*, cette analyse peut révéler des cas de dépassements possibles de limite *SOL* ou *IROL* pour des conditions *précontingence* et *postcontingence*. Dans de tels cas, les *coordonnateurs de la fiabilité* devront s'assurer que des plans soient en place pour prévenir ou atténuer ces dépassements de limite *SOL* ou *IROL*, si ces conditions d'exploitation devaient survenir le lendemain. Le *plan d'exploitation* peut contenir une description du processus de mise en œuvre et de communication de certains plans de prévention ou d'atténuation des dépassements de limite *SOL* ou *IROL* au jour le jour signalés par l'*OPA*. Cette façon de faire pourrait alléger le fardeau administratif potentiel associé au besoin de mise à jour continue du « document de *plan d'exploitation* » aux fins de la conformité.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouvelle norme
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur.	Erratum
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
1a	12 mai 2010	Ajout de l'annexe 1 – Interprétation de l'exigence E8 approuvée par le Conseil d'administration de la NERC le 12 mai 2010.	Interprétation
1a	15 septembre 2011	Ordonnance de la FERC approuvant l'interprétation de l'exigence E8 (prise d'effet le 21 novembre 2011).	Interprétation
2	6 mai 2012	Révision dans le cadre du projet 2007-03.	Révision
2	9 mai 2012	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
3	12 février 2015	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révisions dans le cadre du projet 2014-03

Justifications

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E3

L'expression « physiquement impossibles » vise à couvrir les cas où un *exploitant de réseau de transport* ferait une demande impossible à satisfaire, par manque de connaissance du système en cause.

Justification de l'exigence E10

La nouvelle exigence E10 proposée est l'adaptation à la *zone d'exploitant de réseau de transport* de l'exigence E1 de la norme IRO-003-2 approuvée. Cette nouvelle exigence répond au paragraphe 60 de la proposition réglementaire (NOPR) concernant les capacités de surveillance de l'*exploitant de réseau de transport*. La nouvelle exigence E11 vise les *responsables de l'équilibrage*. La surveillance de systèmes externes peut être réalisée au moyen de liaisons de données.

Justification de l'exigence E13

La nouvelle exigence E13 répond aux paragraphes 55 et 60 de la proposition réglementaire concernant les responsabilités d'analyse en *temps réel* pour les *exploitants de réseau de transport* ; elle est recopiée de l'exigence E2 de la norme IRO-008-1 approuvée. Le *plan d'exploitation* de l'*exploitant de réseau de transport* indiquera comment effectuer l'*évaluation en temps réel*. Le *plan d'exploitation* devrait

comporter des instructions sur la manière d'effectuer l'*analyse de planification opérationnelle* et l'*évaluation en temps réel*, avec des instructions détaillées et des exigences temporelles pour l'adaptation à des situations où des processus, des procédures et des logiciels d'automatisation ne seraient pas disponibles (s'ils sont utilisés). Les instructions données pourraient indiquer qu'aucune action n'est requise si les conditions du réseau n'ont pas changé notablement, et qu'on peut utiliser l'analyse des *contingences* ou les *évaluations en temps réel* précédentes dans une telle situation.

Justification de l'exigence E14

L'exigence E8 originale a été supprimée et les exigences E9 et E11 originales ont été révisées afin de répondre au paragraphe 42 de la proposition réglementaire, qui préconise de tenir compte de toutes les limites *SOL* et non seulement d'un sous-ensemble de celles-ci. La SDT a rédigé un document de présentation technique sur les dépassements de limite *SOL*, qui explique ce qu'elle juge nécessaire dans un tel plan d'exploitation. Ces *plans d'exploitation* sont documentés à l'avance de l'horizon d'exploitation en temps réel, et peuvent être élaborés à partir de l'*évaluation de la planification opérationnelle* exigée par la norme TOP-002-4 proposée ou d'autres évaluations. Les *plans d'exploitation* devraient être étoffés par des directives d'exploitation temporaires qui décrivent des plans de prévention ou d'atténuation visant des situations particulières qui sont signalées au jour le jour par une *évaluation de la planification opérationnelle* ou une *évaluation en temps réel*. Le but recherché est que l'exploitant dispose d'un plan et de principes pour guider son action.

Justification des exigences E16 et E17

Ces exigences répondent à la recommandation 3 du rapport IERP (*Independent Experts Review Project*) sur les pouvoirs.

Justification de l'exigence E18

Déplacé de l'exigence E10 de la norme IRO-005-3.1a approuvée. Le *fournisseur de services de transport*, le *distributeur*, le *responsable de l'approvisionnement*, l'*exploitant d'installation de production* et le *négociant* sont supprimés de l'exigence, car ces entités recevront des instructions sur les limites qui leur seront transmises par les entités responsables indiquées dans l'exigence. Il est à noter que les limites calculées ont été remplacées par les limites *SOL*, par souci de clarté et de précision. Les limites *SOL* englobent les limites de tension, de *stabilité* et thermiques, et représentent donc le paramètre le plus contraignant.

Justification des exigences E19 et E20 :

Ces exigences ont été ajoutées par souci de cohérence avec l'exigence E1 de la norme IRO-002-4 proposée. L'exigence de moyens d'échange de données est complémentaire au concept de document de spécification des données proposé dans la norme TOP-003-3.

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. **Titre :** Opérations de transport
2. **Numéro :** TOP-001-3
3. **Objet :** Aucune disposition particulière
4. **Applicabilité :**

Fonctions

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

5. **Date d'entrée en vigueur :**

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : ~~16 juin~~xx mois 2017~~x~~

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : ~~16 juin~~xx mois 2017~~201x~~

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : ~~1^{er} juillet~~xx mois 2017~~201x~~

6. **Contexte :**

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Dispositions particulières applicables à l'exigence E3 pour les *distributeurs* :

Si l'*instruction d'exploitation* émise au *distributeur* 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 *distributeur* pourrait devoir réduire cet échange net jusqu'à zéro.

~~Dispositions particulières applicables aux exigences E10.1 et E11 et aux mesures M10 et M11 :~~

~~L'exploitant de réseau de transport et le responsable de l'équilibrage ne sont pas tenus de surveiller les installations de production à vocation industrielle. Celles-ci doivent être surveillées aux points de raccordement.~~

C. Conformité

1. **Processus de surveillance de la conformité**

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité
Déclaration sur la conformité
Contrôle ponctuel
Enquête de conformité
Soumission périodique de données
Déclaration de non-conformité
Rapport par exception
Enquête à la suite d'une plainte

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Le glossaire de référence au Québec est le «Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité au Québec».

Justifications

Aucune disposition particulière

Historique des révisions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	16 juin 2017	Nouvelle	Nouvelle norme

A. Introduction

1. **Title: Transmission Operations**
2. **Number: TOP-001-3**
3. **Purpose:** To prevent instability, uncontrolled separation, or Cascading outages that adversely impact the reliability of the Interconnection by ensuring prompt action to prevent or mitigate such occurrences.
4. **Applicability:**
 - 4.1. Balancing Authority
 - 4.2. Transmission Operator
 - 4.3. Generator Operator
 - 4.4. Distribution Provider
5. **Effective Date:**

See Implementation Plan.
6. **Background:**

See Project 2014-03 [project page](#).

B. Requirements and Measures

- R1.** Each Transmission Operator shall act to maintain the reliability of its Transmission Operator Area via its own actions or by issuing Operating Instructions. *[Violation Risk Factor: High][Time Horizon: Same-Day Operations, Real-time Operations]*
- M1.** Each Transmission Operator shall have and provide evidence which may include but is not limited to dated operator logs, dated records, dated and time-stamped voice recordings or dated transcripts of voice recordings, electronic communications, or equivalent documentation, that will be used to determine that it acted to maintain the reliability of its Transmission Operator Area via its own actions or by issuing Operating Instructions.
- R2.** Each Balancing Authority shall act to maintain the reliability of its Balancing Authority Area via its own actions or by issuing Operating Instructions. *[Violation Risk Factor: High][Time Horizon: Same-Day Operations, Real-time Operations]*
- M2.** Each Balancing Authority shall have and provide evidence which may include but is not limited to dated operator logs, dated records, dated and time-stamped voice recordings or dated transcripts of voice recordings, electronic communications, or equivalent documentation, that will be used to determine that it acted to maintain the reliability of its Balancing Authority Area via its own actions or by issuing Operating Instructions.

- R3.** Each Balancing Authority, Generator Operator, and Distribution Provider shall comply with each Operating Instruction issued by its Transmission Operator(s), unless such action cannot be physically implemented or it would violate safety, equipment, regulatory, or statutory requirements. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Same-Day Operations, Real-Time Operations]*
- M3.** Each Balancing Authority, Generator Operator, and Distribution Provider shall make available upon request, evidence that it complied with each Operating Instruction issued by the Transmission Operator(s) unless such action could not be physically implemented or it would have violated safety, equipment, regulatory, or statutory requirements. Such evidence could include but is not limited to dated operator logs, voice recordings or transcripts of voice recordings, electronic communications, or other equivalent evidence in electronic or hard copy format. In such cases, the Balancing Authority, Generator Operator, and Distribution Provider shall have and provide copies of the safety, equipment, regulatory, or statutory requirements as evidence for not complying with the Transmission Operator's Operating Instruction. If such a situation has not occurred, the Balancing Authority, Generator Operator, or Distribution Provider may provide an attestation.
- R4.** Each Balancing Authority, Generator Operator, and Distribution Provider shall inform its Transmission Operator of its inability to comply with an Operating Instruction issued by its Transmission Operator. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Same-Day Operations, Real-Time Operations]*
- M4.** Each Balancing Authority, Generator Operator, and Distribution Provider shall make available upon request, evidence which may include but is not limited to dated operator logs, voice recordings or transcripts of voice recordings, electronic communications, or equivalent evidence in electronic or hard copy format, that it informed its Transmission Operator of its inability to comply with its Operating Instruction issued. If such a situation has not occurred, the Balancing Authority, Generator Operator, or Distribution Provider may provide an attestation.
- R5.** Each Transmission Operator, Generator Operator, and Distribution Provider shall comply with each Operating Instruction issued by its Balancing Authority, unless such action cannot be physically implemented or it would violate safety, equipment, regulatory, or statutory requirements. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Same-Day Operations, Real-Time Operations]*
- M5.** Each Transmission Operator, Generator Operator, and Distribution Provider shall make available upon request, evidence that it complied with each Operating Instruction issued by its Balancing Authority unless such action could not be physically implemented or it would have violated safety, equipment, regulatory, or statutory requirements. Such evidence could include but is not limited to dated operator logs, voice recordings or transcripts of voice recordings, electronic communications, or other equivalent evidence in electronic or hard copy format. In such cases, the Transmission Operator, Generator Operator, and Distribution Provider shall have and

provide copies of the safety, equipment, regulatory, or statutory requirements as evidence for not complying with the Balancing Authority's Operating Instruction. If such a situation has not occurred, the Transmission Operator, Generator Operator, or Distribution Provider may provide an attestation.

- R6.** Each Transmission Operator, Generator Operator, and Distribution Provider shall inform its Balancing Authority of its inability to comply with an Operating Instruction issued by its Balancing Authority. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Same-Day Operations, Real-Time Operations]*
- M6.** Each Transmission Operator, Generator Operator, and Distribution Provider shall make available upon request, evidence which may include but is not limited to dated operator logs, voice recordings or transcripts of voice recordings, electronic communications, or equivalent evidence in electronic or hard copy format, that it informed its Balancing Authority of its inability to comply with its Operating Instruction. If such a situation has not occurred, the Transmission Operator, Generator Operator, or Distribution Provider may provide an attestation.
- R7.** Each Transmission Operator shall assist other Transmission Operators within its Reliability Coordinator Area, if requested and able, provided that the requesting Transmission Operator has implemented its comparable Emergency procedures, unless such assistance cannot be physically implemented or would violate safety, equipment, regulatory, or statutory requirements. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Real-Time Operations]*
- M7.** Each Transmission Operator shall make available upon request, evidence that comparable requested assistance, if able, was provided to other Transmission Operators within its Reliability Coordinator Area unless such assistance could not be physically implemented or would have violated safety, equipment, regulatory, or statutory requirements. Such evidence could include but is not limited to dated operator logs, voice recordings or transcripts of voice recordings, electronic communications, or other equivalent evidence in electronic or hard copy format. If no request for assistance was received, the Transmission Operator may provide an attestation.
- R8.** Each Transmission Operator shall inform its Reliability Coordinator, known impacted Balancing Authorities, and known impacted Transmission Operators of its actual or expected operations that result in, or could result in, an Emergency. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Operations Planning, Same-Day Operations, Real-Time Operations]*
- M8.** Each Transmission Operator shall make available upon request, evidence that it informed its Reliability Coordinator, known impacted Balancing Authorities, and known impacted Transmission Operators of its actual or expected operations that result in, or could result in, an Emergency. Such evidence could include but is not limited to dated operator logs, voice recordings or transcripts of voice recordings,

electronic communications, or other equivalent evidence. If no such situations have occurred, the Transmission Operator may provide an attestation.

- R9.** Each Balancing Authority and Transmission Operator shall notify its Reliability Coordinator and known impacted interconnected entities of all planned outages, and unplanned outages of 30 minutes or more, for telemetering and control equipment, monitoring and assessment capabilities, and associated communication channels between the affected entities. *[Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Operations Planning, Same-Day Operations, Real-Time Operations]*
- M9.** Each Balancing Authority and Transmission Operator shall make available upon request, evidence that it notified its Reliability Coordinator and known impacted interconnected entities of all planned outages, and unplanned outages of 30 minutes or more, for telemetering and control equipment, monitoring and assessment capabilities, and associated communication channels. Such evidence could include but is not limited to dated operator logs, voice recordings or transcripts of voice recordings, electronic communications, or other equivalent evidence. If such a situation has not occurred, the Balancing Authority or Transmission Operator may provide an attestation.
- R10.** Each Transmission Operator shall perform the following as necessary for determining System Operating Limit (SOL) exceedances within its Transmission Operator Area: *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Real-Time Operations]*
- 10.1.** Within its Transmission Operator Area, monitor Facilities and the status of Special Protection Systems, and
 - 10.2.** Outside its Transmission Operator Area, obtain and utilize status, voltages, and flow data for Facilities and the status of Special Protection Systems.
- M10.** Each Transmission Operator shall have, and provide upon request, evidence that could include but is not limited to Energy Management System description documents, computer printouts, SCADA data collection, or other equivalent evidence that will be used to confirm that it monitored or obtained and utilized status, voltages, and flow data for Facilities and the status of Special Protection Systems as required to determine any System Operating Limit (SOL) exceedances within its Transmission Operator Area.
- R11.** Each Balancing Authority shall monitor its Balancing Authority Area, including the status of Special Protection Systems that impact generation or Load, in order to maintain generation-Load-interchange balance within its Balancing Authority Area and support Interconnection frequency. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Real-Time Operations]*
- M11.** Each Balancing Authority shall have, and provide upon request, evidence that could include but is not limited to Energy Management System description documents, computer printouts, SCADA data collection, or other equivalent evidence that will be

used to confirm that it monitors its Balancing Authority Area, including the status of Special Protection Systems that impact generation or Load, in order to maintain generation-Load-interchange balance within its Balancing Authority Area and support Interconnection frequency.

- R12.** Each Transmission Operator shall not operate outside any identified Interconnection Reliability Operating Limit (IROL) for a continuous duration exceeding its associated IROL T_v. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Real-time Operations]*
- M12.** Each Transmission Operator shall make available evidence to show that for any occasion in which it operated outside any identified Interconnection Reliability Operating Limit (IROL), the continuous duration did not exceed its associated IROL T_v. Such evidence could include but is not limited to dated computer logs or reports in electronic or hard copy format specifying the date, time, duration, and details of the excursion. If such a situation has not occurred, the Transmission Operator may provide an attestation that an event has not occurred.
- R13.** Each Transmission Operator shall ensure that a Real-time Assessment is performed at least once every 30 minutes. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Real-time Operations]*
- M13.** Each Transmission Operator shall have, and make available upon request, evidence to show it ensured that a Real-Time Assessment was performed at least once every 30 minutes. This evidence could include but is not limited to dated computer logs showing times the assessment was conducted, dated checklists, or other evidence.
- R14.** Each Transmission Operator shall initiate its Operating Plan to mitigate a SOL exceedance identified as part of its Real-time monitoring or Real-time Assessment. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Real-time Operations]*
- M14.** Each Transmission Operator shall have evidence that it initiated its Operating Plan for mitigating SOL exceedances identified as part of its Real-time monitoring or Real-time Assessments. This evidence could include but is not limited to dated computer logs showing times the Operating Plan was initiated, dated checklists, or other evidence.
- R15.** Each Transmission Operator shall inform its Reliability Coordinator of actions taken to return the System to within limits when a SOL has been exceeded. *[Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Real-Time Operations]*
- M15.** Each Transmission Operator shall make available evidence that it informed its Reliability Coordinator of actions taken to return the System to within limits when a SOL was exceeded. Such evidence could include but is not limited to dated operator logs, voice recordings or transcripts of voice recordings, or dated computer printouts. If such a situation has not occurred, the Transmission Operator may provide an attestation.
- R16.** Each Transmission Operator shall provide its System Operators with the authority to approve planned outages and maintenance of its telemetering and control

equipment, monitoring and assessment capabilities, and associated communication channels between affected entities. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations]*

- M16.** Each Transmission Operator shall have, and provide upon request, evidence that could include but is not limited to a documented procedure or equivalent evidence that will be used to confirm that the Transmission Operator has provided its System Operators with the authority to approve planned outages and maintenance of telemetering and control equipment, monitoring and assessment capabilities, and associated communication channels between affected entities.
- R17.** Each Balancing Authority shall provide its System Operators with the authority to approve planned outages and maintenance of its telemetering and control equipment, monitoring and assessment capabilities, and associated communication channels between affected entities. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations]*
- M17.** Each Balancing Authority shall have, and provide upon request, evidence that could include but is not limited to a documented procedure or equivalent evidence that will be used to confirm that the Balancing Authority has provided its System Operators with the authority to approve planned outages and maintenance of its telemetering and control equipment, monitoring and assessment capabilities, and associated communication channels between affected entities.
- R18.** Each Transmission Operator shall operate to the most limiting parameter in instances where there is a difference in SOLs. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations]*
- M18.** Each Transmission Operator shall have, and provide upon request, evidence that could include but is not limited to operator logs, voice recordings, electronic communications, or equivalent evidence that will be used to determine if it operated to the most limiting parameter in instances where there is a difference in SOLs.
- R19.** Each Transmission Operator shall have data exchange capabilities with the entities that it has identified that it needs data from in order to maintain reliability in its Transmission Operator Area. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations]*
- M19.** Each Transmission Operator shall have, and provide upon request, evidence that could include, but is not limited to, operator logs, system specifications, or other evidence that it has data exchange capabilities with the entities that it has identified that it needs data from in order to maintain reliability in its Transmission Operator Area.
- R20.** Each Balancing Authority shall have data exchange capabilities with the entities that it has identified that it needs data from in order to maintain reliability in its Balancing Authority Area. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations]*

M20. Each Balancing Authority shall have, and provide upon request, evidence that could include, but is not limited to, operator logs, system specifications, or other evidence that it has data exchange capabilities with the entities that it has identified that it needs data from in order to maintain reliability in its Balancing Authority Area.

C. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Enforcement Authority

As defined in the NERC Rules of Procedure, “Compliance Enforcement Authority” (CEA) means NERC or the Regional Entity in their respective roles of monitoring and enforcing compliance with the NERC Reliability Standards.

1.2. Compliance Monitoring and Assessment Processes

As defined in the NERC Rules of Procedure, “Compliance Monitoring and Assessment Processes” refers to the identification of the processes that will be used to evaluate data or information for the purpose of assessing performance or outcomes with the associated reliability standard.

1.3. Data Retention

The following evidence retention periods identify the period of time an entity is required to retain specific evidence to demonstrate compliance. For instances where the evidence retention period specified below is shorter than the time since the last audit, the Compliance Enforcement Authority may ask an entity to provide other evidence to show that it was compliant for the full time period since the last audit.

Each Balancing Authority, Transmission Operator, Generator Operator, and Distribution Provider shall each keep data or evidence for each applicable Requirement R1 through R11, and R15 through R20 and Measure M1 through M11, and M15 through M20 for the current calendar year and one previous calendar year, with the exception of operator logs and voice recordings which shall be retained for a minimum of ninety calendar days, unless directed by its Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation.

Each Transmission Operator shall retain evidence for three calendar years of any occasion in which it has exceeded an identified IROL and its associated IROL T_v as specified in Requirement R12 and Measure M12 and that it initiated its Operating Plan to mitigate a SOL exceedance as specified in Requirement R14 and Measurement M14.

Each Transmission Operator shall keep data or evidence for Requirement R13 and Measure M13 for a rolling 30-day period, unless directed by its Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation.

If a Balancing Authority, Transmission Operator, Generator Operator, or Distribution Provider is found non-compliant, it shall keep information related to the non-compliance until mitigation is complete and approved or the time period specified above, whichever is longer.

The Compliance Enforcement Authority shall keep the last audit records and all requested and submitted subsequent audit records.

1.4. Additional Compliance Information

None.

Table of Compliance Elements

R #	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R1	Same-Day Operations, Real-time Operations	High	N/A	N/A	N/A	The Transmission Operator failed to act to maintain the reliability of its Transmission Operator Area via its own actions or by issuing Operating Instructions.
R2	Same-Day Operations, Real-time Operations	High	N/A	N/A	N/A	The Balancing Authority failed to act to maintain the reliability of its Balancing Authority Area via its own actions or by issuing Operating Instructions.
R3	Same-Day Operations, Real-Time Operations	High	N/A	N/A	N/A	The responsible entity did not comply with an Operating Instruction issued by the Transmission Operator, and such action could have been physically implemented and would not have violated safety, equipment, regulatory, or statutory requirements.
R4	Same-Day Operations, Real-Time Operations	High	N/A	N/A	N/A	The responsible entity did not inform its Transmission Operator of its inability to comply with an Operating Instruction issued by its Transmission Operator.

Standard TOP-001-3 — Transmission Operations

R #	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R5	Same-Day Operations, Real-time Operations	High	N/A	N/A	N/A	The responsible entity did not comply with an Operating Instruction issued by the Balancing Authority, and such action could have been physically implemented and would not have violated safety, equipment, regulatory, or statutory requirements.
R6	Same-Day Operations, Real-Time Operations	High	N/A	N/A	N/A	The responsible entity did not inform its Balancing Authority of its inability to comply with an Operating Instruction issued by its Balancing Authority.
R7	Real-Time Operations	High	N/A	N/A	N/A	The Transmission Operator did not provide comparable assistance to other Transmission Operators within its Reliability Coordinator Area, when requested and able, and the requesting entity had implemented its Emergency procedures, and such actions could have been physically implemented and would not have violated safety, equipment, regulatory, or statutory requirements.

Standard TOP-001-3 — Transmission Operations

R #	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
<p>For the Requirements R8 and R9 VSLs only, the intent of the SDT is to start with the Severe VSL first and then to work your way to the left until you find the situation that fits. In this manner, the VSL will not be discriminatory by size of entity. If a small entity has just one affected reliability entity to inform, the intent is that that situation would be a Severe violation.</p>						
R8	Operations Planning, Same-Day Operations, Real-Time Operations	High	<p>The Transmission Operator did not inform one known impacted Transmission Operator or 5% or less of the known impacted Transmission Operators, whichever is greater, of its actual or expected operations that resulted in, or could have resulted in, an Emergency on respective Transmission Operator Areas.</p> <p>OR,</p> <p>The Transmission Operator did not inform one known impacted Balancing Authorities or 5% or less of the known</p>	<p>The Transmission Operator did not inform two known impacted Transmission Operators or more than 5% and less than or equal to 10% of the known impacted Transmission Operators, whichever is greater, of its actual or expected operations that resulted in, or could have resulted in, an Emergency on respective Transmission Operator Areas.</p> <p>OR,</p> <p>The Transmission Operator did not inform two known impacted Balancing Authorities or more</p>	<p>The Transmission Operator did not inform three known impacted Transmission Operators or more than 10% and less than or equal to 15% of the known impacted Transmission Operators, whichever is greater, of its actual or expected operations that resulted in, or could have resulted in, an Emergency on respective Transmission Operator Areas.</p> <p>OR,</p> <p>The Transmission Operator did not inform three known impacted Balancing Authorities or more than 10% and less than or equal to 15% of the known impacted Balancing Authorities, whichever is greater, of</p>	<p>The Transmission Operator did not inform its Reliability Coordinator of its actual or expected operations that resulted in, or could have resulted in, an Emergency on those respective Transmission Operator Areas.</p> <p>OR</p> <p>The Transmission Operator did not inform four or more known impacted Transmission Operators or more than 15% of the known impacted Transmission Operators of its actual or expected operations that resulted in, or could have resulted in, an Emergency on those respective Transmission Operator Areas.</p> <p>OR,</p> <p>The Transmission Operator did not inform four or more known impacted Balancing Authorities or more than 15% of the known impacted</p>

Standard TOP-001-3 — Transmission Operations

R #	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
			impacted Balancing Authorities, whichever is greater, of its actual or expected operations that resulted in, or could have resulted in, an Emergency on respective Balancing Authority Areas.	than 5% and less than or equal to 10% of the known impacted Balancing Authorities, whichever is greater, of its actual or expected operations that resulted in, or could have resulted in, an Emergency on respective Balancing Authority Areas.	its actual or expected operations that resulted in, or could have resulted in, an Emergency on respective Balancing Authority Areas.	Balancing Authorities of its actual or expected operations that resulted in, or could have resulted in, an Emergency on respective Balancing Authority Areas.
R9	Operations Planning, Same-Day Operations, Real-Time Operations	Medium	The responsible entity did not notify one known impacted interconnected entity or 5% or less of the known impacted entities, whichever is greater, of a planned outage, or an unplanned outage of 30 minutes or more, for telemetering and control equipment, monitoring and assessment capabilities, or associated	The responsible entity did not notify two known impacted interconnected entities or more than 5% and less than or equal to 10% of the known impacted entities, whichever is greater, of a planned outage, or an unplanned outage of 30 minutes or more, for telemetering and control equipment, monitoring and assessment capabilities, or	The responsible entity did not notify three known impacted interconnected entities or more than 10% and less than or equal to 15% of the known impacted entities, whichever is greater, of a planned outage, or an unplanned outage of 30 minutes or more, for telemetering and control equipment, monitoring and assessment capabilities, or associated communication	The responsible entity did not notify its Reliability Coordinator of a planned outage, or an unplanned outage of 30 minutes or more, for telemetering and control equipment, monitoring and assessment capabilities, and associated communication channels. OR, The responsible entity did not notify four or more known impacted interconnected entities or more than 15% of the known impacted entities, whichever is greater, of a planned outage, or an

Standard TOP-001-3 — Transmission Operations

R #	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
			communication channels between the affected entities.	associated communication channels between the affected entities.	channels between the affected entities.	unplanned outage of 30 minutes or more, for telemetering and control equipment, monitoring and assessment capabilities, or associated communication channels between the affected entities.
R10	Real-Time Operations	High	N/A	The Transmission Operator did not monitor one of the items listed in Requirement R10, Part 10.1. OR, The Transmission Operator did not obtain and utilize one of the items listed in Requirement R10, Part 10.2.	The Transmission Operator did not monitor one of the items listed in Requirement R10, Part 10.1 and did not obtain and utilize one of the items listed in Requirement R10, Part 10.2.	The Transmission Operator did not monitor Facilities and the status of Special Protection Systems within its Transmission Operator Area and did not obtain and utilize data deemed as necessary from outside its Transmission Operator Area.
R11	Real-Time Operations	High	N/A	N/A	The Balancing Authority did not monitor the status of Special Protection Systems that impact generation or Load, in order to maintain generation-Load-interchange	The Balancing Authority did not monitor its Balancing Authority Area, in order to maintain generation-Load-interchange balance within its Balancing Authority Area and support Interconnection frequency.

Standard TOP-001-3 — Transmission Operations

R #	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
					balance within its Balancing Authority Area and support Interconnection frequency.	
R12	Real-Time Operations	High	N/A	N/A	N/A	The Transmission Operator exceeded an identified Interconnection Reliability Operating Limit (IROL) for a continuous duration greater than its associated IROL T _v .
R13	Same-Day Operations, Real-Time Operations	High	For any sample 24-hour period within the 30-day retention period, the Transmission Operator's Real-time Assessment was not conducted for one 30-minute period within that 24-hour period.	For any sample 24-hour period within the 30-day retention period, the Transmission Operator's Real-time Assessment was not conducted for two 30-minute periods within that 24-hour period.	For any sample 24-hour period within the 30-day retention period, the Transmission Operator's Real-time Assessment was not conducted for three 30-minute periods within that 24-hour period.	For any sample 24-hour period within the 30-day retention period, the Transmission Operator's Real-time Assessment was not conducted for four or more 30-minute periods within that 24-hour period.
R14.	Real-Time Operations	High	N/A	N/A	N/A	The Transmission Operator did not initiate its Operating Plan for mitigating a SOL exceedance identified as part of its Real-time monitoring or Real-time Assessment

Standard TOP-001-3 — Transmission Operations

R #	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R15.	Real-Time Operations	Medium	N/A	N/A	N/A	The Transmission Operator did not inform its Reliability Coordinator of actions taken to return the System to within limits when a SOL had been exceeded.
R16.	Operations Planning, Same-Day Operations, Real-Time Operations	High	N/A	N/A	N/A	The Transmission Operator did not provide its System Operators with the authority to approve planned outages and maintenance of its telemetering and control equipment, monitoring and assessment capabilities, and associated communication channels between affected entities.
R17.	Operations Planning, Same-Day Operations, Real-Time Operations	High	N/A	N/A	N/A	The Balancing Authority did not provide its System Operators with the authority to approve planned outages and maintenance of its telemetering and control equipment, monitoring and assessment capabilities, and associated communication channels between affected entities.

Standard TOP-001-3 — Transmission Operations

R #	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R18	Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations	High	N/A	N/A	N/A	The Transmission Operator failed to operate to the most limiting parameter in instances where there was a difference in SOLs.
R19	Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations	High	The Transmission Operator did not have data exchange capabilities with one identified entity, or 5% or less of the applicable entities, whichever is greater.	The Transmission Operator did not have data exchange capabilities with two identified entities, or more than 5% or less than or equal to 10% of the applicable entities, whichever is greater.	The Transmission Operator did not have data exchange capabilities with three identified entities, or more than 10% or less than or equal to 15% of the applicable entities, whichever is greater.	The Transmission Operator did not have data exchange capabilities with four or more identified entities or greater than 15% of the applicable entities, whichever is greater.
R20	Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations	High	The Balancing Authority did not have data exchange capabilities with one identified entity, or 5% or less of the applicable entities, whichever is greater.	The Balancing Authority did not have data exchange capabilities with two identified entities, or more than 5% or less than or equal to 10% of the applicable entities, whichever is greater.	The Balancing Authority did not have data exchange capabilities with three identified entities, or more than 10% or less than or equal to 15% of the applicable entities, whichever is greater.	The Balancing Authority did not have data exchange capabilities with four or more identified entities or greater than 15% of the applicable entities, whichever is greater.

D. Regional Variances

None.

E. Interpretations

None.

F. Associated Documents

The SDT has created the SOL Exceedance White Paper as guidance on SOL issues and the URL for that document is: <http://www.nerc.com/pa/stand/Pages/TOP0013RI.aspx>.

Operating Plan - An Operating Plan includes general Operating Processes and specific Operating Procedures. It may be an overview document which provides a prescription for an Operating Plan for the next-day, or it may be a specific plan to address a specific SOL or IROL exceedance identified in the Operational Planning Analysis (OPA). Consistent with the NERC definition, Operating Plans can be general in nature, or they can be specific plans to address specific reliability issues. The use of the term Operating Plan in the revised TOP/IRO standards allows room for both. An Operating Plan references processes and procedures, including electronic data exchange, which are available to the System Operator on a daily basis to allow the operator to reliably address conditions which may arise throughout the day. It is valid for tomorrow, the day after, and the day after that. Operating Plans should be augmented by temporary operating guides which outline prevention/mitigation plans for specific situations which are identified day-to-day in an OPA or a Real-time Assessment (RTA). As the definition in the Glossary of Terms states, a restoration plan is an example of an Operating Plan. It contains all the overarching principles that the System Operator needs to work his/her way through the restoration process. It is not a specific document written for a specific blackout scenario but rather a collection of tools consisting of processes, procedures, and automated software systems that are available to the operator to use in restoring the system. An Operating Plan can in turn be looked upon in a similar manner. It does not contain a prescription for the specific set-up for tomorrow but contains a treatment of all the processes, procedures, and automated software systems that are at the operator's disposal. The existence of an Operating Plan, however, does not preclude the need for creating specific action plans for specific SOL or IROL exceedances identified in the OPA. When a Reliability Coordinator performs an OPA, the analysis may reveal instances of possible SOL or IROL exceedances for pre- or post-Contingency conditions. In these instances, Reliability Coordinators are expected to ensure that there are plans in place to prevent or mitigate those SOLs or IROLs, should those operating conditions be encountered the next day. The Operating Plan may contain a description of the process by which specific prevention or mitigation plans for day-to-day SOL or IROL exceedances identified in the OPA are handled and communicated. This approach could alleviate any potential administrative burden associated with perceived requirements for continual day-to-day updating of "the Operating Plan document" for compliance purposes.

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
0	April 1, 2005	Effective Date	New
0	August 8, 2005	Removed “Proposed” from Effective Date	Errata
1	November 1, 2006	Adopted by Board of Trustees	Revised
1a	May 12, 2010	Added Appendix 1 – Interpretation of R8 approved by Board of Trustees on May 12, 2010	Interpretation
1a	September 15, 2011	FERC Order issued approved the Interpretation of R8 (FERC Order became effective November 21, 2011)	Interpretation
2	May 6, 2012	Revised under Project 2007-03	Revised
2	May 9, 2012	Adopted by Board of Trustees	Revised
3	February 12, 2015	Adopted by Board of Trustees	Revisions under Project 2014-03

Rationale:

During development of this standard, text boxes were embedded within the standard to explain the rationale for various parts of the standard. Upon BOT approval, the text from the rationale text boxes was moved to this section.

Rationale for Requirement R3:

The phrase ‘cannot be physically implemented’ means that a Transmission Operator may request something to be done that is not physically possible due to its lack of knowledge of the system involved.

Rationale for Requirement R10:

New proposed Requirement R10 is derived from approved IRO-003-2, Requirement R1, adapted to the Transmission Operator Area. This new requirement is in response to NOPR paragraph 60 concerning monitoring capabilities for the Transmission Operator. New Requirement R11

covers the Balancing Authorities. Monitoring of external systems can be accomplished via data links.

Rationale for Requirement R13:

The new Requirement R13 is in response to NOPR paragraphs 55 and 60 concerning Real-time analysis responsibilities for Transmission Operators and is copied from approved IRO-008-1, Requirement R2. The Transmission Operator's Operating Plan will describe how to perform the Real-time Assessment. The Operating Plan should contain instructions as to how to perform Operational Planning Analysis and Real-time Assessment with detailed instructions and timing requirements as to how to adapt to conditions where processes, procedures, and automated software systems are not available (if used). This could include instructions such as an indication that no actions may be required if system conditions have not changed significantly and that previous Contingency analysis or Real-time Assessments may be used in such a situation.

Rationale for Requirement R14:

The original Requirement R8 was deleted and original Requirements R9 and R11 were revised in order to respond to NOPR paragraph 42 which raised the issue of handling all SOLs and not just a sub-set of SOLs. The SDT has developed a white paper on SOL exceedances that explains its intent on what needs to be contained in such an Operating Plan. These Operating Plans are developed and documented in advance of Real-time and may be developed from Operational Planning Assessments required per proposed TOP-002-4 or other assessments. Operating Plans could be augmented by temporary operating guides which outline prevention/mitigation plans for specific situations which are identified day-to-day in an Operational Planning Assessment or a Real-time Assessment. The intent is to have a plan and philosophy that can be followed by an operator.

Rationale for Requirements R16 and R17:

In response to IERP Report recommendation 3 on authority.

Rationale for Requirement R18:

Moved from approved IRO-005-3.1a, Requirement R10. Transmission Service Provider, Distribution Provider, Load-Serving Entity, Generator Operator, and Purchasing-Selling Entity are deleted as those entities will receive instructions on limits from the responsible entities cited in the requirement. Note – Derived limits replaced by SOLs for clarity and specificity. SOLs include voltage, Stability, and thermal limits and are thus the most limiting factor.

Rationale for Requirements R19 and R20:

Added for consistency with proposed IRO-002-4, Requirement R1. Data exchange capabilities are required to support the data specification concept in proposed TOP-003-3.

Standard TOP-001-3 — Transmission Operations

Appendix QC-TOP-001-3 Provisions specific to the standard TOP-001-3 applicable in Québec

This appendix establishes specific provisions for the application of the standard in Québec. Provisions of the standard and of its appendix must be read together for the purposes of understanding and interpretation. Where the standard and appendix differ, the appendix shall prevail.

A. Introduction

1. **Title:** Transmission Operations

2. **Number:** TOP-001-3

3. **Purpose:** No specific provision

4. **Applicability:**

Functions

No specific provision

Facilities

This standard only applies to the facilities of the Main Transmission System (RTP).

5. **Effective Date:**

5.1. Adoption of the standard by the Régie de l'énergie: ~~June 16~~Month xx, 2017~~x~~

5.2. Adoption of the appendix by the Régie de l'énergie: ~~June 16~~Month xx, 2017~~x~~

5.3. Effective date of the standard and its appendix in Québec: ~~July 1st~~Month xx, 2017~~x~~

6. **Background**

No specific provision

B. Requirements and Measures

Specific provisions applicable to requirement R3 for Distribution Provider:

If the Operating Instruction issued to the Distribution Provider requires a load shedding, the load shedding required is equivalent to a reduction in net transfer from Québec's system to the entity's load. Depending on the load shedding required, the Distribution Provider may have to reduce net transfer to zero.

~~Specific provisions applicable to requirements R10.1 and R11 and measures M10 and M11:
The Transmission Operator and the Balancing Authority are not required to monitor generation facilities for industrial use. These must be monitored at the connection points.~~

C. Compliance

1. **Compliance Monitoring Process**

1.1. **Compliance Enforcement Authority**

The Régie de l'énergie is responsible, in Québec, for compliance monitoring with respect to the reliability standard and its appendix that it adopts.

1.2. **Compliance Monitoring and Assessment Processes**

Compliance Audit

Self-Certification

Spot Check

Standard TOP-001-3 — Transmission Operations

Appendix QC-TOP-001-3 Provisions specific to the standard TOP-001-3 applicable in Québec

Compliance Investigation
Non-Compliance Self-Reporting
Periodic Data Submittal
Exception Reporting
Investigation following a complaint

1.3. Data Retention

No specific provision

1.4. Additional Compliance Information

No specific provision

2. Table of Compliance Elements

No specific provision

D. Regional Variances

No specific provision

E. Interpretations

No specific provision

F. Associated Documents

The Quebec glossary reference is the “Quebec Reliability Standards Glossary of Terms”.

Rationale

No specific provision

Revision History

Revision	Date	Action	Change Tracking
0	June 16, 2017	New appendix	New

A. Introduction

1. **Titre :** Données sur la fiabilité de l'exploitation
2. **Numéro :** TOP-003-3
3. **Objet :** Faire en sorte que l'*exploitant de réseau de transport* et le *responsable de l'équilibrage* disposent des données dont ils ont besoin pour s'acquitter de leurs responsabilités en matière d'exploitation et de planification.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Exploitant de réseau de transport*
 - 4.2. *Responsable de l'équilibrage*
 - 4.3. *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.4. *Exploitant d'installation de production*
 - 4.5. *Responsable de l'approvisionnement*
 - 4.6. *Propriétaire d'installation de transport*
 - 4.7. *Distributeur*
5. **Date d'entrée en vigueur :**

Voir le plan de mise en œuvre.
6. **Contexte :**

Voir la [page du projet](#) 2014-03 (en anglais).

B. Exigences et mesures

- E1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit tenir à jour un document dans lequel sont spécifiées les données dont il a besoin pour effectuer ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Ce document de spécification doit contenir au minimum les éléments suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
 - 1.1. une liste des données et des éléments d'information dont l'*exploitant de réseau de transport* a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*, y compris des données hors BES et des données de réseaux externes, selon ce que l'*exploitant de réseau de transport* juge nécessaire ;
 - 1.2. les modalités de notification de l'état actuel des *systèmes de protection* et des *automatismes de réseau* ou de toute dégradation de ceux-ci qui pourrait nuire à la fiabilité du *réseau* ;
 - 1.3. la fréquence de transmission des données ;
 - 1.4. l'échéance à laquelle les données spécifiées doivent être transmises.
- M1. Chaque *exploitant de réseau de transport* doit être en mesure de présenter son document de spécification des données daté, à jour et en vigueur.

- E2.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit tenir à jour un document dans lequel sont spécifiées les données dont il a besoin pour remplir ses fonctions d'analyse et effectuer sa surveillance en *temps réel*. Ce document de spécification doit contenir au minimum les éléments suivants :
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- 2.1.** une liste des données et des éléments d'information dont le *responsable de l'équilibrage* a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel* ;
 - 2.2.** les modalités de notification de l'état actuel des *systèmes de protection* et des *automatismes de réseau* ou de toute dégradation de ceux-ci qui pourrait nuire à la fiabilité du *réseau* ;
 - 2.3.** la fréquence de transmission des données ;
 - 2.4.** l'échéance à laquelle les données spécifiées doivent être transmises.
- M2.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit être en mesure de présenter son document de spécification des données daté, à jour en en vigueur.
- E3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit distribuer son document de spécification aux entités qui détiennent des données dont il a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M3.** Chaque *exploitant de réseau de transport* doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a distribué son document de spécification aux entités qui détiennent des données dont il a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : affichages sur le Web avec avis électronique, journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, reçus postaux (indiquant le destinataire, la date et le contenu) ou courriels.
- E4.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit distribuer son document de spécification aux entités qui détiennent des données dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*.
[Facteur de risque de non-conformité : faible] [Horizon : planification de l'exploitation]
- M4.** Chaque *responsable de l'équilibrage* doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a distribué son document de spécification aux entités qui détiennent des données dont il a besoin pour remplir ses fonctions d'analyse et effectuer sa surveillance en *temps réel*. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : affichages sur le Web avec avis électronique, journaux d'exploitation datés, enregistrements vocaux, reçus postaux (indiquant le destinataire, la date et le contenu) ou courriels.
- E5.** Chaque *exploitant de réseau de transport, responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, exploitant d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, propriétaire d'installation de transport et distributeur* qui reçoit un document de spécification des données distribué selon l'exigence E3 ou E4 doit respecter les prescriptions de ce document, en utilisant :
[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel]
- 5.1.** un format adopté d'un commun accord ;

- 5.2. un processus de résolution des conflits de données adopté d'un commun accord ;
 - 5.3. un protocole de sécurité adopté d'un commun accord.
- M5.** Chaque *exploitant de réseau de transport, responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, exploitant d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, propriétaire d'installation de transport et distributeur* qui reçoit un document de spécification des données distribué selon l'exigence E3 ou E4 doit être en mesure de fournir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a respecté les prescriptions de ce document. Exemples non limitatifs de pièces justificatives : version électronique ou papier de transmissions de données ou attestations provenant du destinataire.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Processus de surveillance de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.3. Conservation des données

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Chaque entité responsable doit conserver les données ou pièces justificatives attestant sa conformité selon les dispositions énoncées ci-dessous, sauf si son CEA lui ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver le document daté, à jour et en vigueur dans lequel sont spécifiées les données dont il a besoin pour effectuer ses *analyses de planification opérationnelle*, sa *surveillance en temps réel* et ses *évaluations en temps réel*, selon l'exigence E1 et la mesure M1, ainsi que les documents ayant été en vigueur depuis le dernier audit de conformité.

Chaque *responsable de l'équilibrage* doit conserver le document daté, à jour et en vigueur dans lequel sont spécifiées les données dont il a besoin pour remplir ses fonctions d'analyse et effectuer sa *surveillance en temps réel*, selon l'exigence E2 et la mesure M2, ainsi que les documents ayant été en vigueur depuis le dernier audit de conformité.

Chaque *exploitant de réseau de transport* doit conserver pendant trois années civiles des pièces justificatives attestant qu'il a distribué, conformément à l'exigence E3 et à la

mesure M3, son document de spécification aux entités qui détiennent des données dont il a besoin pour ses *analyses de planification opérationnelle*, sa surveillance en *temps réel* et ses *évaluations en temps réel*.

Chaque *responsable de l'équilibrage* doit conserver pendant trois années civiles des pièces justificatives attestant qu'il a distribué, conformément à l'exigence E4 et à la mesure M4, son document de spécification aux entités qui détiennent des données dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en *temps réel*.

Chaque *responsable de l'équilibrage, propriétaire d'installation de production, exploitant d'installation de production, responsable de l'approvisionnement, exploitant de réseau de transport, propriétaire d'installation de transport et distributeur* qui reçoit un document de spécification des données selon l'exigence E3 ou E4 doit conserver des pièces justificatives pour la période la plus récente de 90 jours civils attestant qu'il a respecté les prescriptions de ce document, conformément à l'exigence E5 et à la mesure M5.

Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le CEA doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.4. Autres informations sur la conformité :

Aucune.

2. Tableau des éléments de conformité

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Planification de l'exploitation	Faible	<i>L'exploitant de réseau de transport a omis un des alinéas 1.1 à 1.4 dans le document de spécification des données dont il a besoin pour ses analyses de planification opérationnelle, sa surveillance en temps réel et ses évaluations en temps réel.</i>	<i>L'exploitant de réseau de transport a omis deux des alinéas 1.1 à 1.4 dans le document de spécification des données dont il a besoin pour ses analyses de planification opérationnelle, sa surveillance en temps réel et ses évaluations en temps réel.</i>	<i>L'exploitant de réseau de transport a omis trois des alinéas 1.1 à 1.4 dans le document de spécification des données dont il a besoin pour ses analyses de planification opérationnelle, sa surveillance en temps réel et ses évaluations en temps réel.</i>	<i>L'exploitant de réseau de transport a omis les quatre alinéas 1.1 à 1.4 dans le document de spécification des données dont il a besoin pour ses analyses de planification opérationnelle, sa surveillance en temps réel et ses évaluations en temps réel.</i> OU <i>L'exploitant de réseau de transport n'a pas créé de document de spécification des données dont il a besoin pour ses analyses de planification opérationnelle, sa surveillance en temps réel et ses évaluations en temps réel.</i>

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	Planification de l'exploitation	Faible	Le responsable de l'équilibrage a omis un des alinéas 2.1 à 2.4 dans le document de spécification des données dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en temps réel.	Le responsable de l'équilibrage a omis deux des alinéas 2.1 à 2.4 dans le document de spécification des données dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en temps réel.	Le responsable de l'équilibrage a omis trois des alinéas 2.1 à 2.4 dans le document de spécification des données dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en temps réel.	Le responsable de l'équilibrage a omis les quatre alinéas 2.1 à 2.4 dans le document de spécification des données dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en temps réel. OU Le responsable de l'équilibrage n'a pas créé de document de spécification des données dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en temps réel.
<p>Pour ce qui est des non-conformités aux exigences E3 et E4, la SDT précise qu'il faut commencer par le VSL critique, puis continuer vers la gauche du tableau jusqu'à trouver la situation qui s'applique. De cette manière, la taille de l'entité en cause ne viendra pas fausser l'évaluation. Si une petite entité n'a qu'une seule entité responsable de la fiabilité à informer, le but recherché est que cette situation corresponde à une non-conformité de niveau critique.</p>						
E3	Planification de l'exploitation	Faible	L'exploitant de réseau de transport a omis de distribuer son document de spécification à une entité qui détient des données dont il a besoin pour ses analyses de planification opérationnelle, sa surveillance en temps réel et ses évaluations en temps réel, ou à au plus 5 %	L'exploitant de réseau de transport a omis de distribuer son document de spécification à deux entités qui détiennent des données dont il a besoin pour ses analyses de planification opérationnelle, sa surveillance en temps réel et ses évaluations en temps réel, ou à plus de 5 %	L'exploitant de réseau de transport a omis de distribuer son document de spécification à trois entités qui détiennent des données dont il a besoin pour ses analyses de planification opérationnelle, sa surveillance en temps réel et ses évaluations en temps réel, ou à plus de	L'exploitant de réseau de transport a omis de distribuer son document de spécification à au moins quatre entités qui détiennent des données dont il a besoin pour ses analyses de planification opérationnelle, sa surveillance en temps réel et ses évaluations en temps

Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité (VSL)			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
			de telles entités selon la valeur la plus élevée.	et à au plus 10 % de telles entités de fiabilité selon la valeur la plus élevée.	10 % et à au plus 15 % de telles entités de fiabilité selon la valeur la plus élevée.	<i>réel</i> , ou à plus de 15 % de telles entités.
E4	Planification de l'exploitation	Faible	Le <i>responsable de l'équilibrage</i> a omis de distribuer son document de spécification à une entité qui détient des données dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en <i>temps réel</i> , ou à au plus 5 % de telles entités selon la valeur la plus élevée.	Le <i>responsable de l'équilibrage</i> a omis de distribuer son document de spécification à deux entités qui détiennent des données dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en <i>temps réel</i> , ou à plus de 5 % et à au plus 10 % de telles entités selon la valeur la plus élevée.	Le <i>responsable de l'équilibrage</i> a omis de distribuer son document de spécification à trois entités qui détiennent des données dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en <i>temps réel</i> , ou à plus de 10 % et à au plus 15 % de telles entités selon la valeur la plus élevée.	Le <i>responsable de l'équilibrage</i> a omis de distribuer son document de spécification à au moins quatre entités qui détiennent des données dont il a besoin pour ses fonctions d'analyse et sa surveillance en <i>temps réel</i> , ou à plus de 15 % de telles entités.
E5	Planification de l'exploitation, exploitation le même jour et exploitation en temps réel	Moyen	L'entité responsable qui a reçu un document de spécification des données selon l'exigence E3 ou E4 a respecté les prescriptions de ce document, mais ne s'est pas conformé à un des alinéas 5.1 à 5.3 de l'exigence E5.	L'entité responsable qui a reçu un document de spécification des données selon l'exigence E3 ou E4 a respecté les prescriptions de ce document, mais ne s'est pas conformé à deux des alinéas 5.1 à 5.3 de l'exigence E5.	L'entité responsable qui a reçu un document de spécification des données selon l'exigence E3 ou E4 a respecté les prescriptions de ce document, mais ne s'est pas conformé à trois des alinéas 5.1 à 5.3 de l'exigence E5.	L'entité responsable qui a reçu un document de spécification des données selon l'exigence E3 ou E4 n'a pas respecté les prescriptions de ce document.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune.

F. Documents connexes

Aucun.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur.	Nouveau document
0	8 août 2005	Suppression du mot « proposed » dans la date d'entrée en vigueur de la version anglaise.	Erratum
1		Modification de l'exigence E1.2. Modification de la mesure M1. Remplacement des niveaux de non-conformité par les VSL du 28 février approuvés par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
1	17 octobre 2008	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	
1	17 mars 2011	Ordonnance de la FERC approuvant la norme TOP-003-1a (prise d'effet le 23 mai 2011).	
2	6 mai 2012	Révision dans le cadre du projet 2007-03.	Révision
2	9 mai 2012	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision
3	Avril 2014	Changements dans le cadre du projet 2014-03.	Révision
3	13 novembre 2014	Adoption par le conseil d'administration de la NERC.	Révision dans le cadre du projet 2014-03

Éclaircissements et commentaires techniques

Justifications

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le conseil d'administration de la NERC, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification des définitions

Les changements apportés aux définitions proposées répondent à des questions soulevées dans les paragraphes 55, 73 et 74 de la proposition réglementaire (NOPR) concernant l'analyse des limites *SOL* pour tous les horizons temporels, à des questions sur les *systèmes de protection* et les *automatismes de réseau* dans le paragraphe 78 de la proposition réglementaire, et à la recommandation 27 concernant les déphasages du rapport *FERC/NERC Staff Report on the September 8, 2011 Blackout*. Ces changements visent à faire en sorte que les *évaluations en temps réel* contiennent suffisamment de détails pour assurer une connaissance suffisante de la situation. Exemples : 1) analyse des angles de phase pouvant entraîner la mise en œuvre d'un *plan d'exploitation* consistant à régler la production ou à réduire les transactions afin de permettre la remise en service d'une installation de *transport*, ou 2) évaluation de l'impact d'une *contingence* modifiée découlant du changement d'état (activé/en service à désactivé/hors service) d'un *automatisme de réseau*.

Justification de l'exigence E1

Les changements proposés pour l'alinéa 1.1 de l'exigence E1 répondent à des questions soulevées dans le paragraphe 67 de la proposition réglementaire concernant le besoin pour l'*exploitant de réseau de transport* d'obtenir des données hors *BES* et des données de réseaux externes afin de pouvoir s'acquitter de ses responsabilités.

L'alinéa 1.2 proposé de l'exigence E1 répond au paragraphe 78 de la proposition réglementaire sur les données de relais. Le texte a été transféré de la norme PRC-001-1 approuvée.

Des changements correspondants ont été apportés à l'exigence E2, qui s'applique au *responsable de l'équilibrage*, ainsi qu'à l'exigence E1 de la norme IRO-010-2 proposée, qui s'applique au *coordonnateur de la fiabilité*.

Justification de l'exigence E5

L'alinéa 5.3 de l'exigence E5 proposée répond au paragraphe 92 de la proposition réglementaire, qui soulève des préoccupations sur les échanges de données dans des réseaux sécurisés.

Cette annexe établit les dispositions particulières d'application de la norme au Québec. Les dispositions de la norme et de son annexe doivent obligatoirement être lues conjointement pour fins de compréhension et d'interprétation. En cas de divergence entre la norme et l'annexe, l'annexe aura préséance.

A. Introduction

1. Titre : Données sur la fiabilité de l'exploitation

2. Numéro : TOP-003-3

3. Objet : Aucune disposition particulière

4. Applicabilité :

Fonctions

Aucune disposition particulière

Installations

La présente norme s'applique ~~seulement~~ aux installations du réseau de transport principal (RTP) et, pour l'exigence E1, aux installations désignées en vertu de cette exigence.

5. Date d'entrée en vigueur au Québec :

5.1. Adoption de la norme par la Régie de l'énergie : ~~16 juin~~ xx mois 2017~~x~~

5.2. Adoption de l'annexe par la Régie de l'énergie : ~~16 juin~~ xx mois 2017~~x~~

5.3. Date d'entrée en vigueur de la norme et de l'annexe au Québec : ~~1^{er} juillet~~ xx mois 2017~~x~~

6. Contexte :

Aucune disposition particulière

B. Exigences et mesures

Dispositions particulières applicables à l'exigence E1 (1.1) :

~~L'expression « hors BES » est remplacée par « hors RTP ». L'exploitant de réseau de transport n'a pas à inclure les données hors RTP qu'il juge nécessaire dans le document de spécification.~~

Dispositions particulières applicables à l'exigence E5 :

~~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 :~~

~~(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.~~

~~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.~~

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Processus de surveillance de la conformité

La Régie de l'énergie est responsable, au Québec, de la surveillance de la conformité à la norme de fiabilité et son annexe qu'elle adopte.

1.2. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Soumission périodique de données

Déclaration de non-conformité

Rapport par exception

Enquête à la suite d'une plainte

1.3. Conservation des données

Aucune disposition particulière

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune disposition particulière

2. Tableau des éléments de conformité

Aucune disposition particulière

D. Différences régionales

Aucune disposition particulière

E. Interprétations

Aucune disposition particulière

F. Documents connexes

Aucune disposition particulière

Éclaircissements et commentaires techniques

Aucune disposition particulière

Historique des versions

Révision	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	16 juin 2017	Nouvelle annexe	Nouvelle

A. Introduction

1. **Title: Operational Reliability Data**
2. **Number: TOP-003-3**
3. **Purpose:** To ensure that the Transmission Operator and Balancing Authority have data needed to fulfill their operational and planning responsibilities.
4. **Applicability:**
 - 4.1. Transmission Operator
 - 4.2. Balancing Authority
 - 4.3. Generator Owner
 - 4.4. Generator Operator
 - 4.5. Load-Serving Entity
 - 4.6. Transmission Owner
 - 4.7. Distribution Provider
5. **Effective Date:**

See Implementation Plan.
6. **Background:**

See Project 2014-03 [project page](#).

B. Requirements and Measures

- R1. Each Transmission Operator shall maintain a documented specification for the data necessary for it to perform its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments. The data specification shall include, but not be limited to: *[Violation Risk Factor: Low] [Time Horizon: Operations Planning]*
 - 1.1. A list of data and information needed by the Transmission Operator to support its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments including non-BES data and external network data as deemed necessary by the Transmission Operator.
 - 1.2. Provisions for notification of current Protection System and Special Protection System status or degradation that impacts System reliability.
 - 1.3. A periodicity for providing data.
 - 1.4. The deadline by which the respondent is to provide the indicated data.
- M1. Each Transmission Operator shall make available its dated, current, in force documented specification for data.

- R2.** Each Balancing Authority shall maintain a documented specification for the data necessary for it to perform its analysis functions and Real-time monitoring. The data specification shall include, but not be limited to: *[Violation Risk Factor: Low] [Time Horizon: Operations Planning]*
- 2.1.** A list of data and information needed by the Balancing Authority to support its analysis functions and Real-time monitoring.
 - 2.2.** Provisions for notification of current Protection System and Special Protection System status or degradation that impacts System reliability.
 - 2.3.** A periodicity for providing data.
 - 2.4.** The deadline by which the respondent is to provide the indicated data.
- M2.** Each Balancing Authority shall make available its dated, current, in force documented specification for data.
- R3.** Each Transmission Operator shall distribute its data specification to entities that have data required by the Transmission Operator’s Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessment. *[Violation Risk Factor: Low] [Time Horizon: Operations Planning]*
- M3.** Each Transmission Operator shall make available evidence that it has distributed its data specification to entities that have data required by the Transmission Operator’s Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments. Such evidence could include but is not limited to web postings with an electronic notice of the posting, dated operator logs, voice recordings, postal receipts showing the recipient, date and contents, or e-mail records.
- R4.** Each Balancing Authority shall distribute its data specification to entities that have data required by the Balancing Authority’s analysis functions and Real-time monitoring. *[Violation Risk Factor: Low] [Time Horizon: Operations Planning]*
- M4.** Each Balancing Authority shall make available evidence that it has distributed its data specification to entities that have data required by the Balancing Authority’s analysis functions and Real-time monitoring. Such evidence could include but is not limited to web postings with an electronic notice of the posting, dated operator logs, voice recordings, postal receipts showing the recipient, or e-mail records.
- R5.** Each Transmission Operator, Balancing Authority, Generator Owner, Generator Operator, Load-Serving Entity, Transmission Owner, and Distribution Provider receiving a data specification in Requirement R3 or R4 shall satisfy the obligations of the documented specifications using: *[Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations]*
- 5.1.** A mutually agreeable format
 - 5.2.** A mutually agreeable process for resolving data conflicts
 - 5.3.** A mutually agreeable security protocol

- M5.** Each Transmission Operator, Balancing Authority, Generator Owner, Generator Operator, Load-Serving Entity, Transmission Owner, and Distribution Provider receiving a data specification in Requirement R3 or R4 shall make available evidence that it has satisfied the obligations of the documented specifications. Such evidence could include, but is not limited to, electronic or hard copies of data transmittals or attestations of receiving entities.

C. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Monitoring Process

As defined in the NERC Rules of Procedure, “Compliance Enforcement Authority” (CEA) means NERC or the Regional Entity in their respective roles of monitoring and enforcing compliance with the NERC Reliability Standards.

1.2. Compliance Monitoring and Assessment Processes

As defined in the NERC Rules of Procedure, “Compliance Monitoring and Assessment Processes” refers to the identification of the processes that will be used to evaluate data or information for the purpose of assessing performance or outcomes with the associated reliability standard.

1.3. Data Retention

The following evidence retention periods identify the period of time an entity is required to retain specific evidence to demonstrate compliance. For instances where the evidence retention period specified below is shorter than the time since the last audit, the Compliance Enforcement Authority may ask an entity to provide other evidence to show that it was compliant for the full time period since the last audit.

Each responsible entity shall keep data or evidence to show compliance as identified below unless directed by its Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation:

Each Transmission Operator shall retain its dated, current, in force, documented specification for the data necessary for it to perform its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments in accordance with Requirement R1 and Measurement M1 as well as any documents in force since the last compliance audit.

Each Balancing Authority shall retain its dated, current, in force, documented specification for the data necessary for it to perform its analysis functions and Real-time monitoring in accordance with Requirement R2 and Measurement M2 as well as any documents in force since the last compliance audit.

Each Transmission Operator shall retain evidence for three calendar years that it has distributed its data specification to entities that have data required by the

Transmission Operator's Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments in accordance with Requirement R3 and Measurement M3.

Each Balancing Authority shall retain evidence for three calendar years that it has distributed its data specification to entities that have data required by the Balancing Authority's analysis functions and Real-time monitoring in accordance with Requirement R4 and Measurement M4.

Each Balancing Authority, Generator Owner, Generator Operator, Load-Serving Entity, Transmission Operator, Transmission Owner, and Distribution Provider receiving a data specification in Requirement R3 or R4 shall retain evidence for the most recent 90-calendar days that it has satisfied the obligations of the documented specifications in accordance with Requirement R5 and Measurement M5.

If a responsible entity is found non-compliant, it shall keep information related to the non-compliance until mitigation is complete and approved or the time period specified above, whichever is longer.

The Compliance Enforcement Authority shall keep the last audit records and all requested and submitted subsequent audit records.

1.4. Additional Compliance Information

None.

Table of Compliance Elements

R #	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R1	Operations Planning	Low	The Transmission Operator did not include one of the parts (Part 1.1 through Part 1.4) of the documented specification for the data necessary for it to perform its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments.	The Transmission Operator did not include two of the parts (Part 1.1 through Part 1.4) of the documented specification for the data necessary for it to perform its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments.	The Transmission Operator did not include three of the parts (Part 1.1 through Part 1.4) of the documented specification for the data necessary for it to perform its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments.	The Transmission Operator did not include four of the parts (Part 1.1 through Part 1.4) of the documented specification for the data necessary for it to perform its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments. OR, The Transmission Operator did not have a documented specification for the data necessary for it to perform its Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments.

Standard TOP-003-3 — Operational Reliability Data

R #	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R2	Operations Planning	Low	The Balancing Authority did not include one of the parts (Part 2.1 through Part 2.4) of the documented specification for the data necessary for it to perform its analysis functions and Real-time monitoring.	The Balancing Authority did not include two of the parts (Part 2.1 through Part 2.4) of the documented specification for the data necessary for it to perform its analysis functions and Real-time monitoring.	The Balancing Authority did not include three of the parts (Part 2.1 through Part 2.4) of the documented specification for the data necessary for it to perform its analysis functions and Real-time monitoring.	The Balancing Authority did not include four of the parts (Part 2.1 through Part 2.4) of the documented specification for the data necessary for it to perform its analysis functions and Real-time monitoring. OR, The Balancing Authority did not have a documented specification for the data necessary for it to perform its analysis functions and Real-time monitoring.
<p>For the Requirement R3 and R4 VSLs only, the intent of the SDT is to start with the Severe VSL first and then to work your way to the left until you find the situation that fits. In this manner, the VSL will not be discriminatory by size of entity. If a small entity has just one affected reliability entity to inform, the intent is that that situation would be a Severe violation.</p>						
R3	Operations Planning	Low	The Transmission Operator did not distribute its data	The Transmission Operator did not distribute its data	The Transmission Operator did not distribute its data	The Transmission Operator did not distribute its data

Standard TOP-003-3 — Operational Reliability Data

R #	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
			specification to one entity, or 5% or less of the entities, whichever is greater, that have data required by the Transmission Operator's Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments.	specification to two entities, or more than 5% and less than or equal to 10% of the reliability entities, whichever is greater, that have data required by the Transmission Operator's Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments.	specification to three entities, or more than 10% and less than or equal to 15% of the reliability entities, whichever is greater, that have data required by the Transmission Operator's Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments.	specification to four or more entities, or more than 15% of the entities that have data required by the Transmission Operator's Operational Planning Analyses, Real-time monitoring, and Real-time Assessments.
R4	Operations Planning	Low	The Balancing Authority did not distribute its data specification to one entity, or 5% or less of the entities, whichever is greater, that have data required by the Balancing Authority's analysis functions and Real-time monitoring.	The Balancing Authority did not distribute its data specification to two entities, or more than 5% and less than or equal to 10% of the entities, whichever is greater, that have data required by the Balancing Authority's analysis functions and Real-time monitoring.	The Balancing Authority did not distribute its data specification to three entities, or more than 10% and less than or equal to 15% of the entities, whichever is greater, that have data required by the Balancing Authority's analysis functions and Real-time monitoring.	The Balancing Authority did not distribute its data specification to four or more entities, or more than 15% of the entities that have data required by the Balancing Authority's analysis functions and Real-time monitoring.

Standard TOP-003-3 — Operational Reliability Data

R #	Time Horizon	VRF	Violation Severity Levels			
			Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R5	Operations Planning, Same-Day Operations, Real-time Operations	Medium	The responsible entity receiving a data specification in Requirement R3 or R4 satisfied the obligations in the data specification but did not meet one of the criteria shown in Requirement R5 (Parts 5.1 – 5.3).	The responsible entity receiving a data specification in Requirement R3 or R4 satisfied the obligations in the data specification but did not meet two of the criteria shown in Requirement R5 (Parts 5.1 – 5.3).	The responsible entity receiving a data specification in Requirement R3 or R4 satisfied the obligations in the data specification but did not meet three of the criteria shown in Requirement R5 (Parts 5.1 – 5.3).	The responsible entity receiving a data specification in Requirement R3 or R4 did not satisfy the obligations of the documented specifications for data.

D. Regional Variances

None.

E. Interpretations

None.

F. Associated Documents

None.

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
0	April 1, 2005	Effective Date	New
0	August 8, 2005	Removed "Proposed" from Effective Date	Errata
1		Modified R1.2 Modified M1 Replaced Levels of Non-compliance with the Feb 28, BOT approved Violation Severity Levels (VSLs)	Revised
1	October 17, 2008	Adopted by NERC Board of Trustees	
1	March 17, 2011	Order issued by FERC approving TOP-003-1 (approval effective 5/23/11)	
2	May 6, 2012	Revised under Project 2007-03	Revised
2	May 9, 2012	Adopted by Board of Trustees	Revised
3	April 2014	Changes pursuant to Project 2014-03	Revised
3	November 13, 2014	Adopted by Board of Trustees	Revisions under Project 2014-03

Guidelines and Technical Basis

Rationale:

During development of this standard, text boxes were embedded within the standard to explain the rationale for various parts of the standard. Upon BOT approval, the text from the rationale text boxes was moved to this section.

Rationale for Definitions:

Changes made to the proposed definitions were made in order to respond to issues raised in NOPR paragraphs 55, 73, and 74 dealing with analysis of SOLs in all time horizons, questions on Protection Systems and Special Protection Systems in NOPR paragraph 78, and recommendations on phase angles from the SW Outage Report (recommendation 27). The intent of such changes is to ensure that Real-time Assessments contain sufficient details to result in an appropriate level of situational awareness. Some examples include: 1) analyzing phase angles which may result in the implementation of an Operating Plan to adjust generation or curtail transactions so that a Transmission facility may be returned to service, or 2) evaluating the impact of a modified Contingency resulting from the status change of a Special Protection Scheme from enabled/in-service to disabled/out-of-service.

Rationale for R1:

Changes to proposed Requirement R1, Part 1.1 are in response to issues raised in NOPR paragraph 67 on the need for obtaining non-BES and external network data necessary for the Transmission Operator to fulfill its responsibilities.

Proposed Requirement R1, Part 1.2 is in response to NOPR paragraph 78 on relay data. The language has been moved from approved PRC-001-1.

Corresponding changes have been made to Requirement R2 for the Balancing Authority and to proposed IRO-010-2, Requirement R1 for the Reliability Coordinator.

Rationale for R5:

Proposed Requirement R5, Part 5.3 is in response to NOPR paragraph 92 where concerns were raised about data exchange through secured networks.

Standard TOP-003-3 — Operational Reliability Data

Appendix QC-TOP-003-3 Provisions specific to the standard TOP-003-3 applicable in Québec

This appendix establishes specific provisions for the application of the standard in Québec. Provisions of the standard and of its appendix must be read together for the purposes of understanding and interpretation. Where the standard and appendix differ, the appendix shall prevail.

A. Introduction

1. **Title:** Operational Reliability Data

2. **Number:** TOP-003-3

3. **Purpose:** No specific provision

4. **Applicability:**

Functions

No specific provision

Facilities

This standard ~~only~~ applies to the facilities of the Main Transmission System (RTP) and, for the requirement R1, to the facilities designated under this requirement.

5. **Effective Date:**

5.1. Adoption of the standard by the Régie de l'énergie: ~~June 16~~ Month xx, 2017~~x~~

5.2. Adoption of the appendix by the Régie de l'énergie: ~~June 16~~ Month xx, 2017~~x~~

5.3. Effective date of the standard and its appendix in Québec: ~~July 1st~~ Month xx, 2017~~x~~

6. **Background :**

No specific provision

B. Requirements and Measures

Specific provisions applicable to requirement R1 (1.1):

~~The expression “non BES” is replaced by “non RTP”. The Transmission Operator does not have to include non RTP data it deems necessary in the data specification.~~

~~Specific provisions applicable to requirement R5 :~~

~~The Generator Operator for industrial use must provide to the Transmission Operator and the Balancing Authority data related to :~~

~~(i) the net power at the connection points of its system in the planning and real time horizon ;~~

~~(ii) the total production of its generation facilities and its system load in the planning time horizon.~~

~~If the Generator Operator for industrial use receives a data specification document distributed in accordance with requirement R3 or R4, it is only required to comply with the provisions relating to the data to be provided.~~

C. Compliance

1. **Compliance Monitoring Process**

1.1. Compliance Monitoring Process

The Régie de l'énergie is responsible, in Québec, for compliance monitoring with respect to the reliability standard and its appendix that it adopts.

1.2. Compliance Monitoring and Assessment Processes

Standard TOP-003-3 — Operational Reliability Data

Appendix QC-TOP-003-3 Provisions specific to the standard TOP-003-3 applicable in Québec

Compliance Audit
Self-Certification
Spot Check
Compliance Investigation
Non-Compliance Self-Reporting
Periodic Data Submittal
Exception Reporting
Investigation following a complaint

1.3. Data Retention

No specific provision

1.4. Additional Compliance Information

No specific provision

2. Table of Compliance Elements

No specific provision

D. Regional Variances

No specific provision

E. Interpretations

No specific provision

F. Associated Documents

No specific provision

Guidelines and Technical Basis

No specific provision

Revision History

Revision	Date	Action	Change Tracking
0	June 16, 2017	New appendix	New