

Informations relatives aux normes

Projet QC-2015-01

Norme BAL-003-1 – Réponse en fréquence et réglage de la compensation en fréquence

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

La *réponse en fréquence*, une mesure de la capacité d'une *Interconnexion* à stabiliser la fréquence suite à une perte soudaine de production ou de charge, est une composante essentielle à l'exploitation fiable des réseaux de transport d'électricité interconnectés, particulièrement pendant les perturbations et la remise en charge. L'incapacité de maintenir la fréquence à l'intérieur de seuils définis peut conduire à un fonctionnement incorrect de l'équipement et éventuellement au déclenchement d'équipements de centrale de production pour prévenir leur bris, ce qui peut mener à des pannes de grande envergure.

La norme BAL-003-1 établit une *obligation de réponse en fréquence* (FRO) minimale que chaque *responsable de l'équilibrage* devra respecter. Cette norme vient également encadrer la méthode de calcul utilisée pour la *réponse en fréquence* et le *réglage de la compensation en fréquence* afin qu'ils soient plus près de la *réponse en fréquence* naturelle de l'*Interconnexion*. Enfin, cette norme favorise la coordination de l'exploitation des systèmes de *réglage automatique de la production* (AGC) pour les *Interconnexions* qui sont composées de plus d'un *responsable de l'équilibrage*. Ce dernier aspect n'est donc pas actuellement applicable au Québec.

En bref, cette norme vise à donner l'assurance que chaque *Interconnexion* dispose d'une *réponse en fréquence* suffisante afin d'éviter que la fréquence atteigne les seuils de délestage de charge en sous-fréquence. Pour ce faire, elle prescrit les *obligations de réponse en fréquence* spécifique aux *responsables de l'équilibrage* et aux *Interconnexions* et fournit des méthodes de calcul uniformes de la réponse et du *réglage de la compensation en fréquence*. Aux fins de comparaison, la norme BAL-003-0.1b présentement déposée pour adoption par la Régie de l'énergie encadre seulement le calcul du *réglage de la compensation en fréquence*. En ajoutant la notion d'*obligation de réponse en fréquence*, la norme BAL-003-1 vient donc améliorer la fiabilité du réseau en ce qui a trait au maintien de la fréquence et à sa résilience en cas d'événements impliquant la perte de production ou de charge.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

La norme BAL-003-0.1b doit être retirée lors de l'entrée en vigueur de la norme BAL-003-1.

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Mesure de la réponse en fréquence	FRM	Médiane de toutes les observations de <i>réponse en fréquence</i> déclarées annuellement par les <i>responsables de l'équilibrage</i> ou les <i>groupes de partage de la réponse en fréquence</i> pour les événements de fréquence sélectionnés par l'ERO. Elle est exprimée en MW/0,1Hz. (Frequency Response Measure) Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Obligation de réponse en fréquence	FRO	La part de la <i>réponse en fréquence</i> d'un responsable de l'équilibrage nécessaire pour l'exploitation fiable d'une Interconnexion. Elle est exprimée en MW/0,1Hz. (Frequency Response Obligation) Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)
Groupe de partage de la réponse en fréquence	FRSG	Groupe constitué de deux ou plusieurs <i>responsables de l'équilibrage</i> qui, collectivement, maintiennent, attribuent et fournissent les ressources d'exploitation nécessaires pour répondre, conjointement, à la somme des <i>obligations de réponse en fréquence</i> de ses membres. (Frequency Response Sharing Group) Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)

3.3. Définitions à modifier au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Réglage de la compensation en fréquence		Nouvelle définition : Un nombre, fixe ou variable, normalement exprimé en MW/0,1Hz, compris dans l'équation de l' <i>écart de réglage de la zone (ACE)</i> d'un <i>responsable de l'équilibrage</i> pour tenir compte de la contribution inverse de la <i>réponse en fréquence</i> du <i>responsable de l'équilibrage</i> à l' <i>Interconnexion</i> et décourager le retrait de réponse par l'intermédiaire de systèmes de contrôle secondaires. Ancienne définition : Valeur établie dans l'algorithme de l' <i>écart de réglage de la zone (ACE)</i> d'un <i>responsable de l'équilibrage</i> , qui lui permet de fournir sa part de la réponse en fréquence de l' <i>Interconnexion</i> , exprimée généralement en MW/0,1 Hz. (Frequency Bias Setting) Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

La norme vise seulement les responsables de l'équilibrage (BA) et les groupes de partage de la réponse en fréquence pour les Interconnexions comprenant plusieurs BA. L'équilibrage de l'Interconnexion du Québec étant sous la responsabilité d'un seul BA, seule la direction Contrôle des mouvements d'énergie d'Hydro-Québec est visée par cette norme.

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Aucune

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Dans les autres juridictions, la norme BAL-003-1 doit être mise en œuvre sur une période de deux ans :

- Les exigences E2, E3 et E4 entrent en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir douze mois suivant l'approbation réglementaire pertinente. Aux États-Unis, la date a été fixée au 1^{er} avril 2015.
- L'exigence E1 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois suivant l'approbation réglementaire pertinente. Aux États-Unis, la date a été fixée au 1^{er} avril 2016.

La direction Contrôle des mouvements d'énergie, dans sa fonction de responsable de l'équilibrage, est la seule entité visée par cette norme au Québec. Ainsi, dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis et dans les provinces voisines, le Coordonnateur de la fiabilité propose une entrée en vigueur rapide de la norme au Québec.

Exigences	Dates d'entrée en vigueur aux États-Unis	Dates d'entrée en vigueur proposées au Québec	Justification
E1	1 ^{er} avril 2016	1 ^{er} avril 2016 ¹	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.
E2, E3 et E4	1 ^{er} avril 2015	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	

¹ Si la date d'adoption de la norme par la Régie est postérieure à une des dates proposées, l'exigence E1 entrerait en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.

Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.

Important : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières important pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie ²		2 094	Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	2 094	

² Inclut la direction Contrôle des mouvements d'énergie.

Projet QC-2015-01

Norme EOP-004-2 – Déclaration des événements

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

La norme EOP-004-2 traite spécifiquement de la déclaration des événements par les entités responsables. Les perturbations étaient déclarées et analysées auparavant en vertu de la norme EOP-004-1 et la norme CIP-001-2a adressait la signalisation des actes de sabotage. Les deux normes ont été fusionnées, et des améliorations ont été apportées dans l'identification et la déclaration des événements.

L'objectif de la norme EOP-004-2 est d'améliorer la fiabilité en requérant la déclaration des événements par les entités responsables. Les types d'événements qui doivent être déclarés et les seuils de déclaration sont indiqués à l'annexe 1 de la norme. En fonction du type d'événement, certains doivent être déclarés aux autorités policières.

Pour atteindre l'objectif de fiabilité, les exigences de la norme encadrent les aspects suivants :

- Avoir un plan d'exploitation de déclaration des événements datés et des protocoles de déclaration.
- Déclarer les événements conformément à son plan d'exploitation dans les délais prescrits.
- Valider à chaque année civile les coordonnées des parties prenantes qui sont contenues dans le plan d'exploitation.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Les normes EOP-004-1 et CIP-001-2a doivent être retirées à l'entrée en vigueur de la norme EOP-004-2.

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune

3.3. Définitions à modifier au glossaire :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Fonction visées :

- Coordonnateur de la fiabilité (RC)

- Responsable de l'équilibrage (BA)
- Propriétaire d'installation de transport (TO)
- Exploitant de réseau de transport (TOP)
- Propriétaire d'installation de production (GO)
- Exploitant d'installation de production (GOP)
- Distributeur (DP)

Le DP qui ne répond pas au « seuil de déclaration » et ne possède pas les installations visées (annexe 1) n'a pas à soumettre de déclaration en vertu de l'exigence E2 de la norme. Toutefois ce DP reste responsable du respect des exigences E1 et E3.

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

La norme EOP-004-2 s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Le délai accordé aux entités pour la mise en œuvre de cette norme aux États-Unis était de six mois. L'entrée en vigueur a été fixée au 1^{er} janvier 2014. Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis et dans les provinces voisines, le Coordonnateur de la fiabilité propose une entrée en vigueur rapide de cette norme au Québec.

Norme	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
EOP-004-2	1 ^{er} janvier 2014	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après la date d'adoption de la norme par la Régie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

Légende :

Faible :	Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
Modéré :	Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
Important :	Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		1 872	Suivi de la conformité
RTA	25 000	10 000	Production documents, transmission d'information incluant CIP-001. Suivi conformité et production de formulaires
Total	25 000	11 872	

Projet QC-2015-01

Norme EOP-010-1 – Exploitation sous perturbations géomagnétiques

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

La norme EOP-010-1 vise à atténuer les effets des perturbations géomagnétiques (GMD) en mettant en application des plans, des processus et des procédures d'exploitation.

Les conséquences des GMD sont néfastes pour la fiabilité des réseaux de transport interconnectés. Ces perturbations peuvent induire des dommages aux transformateurs, la perte ou une demande accrue de puissance réactive et des fonctionnements incorrects. Tous ces effets peuvent amener des effondrements de tension ou des pannes. La norme est nécessaire afin d'atténuer ces effets à l'intérieur d'une zone de fiabilité.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Aucune

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune

3.3. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Exigence	Fonctions visées	
	Coordonnateur de la fiabilité	Exploitant de réseau de transport
E1	X	
E2	X	
E3		X

Cette norme vise seulement la direction Contrôle des mouvements d'énergie d'Hydro-Québec TransÉnergie.

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Aucune

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Aux États-Unis, l'entrée en vigueur a été fixée au 1^{er} avril 2015, à l'exception de l'exigence E2 pour laquelle l'entrée en vigueur sera le lendemain du retrait de la norme IRO-005-3.1a parce que l'exigence E3 de la IRO-005-3.1a est équivalente. Aux États-Unis, la norme IRO-005-3.1a est approuvée depuis le 13 septembre 2012 et sera remplacé par la IRO-005-4.

Au Québec le Coordonnateur a déposé la norme IRO-005-3.1a dans le cadre du dossier R-3906-2014, mais n'a pas fait encore l'objet d'une décision.

Hydro-Québec applique la norme EOP-010-1 de façon volontaire depuis son entrée en vigueur. Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis et dans les provinces voisines, et puisque la norme vise seulement la direction Contrôle des mouvements d'énergie, le Coordonnateur propose une entrée en vigueur rapide de la norme EOP-010-1 au Québec.

Exigence	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
E1, E3	1 ^{er} avril 2015	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après la date d'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.
E2	Le lendemain du retrait de la norme IRO-005-3.1a	Le lendemain du retrait de la norme IRO-005-3.1a. ¹	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité		X	

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.

Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.

Important : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

¹ La norme IRO-005-3.1a fera l'objet d'une demande de retrait lors du dépôt de la norme IRO-005-4 qui est en attente d'approbation de la FERC.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		33 872	0,1 personne-année : maintien de la stratégie exploitation selon la norme Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	33 872	

Projet QC-2015-01

Norme FAC-001-1 – Exigences de raccordement des installations

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Le but des normes FAC (Conception, raccordement et maintenance des installations) est d'encadrer les pratiques de raccordement des nouvelles installations sur le réseau. Elles visent toutes les entités concernées par la fiabilité du réseau électrique qui conçoivent, raccordent et entretiennent des installations de production, de transport ou de distribution.

Comme l'indique son titre, cette norme impose au *propriétaire d'installation de transport* (TO) de rédiger, de tenir à jour et de publier un document relatif aux exigences de raccordement. Ces exigences de raccordement couvrent tous les secteurs d'activité qui touchent la fiabilité du réseau, et édictent un niveau minimum de performance que doivent respecter les installations raccordées, qu'elles soient nouvelles ou modifiées.

Les modifications apportées à cette version de la norme améliorent la fiabilité en étendant l'obligation de documenter et publier les exigences de raccordement des installations aux *propriétaires d'installation de production* (GO) ayant une entente signée visant l'interconnexion avec un tiers, ce qui facilitera le processus de planification du transport. De plus, ces modifications assurent la coordination et la communication appropriées concernant l'interconnexion des installations.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

FAC-001-0

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune

3.3. Définitions à modifier au glossaire :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Exigences	Fonctions visées	
	Propriétaire d'installation de transport	Propriétaire d'installation de production ¹
E1	X	
E2		X
E3	X	X
E4	X	

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Au Québec, le *propriétaire d'installation de transport* doit mettre la documentation des exigences de raccordement des *installations* à la disposition des utilisateurs du réseau de transport et de la Régie de l'énergie sur demande (cinq jours ouvrables).

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Dates d'entrée en vigueur aux États-Unis :

Puisque les exigences E1, E3 et E4 n'imposent aucun changement pour les TO par rapport à l'ancienne version, elles sont entrées en vigueur dès l'approbation de la norme FAC-001-1. Les exigences E2 et E3, qui visent maintenant les GO, sont entrées en vigueur un an après l'approbation de la norme. L'entrée en vigueur a été fixée au 25 novembre 2013.

Dates d'entrée en vigueur au Québec :

Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis et dans les provinces voisines, le Coordonnateur de la fiabilité propose une entrée en vigueur rapide de cette norme au Québec.

Norme	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
FAC-001-1	25 novembre 2013	<p>Pour les TO : Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.</p> <p>Pour les GO visés : Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.</p>	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.

¹ Seuls les GO qui ont une entente signée pour évaluer l'impact sur la fiabilité de l'interconnexion d'une installation d'une tierce partie à l'installation existante du GO qui est utilisée pour l'interconnecter aux réseaux de transport interconnectés sont visés par la norme.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

Légende :

- Faible :** Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
- Modéré :** Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
- Important :** Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		2 094	Suivi de la conformité
RTA	1 000	1 000	Production des documents Révision des documents
Total	1 000	3 094	

Projet QC-2015-01

Norme FAC-003-3 – Maîtrise de la végétation dans les emprises des lignes de transport

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Le but des normes FAC (*Conception, raccordement et maintenance des installations*) est d'uniformiser les pratiques de raccordement de nouvelles installations sur le réseau. Elles visent toutes les entités concernées par la fiabilité du réseau électrique qui conçoivent, raccordent et entretiennent des installations de production, de transport ou de distribution.

Les arbres poussent et prennent de l'ampleur chaque année et doivent être émondés avant qu'ils ne causent des pannes de réseau en touchant les fils électrique en période de grands vents ou lors de conditions climatiques plus difficiles, comme ce fut le cas lors du verglas de 1998. La norme FAC-003-3 impose aux entités visées d'élaborer et tenir à jour un programme exhaustif de maîtrise de la végétation dans les emprises des lignes de transport. Les entités visées doivent notamment avoir des stratégies de maintenance, des procédures ou des procédés documentés qui seront utilisés pour prévenir l'empiètement de la végétation sur les lignes de transport.

Cette nouvelle version de la norme FAC-003 comble une lacune de fiabilité potentielle en étendant les exigences de la maîtrise de la végétation à certain tronçons de ligne du *propriétaire d'installation de production*, y compris des exigences pour créer et maintenir des dossiers d'inspection liés à la maîtrise de la végétation et de la performance des inspections.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

FAC-003-1

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Distance de dégagement minimale de la végétation	MVCD	La distance minimale calculée en pieds (mètres) pour prévenir l'empiètement entre les conducteurs et la végétation, pour des altitudes et des tensions d'exploitation variées. (Minimum Végétation Clearance Distance) <small>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</small>

3.3. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

3.4. Définitions à modifier au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Emprise	ROW	<p><u>Nouvelle définition :</u> La bande de terrain située sous une ou des lignes de transport et nécessaire à l'exploitation de celles-ci. La largeur de la bande de terrain est établie selon des normes d'ingénierie ou de construction et documentée dans le dossier de projet, dans les dossiers de maîtrise de la végétation datant d'avant 2007 ou dans la norme de dégagement latéral en vigueur au moment de la construction d'une ligne. Dans aucun cas la largeur de l'<i>emprise</i> ne doit dépasser les servitudes légales détenues par le <i>propriétaire d'installation de transport</i> visé ou le <i>propriétaire d'installation de production</i> visé, mais elle peut être moindre, selon les critères susmentionnés.</p> <p><u>Ancienne définition :</u> Corridor de terrains à l'intérieur duquel des lignes électriques peuvent être situées. Le <i>propriétaire du réseau de transport</i> peut posséder les terrains en fief, disposer d'une servitude ou avoir des droits de franchise, de prescription ou de licence pour la construction et l'entretien des lignes.</p> <p>(Right-of-Way)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Surveillance de la végétation		<p><u>Nouvelle définition :</u> Examen systématique des conditions de la végétation sur l'<i>emprise</i> et les conditions de la végétation sous le contrôle d'un <i>propriétaire d'installation de transport</i> visé ou un <i>propriétaire d'installation de production</i> visé qui sont susceptibles de mettre en danger la ou les ligne(s) avant le prochain entretien ou inspection planifiée. Ceci peut être combiné avec une inspection générale de la ligne.</p> <p><u>Ancienne définition :</u> Examen systématique d'un corridor de transport en vue de documenter l'état de la végétation.</p> <p>(Vegetation Inspection)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

4. APPLICABILITÉ

Les exigences E1 à E7 et les éléments associés s'appliquent aux *propriétaires d'installation de transport* et aux *propriétaires d'installation de production* ayant des lignes assujetties de 200 kV et plus ou de lignes exploitées à moins de 200 kV qui sont désignés par le coordonnateur de la planification comme étant un élément IROL en vertu de la norme FAC-014-2. Pour plus de détails, voir la section « Applicabilité » de la norme.

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

E6. Chaque *propriétaire d'installation de transport* visé et *propriétaire d'installation de production* visé doit effectuer un *contrôle de la végétation* pour 100 % de ses lignes de transport assujetties (mesurées en utilisant l'unité de son choix – numéros de circuit, nombre de poteaux de lignes, miles ou kilomètres de lignes, etc.) au moins une fois toutes les 2 années civiles si le cycle d'intervention est de 5 ans ou plus, sans dépasser 36 mois civils entre les inspections d'une même *emprise*, et au moins une fois par année civile si le cycle d'intervention est inférieur à 5 ans, sans dépasser 18 mois civils entre les inspections d'une même *emprise*.

Cette modification est nécessaire pour tenir compte de la croissance de la végétation particulière à certaines zones du territoire québécois.

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Dates d'entrée en vigueur aux États-Unis :

Pour les *propriétaires d'installation de transport* (TO) toutes les exigences sont entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2014. Cependant, puisque les exigences demeureraient inchangées par rapport à la version 1, il était attendu que les TO soient conformes à la version 3 dès son approbation (19 septembre 2013). Pour les *propriétaires d'installation de production* (GO), l'exigence E3 est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2015 et les exigences E1, E2, E4, E5, E6 et E7 entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2016. Les GO bénéficient donc de délais approximatifs de un an et deux ans respectivement pour la mise en œuvre des exigences.

Dates d'entrée en vigueur au Québec :

Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis, le Coordonnateur propose des délais réduits pour la mise en vigueur de cette norme.

Norme	Entité	Exigences	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
FAC-003-3	TO	E3	1 ^{er} juillet 2014	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
		E1, E2, E4, E5, E6 et E7	1 ^{er} juillet 2014	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un an après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie	

Norme	Entité	Exigences	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
	GO	E3	1 ^{er} janvier 2015	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	
		E1, E2, E4, E5, E6 et E7	1 ^{er} janvier 2016	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un an après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie	

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité		X	

Légende :

- Faible :** Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
- Modéré :** Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
- Important :** Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		2 760	Suivi de la conformité
RTA	10 000	15 000	Mise à jour des documents et du programme. Actions de surveillance de la végétation annuelle.
Total	10 000	17 760	

Projet QC-2015-01

Normes INT-004-3, INT-006-4, INT-009-2, INT-010-2 et INT-011-1

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Les normes INT-001-3, INT-003-3, INT-004-2, INT-005-3, INT-006-3, INT-007-1, INT-008-3, INT-009-1 et INT-010-1 actuellement déposées pour adoption à la Régie de l'énergie ont fait l'objet d'un projet de révision par la NERC qui visait à clarifier le rôle de certaines fonctions visées et à éliminer la redondance entre certaines exigences. La révision a donné lieu au retrait et au regroupement de certaines exigences. Au final, les neuf normes initiales ont été retirées et remplacées par les cinq nouvelles normes suivantes :

- INT-004-3
- INT-006-4
- INT-009-2
- INT-010-2
- INT-011-1

Les nouvelles normes proposées apportent les améliorations suivantes :

- Rendre les *demandes d'échange* plus claires en définissant mieux quelles entités agissent à titre de *responsable des échanges*.
- Établir clairement les critères d'acceptation ou de refus d'une *demande d'échange*.
- Définir les différents *responsables de l'équilibrage* impliqués dans la mise en œuvre d'un échange et leur relation face à cet échange.
- Tenir compte des avancées technologiques. Ce sont les technologies qui gèrent le processus d'échange d'énergie et non les entités. Une mise à jour des normes était donc nécessaire.
- Clarification des termes du glossaire à des fins de compréhension.
- Obligation de communication et comptabilisation dans le processus de gestion des demandes d'échange.

L'objectif ultime de la mise à niveau des normes INT est d'éviter la congestion sur les réseaux de transport qui risquerait de mettre en péril la fiabilité du réseau. En s'assurant que chaque *responsable de l'équilibrage* s'entend sur des variables communes lors d'une *demande d'échange*, des problèmes potentiels sont évités.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE**3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur**

- INT-001-3 : Informations sur les *échanges*
- INT-003-3 : Mise en œuvre des transactions d'échange
- INT-004-2 : Modifications des transactions d'échanges dynamiques

- INT-005-3 : Le responsable des échanges diffuse l'échange convenu
- INT-006-3 : Réponse au responsable des échanges
- INT-007-1 : Confirmation des échanges
- INT-008-3 : Le responsable des échanges diffuse le statut de l'échange
- INT-009-1 : Mise en œuvre des échanges
- INT-010-1 : Cas d'exception dans la coordination des échanges

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Échange convenu d'ajustement de fiabilité		<p>Demande de modification, à des fins de fiabilité, d'un <i>échange confirmé</i> ou d'un échange mis en œuvre.</p> <p>(Reliability Adjustment Arranged Interchange)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Échange confirmé composite		<p>Profil d'énergie (y compris les rampes n'ayant pas des valeurs par défaut) sur une période donnée, établi par la combinaison des <i>échanges confirmés</i> qui ont lieu pendant cette période.</p> <p>(Composite Confirmed Interchange)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Responsable de l'équilibrage délégataire		<p><i>Responsable de l'équilibrage</i> qui, dans le cadre d'un <i>transfert dynamique</i>, accueille dans son périmètre de réglage effectif une production ou une charge du responsable de l'équilibrage délégant.</p> <p>(Attaining Balancing Authority)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Responsable de l'équilibrage délégant		<p><i>Responsable de l'équilibrage</i> dont une partie de la production ou de la charge interconnectée physiquement est transférée au périmètre de réglage effectif du <i>responsable de l'équilibrage délégataire</i> dans le cadre d'un <i>transfert dynamique</i>.</p> <p>(Native Balancing Area)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

3.3. Définitions du glossaire à modifier :

Terme	Acronyme	Définition
<p>Programme d'échange dynamique Programme dynamique</p>		<p>Nouvelle définition :</p> <p>Transfert d'énergie variable mis à jour en <i>temps réel</i> et incorporé, au même titre qu'un <i>programme d'échange</i>, à la variable échange programmé net (NI_S) des équations de l'écart de réglage de zone (ACE) (ou tout processus de réglage équivalent) des <i>responsables de l'équilibrage</i> touchés.</p> <p>Ancienne définition :</p> <p>Relevé de télémessure ou valeur mis à jour en temps réel et utilisé comme programme pour les besoins du réglage automatique de la production (AGC) et dans l'équation de l'écart de réglage d'une zone (ACE); sa valeur intégrée étant traitée comme un programme pour les besoins de la comptabilisation des échanges. Utilisé couramment pour la programmation de production en copropriété à destination ou en provenance d'une autre <i>zone d'équilibrage</i>.</p> <p>(Dynamic Interchange Schedule or Dynamic Schedule)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
<p>Pseudo-interconnexion</p>		<p>Nouvelle définition :</p> <p>Transfert d'énergie variable mis à jour en <i>temps réel</i> et incorporé, au même titre qu'une <i>ligne d'interconnexion</i>, à la variable échange réel net (NI_A) des équations de l'écart de réglage de zone (ACE) (ou tout processus de réglage équivalent) des <i>responsables de l'équilibrage</i> touchés.</p> <p>Ancienne définition :</p> <p>Relevé ou valeur de télémessure mis à jour en temps réel et utilisé comme transit d'interconnexion « virtuelle » dans le réglage automatique de la production (AGC) et dans l'équation de l'écart de réglage de la zone (ACE), mais pour lequel il n'existe en fait aucune interconnexion physique ni aucun comptage d'énergie. La valeur intégrée est utilisée comme une valeur en MWh mesurée par compteur pour les besoins de la comptabilisation des échanges.</p> <p>(Pseudo-Tie)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

Terme	Acronyme	Définition
Demande d'échange	RFI	<p>Nouvelle définition :</p> <p>Ensemble de données définis dans les normes d'affaires du NAESB soumis aux fins de la mise en place d'un échange bilatéral entre des <i>responsables de l'équilibrage</i> ou d'un transfert d'énergie au sein d'un même <i>responsable de l'équilibrage</i>.</p> <p>Ancienne définition :</p> <p>Ensemble de données, défini dans la fiche de données du NAESB (North American Energy Standards Board) pour les demandes d'échange, à présenter au <i>responsable des échanges</i> aux fins de la mise en place d'un échange bilatéral entre une <i>zone d'équilibrage productrice</i> et une <i>zone d'équilibrage consommatrice</i>.</p> <p>(Request for Interchange)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Échange convenu		<p>Nouvelle définition :</p> <p>État d'une <i>demande d'échange</i> (initiale ou révisée) qui a été soumise pour approbation.</p> <p>Ancienne définition :</p> <p>État résultant de la réception, par le <i>responsable des échanges</i>, des informations (initiales ou révisées) sur l'échange.</p> <p>(Arranged Interchange)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Échange confirmé		<p>Nouvelle définition :</p> <p>État d'un <i>échange convenu</i> qu'aucune partie n'a refusé et que toutes les parties qui devaient le faire ont approuvé.</p> <p>Ancienne définition :</p> <p>État résultant de la vérification, par le <i>responsable des échanges</i>, de l'<i>échange convenu</i>.</p> <p>(Confirmed Interchange)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

Terme	Acronyme	Définition
<p>Nouveau terme : Responsable de l'équilibrage adjacent</p> <p>Ancien terme : Zone d'équilibrage adjacente</p>		<p>Nouvelle définition : <i>Responsable de l'équilibrage dont la zone d'équilibrage est interconnectée avec une autre zone d'équilibrage soit directement, soit en vertu d'une entente multipartite ou d'un tarif de transport.</i></p> <p>Ancienne définition : <i>Zone d'équilibrage qui est interconnectée avec une autre de ces zones soit directement ou en vertu d'une entente multipartite ou d'un tarif de transport.</i></p> <p>(Adjacent Balancing Authority)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
<p>Nouveau terme : Responsable de l'équilibrage intermédiaire</p> <p>Ancien terme : Zone d'équilibrage intermédiaire</p>		<p>Nouvelle définition : <i>Responsable de l'équilibrage dont la zone est touchée par le chemin programmé d'une transaction d'échange, à l'exclusion du responsable de l'équilibrage producteur et du responsable de l'équilibrage consommateur.</i></p> <p>Ancienne définition : <i>Zone d'équilibrage qui possède des installations de raccordement dans le chemin programmé entre la zone d'équilibrage expéditrice et la zone d'équilibrage réceptrice, ainsi que des ententes d'exploitation établissant les conditions d'utilisation de telles installations.</i></p> <p>(Intermediate Balancing Authority)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
<p>Nouveau terme : Responsable de l'équilibrage consommateur</p> <p>Ancien terme : Zone d'équilibrage consommatrice</p>		<p>Nouvelle définition : <i>Responsable de l'équilibrage dans la zone duquel est située la charge (consommation) visée par une transaction d'échange et par tout programme d'échange qui en résulte.</i></p> <p>Ancienne définition : <i>Dans une transaction d'échange, zone du responsable de l'équilibrage où est située la charge (consommation). (Il s'agit aussi, pour le programme d'échange qui en résulte, de la zone d'équilibrage réceptrice.)</i></p> <p>(Sink Balancing Authority)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

Terme	Acronyme	Définition
<p>Nouveau terme :</p> <p>Responsable de l'équilibrage producteur</p> <p>Ancien terme :</p> <p>Zone d'équilibrage productrice</p>		<p>Nouvelle définition :</p> <p><i>Responsable de l'équilibrage</i> dans la zone duquel est située la production visée par une <i>transaction d'échange</i> et par tout <i>programme d'échange</i> qui en résulte.</p> <p>Ancienne définition :</p> <p>Dans une <i>transaction d'échange</i>, <i>zone du responsable de l'équilibrage</i> où est située la production. (Il s'agit aussi, pour le <i>programme d'échange</i> qui en résulte, de la <i>zone d'équilibrage expéditrice</i>.)</p> <p>(Source Balancing Authority)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
<p>Analyse de planification opérationnelle</p>		<p>Nouvelle définition :</p> <p>Analyse des conditions anticipées du réseau en vue des activités d'exploitation du lendemain (cette analyse peut être faite entre un jour et douze mois d'avance). Les conditions anticipées comprennent notamment : la charge prévue, les niveaux de production, les <i>échanges</i> ainsi que les contraintes connues (retraits d'installations de transport ou de groupes de production, limitations de l'équipement, etc.).</p> <p>Ancienne définition :</p> <p>Analyse des conditions anticipées du réseau pour l'exploitation du lendemain (cette analyse peut être faite pour un jour d'avance ou jusqu'à douze mois d'avance). Les conditions anticipées du réseau comprennent la charge prévue, les niveaux de production et les contraintes connues (retraits d'installations de transport ou de groupes de production, limitations de l'équipement, etc.).</p> <p>(Operational Planning Analysis)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Exigences	Fonctions visées			
	Responsable de l'équilibrage	Négociant ¹	Fournisseur de service de transport	Responsable de l'approvisionnement
INT-004-3	X	X		
E1		x		
E2		x		
E3	x			
INT-006-4	X		X	
E1	x			
E2			x	
E3	x			
E4	x			
E5	x			
INT-009-2	X			
E1	x			
E2	x			
E3	x			
INT-010-2	X			
E1	x			
E2	x			
E3	x			
INT-011-1				X
E1				x

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Aucune

¹ Retrait de la fonction de négociant (PSE) demandé dans le dossier R-3936-2015.

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

L'entrée en vigueur aux États-Unis a été fixée au 1^{er} octobre 2014. Dans un souci d'uniformisation des pratiques concernant les transferts d'énergie, le Coordonnateur propose une entrée en vigueur rapide de ces normes au Québec étant donné qu'elles sont déjà en vigueur aux États-Unis.

Norme	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
INT-004-3	1 ^{er} octobre 2014	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.
INT-006-4	1 ^{er} octobre 2014	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.
INT-009-2	1 ^{er} octobre 2014	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.
INT-010-2	1 ^{er} octobre 2014	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.
INT-011-1	1 ^{er} octobre 2014	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

INT-004-3

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

INT-006-4

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

INT-009-2

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

INT-010-2

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

INT-011-1

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

Légende :

- Faible :** Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
- Modéré :** Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
- Important :** Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Section à compléter à la réception des formulaires d'évaluation de l'impact et à la conclusion du processus de consultation préalable au dépôt des normes à la Régie de l'énergie.

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

INT-004-3

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		1 872	Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	1 872	

INT-006-4

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		2 316	Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	2 316	

INT-009-2

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		1 872	Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	1 872	

INT-010-2

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		1 872	Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	1 872	

INT-011-1

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		1 428	Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	1 428	

Projet QC-2015-01

Normes MOD-025-2, MOD-026-1 et MOD-027-1

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Les normes MOD visent à normaliser les méthodologies et les données de système nécessaires à l'exploitation normale du réseau, à la planification, à l'évaluation de la fiabilité et au calcul de la capacité de transfert disponible.

Les normes MOD-025-2, MOD-026-1 et MOD-027-1 ont été développées dans le cadre du projet 2007-09 de la NERC. Elles ont été approuvées par la FERC le 20 mars 2014.

Le but de ces normes est de s'assurer que les groupes de production ne déclencheront pas lors de certaines excursions en tension et en fréquence ou à la suite d'une coordination inadéquate entre le groupe de production et les relais de protection des systèmes de régulation de la tension, et que les modèles des groupes de production reflètent parfaitement ses capacités et ses caractéristiques de fonctionnement.

Plus précisément, ces normes ont pour objectif de :

- Vérifier et déclarer les capacités de puissance active et réactive des groupes de production et la capacité de puissance réactive des compensateurs synchrones.
- Vérifier que le modèle des systèmes d'excitation de groupe de production ou de commande volt/var de centrale et ses paramètres représentent fidèlement le comportement de ces systèmes.
- Vérifier que le modèle des systèmes de régulation de vitesse et de puissance ou de régulation charge-fréquence représentent fidèlement le comportement de ces systèmes.

Ces vérifications sont nécessaires pour assurer la fiabilité du réseau et feront en sorte que des données spécifiques soient vérifiées et mises à disposition pour les simulations de planification.

Les modèles sont utilisés dans les études d'exploitation et de planification. Ces études exigent la simulation de la réponse des machines synchrones et leurs systèmes de contrôle respectifs. Pour ces études, il est essentiel que les systèmes de commande des machines synchrones soient modélisés avec suffisamment de détails. Les modèles souhaités doivent être adaptés pour représenter la performance réelle de l'équipement selon des perturbations importantes, sévères ou même légères.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Aucune

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune

3.3. Définitions du glossaire à modifier :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Exigences	Fonctions visées		
	Propriétaire d'installation de production (GO)	Propriétaire d'installation de transport (TO)	Planificateur de réseau de transport (TP)
MOD-025-2	x	x	
E1	x		
E2	x		
E3		x	
MOD-026-1	x		x
E1			x
E2	x		
E3	x		
E4	x		
E5	x		
E6			x
MOD-027-1	x		x
E1			x
E2	x		
E3	x		
E4	x		
E5			x

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Les normes MOD-025-2, MOD-026-1 et MOD-027-1 s'appliquent seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

En ce qui concerne la norme MOD-025-2, au Québec, le terme « installation visée » désigne l'un ou l'autre des éléments suivants :

- Centrales ou installations de production faisant partie du RTP ;
- Compensateur synchrone faisant partie du RTP.

Pour ce qui est des normes MOD-026-1 et MOD-027-1, au Québec, le terme « groupe visé » désigne les centrales de production faisant partie du RTP et ayant une capacité de production totale de plus de 100 MVA (puissance nominale brute combinée).

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

6.1. MOD-025-2

Le délai accordé aux entités pour la mise en œuvre de la norme MOD-025-2 aux États-Unis est de 2 années. Après ce délai, 40 % des installations visées doivent être conformes à toutes les exigences de la norme. Le tableau ci-dessous présente les dates proposées pour la mise en conformité de l'intégralité des installations au Québec.

Niveau de conformité requise (toutes les exigences) (%)	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec
Au moins 40 % de ses installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un an après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.
Au moins 60 % de ses installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 18 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.
Au moins 80 % de ses installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux ans après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.
100 % de ses installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 30 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.

6.2. MOD-026-1 et MOD-027-1

La date d'entrée en vigueur initiale des normes MOD-026-1 et MOD-027-1 aux États-Unis a été fixée au 1^{er} juillet 2014. Le tableau suivant présente les dates proposées pour le Québec.

Exigences et pourcentage de vérification du nombre de groupes visés (%)	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec
E1 et E3 à E6 (MOD-026-1) et E1 et E3 à E5 (MOD-027-1)	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.
E2 pour 30 % des groupes visés (MOD-026-1 et MOD-027-1)	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois ans après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.
E2 pour 50 % des groupes visés (MOD-026-1 et MOD-027-1)	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq ans après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.
E2 pour 100 % des groupes visés (MOD-026-1 et MOD-027-1)	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir huit ans après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

MOD-025-2	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité		X	

MOD-026-1	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité		X	

MOD-027-1	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité		X	

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.

Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.

Élevé : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts liés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

MOD-025-2

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		1 872	Suivi de la conformité
RTA	10 000	15 000	Production des documents et implantation et formation Essais et suivi.
Total	10 000	16 872	

MOD-026-1

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie	21 000	23 538	0,13 personne-année : élaboration et maintien du processus Suivi de la conformité
RTA	1 000 000	50 000	Essais et production des modèles pour les 44 groupes. Correctifs et suivi.
Total	1 021 000	73 538	

MOD-027-1

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie	20 000	22 316	0,12 personne-année : élaboration et maintien du processus Suivi de la conformité
RTA	2 000 000	100 000	Essais et production des modèles pour les 44 groupes. Correctifs et suivi.
Total	2 020 000	122 316	

Projet QC-2015-01

Norme MOD-028-2 - Méthodologie selon les échanges entre zones

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

La norme MOD-028-2 a pour objectif d'améliorer la cohérence et la fiabilité des calculs de la capacité de transfert disponible (ATC) et de la capacité de transfert totale (TTC) effectués par les fournisseurs de service de transport et les exploitants de réseau de transport selon la méthodologie des échanges entre zones.

La version précédente de la norme (MOD-028-1) devait être clarifiée en ce qui a trait au calendrier et à la fréquence des calculs de la TTC nécessaires pour les calculs de l'ATC et servant à appuyer l'analyse et l'exploitation du réseau.

Cette norme s'inscrit dans le cadre de la norme MOD-001 qui demande à l'exploitant de réseau de transport d'opter pour l'une des trois méthodologies de calcul suivantes :

- Méthodologie selon les échanges entre zones – norme MOD-028 ;
- Méthodologie du trajet de réseau nominal – norme MOD-029 ;
- Méthodologie des interfaces de transit – norme MOD-030.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Aucune

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune

3.3. Définitions du glossaire à modifier :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Cette norme s'applique aux exploitants de réseau de transport et aux fournisseurs de service de transport qui utilisent la méthodologie selon les échanges entre zones pour calculer le TTC et l'ATC des chemins ATC.

Exigences	Fonctions visées	
	Exploitant de réseau de transport (TOP)	Fournisseur de service de transport (TSP)
MOD-028-2	x	x
E1		x
E2	x	
E3	x	
E4	x	
E5	x	
E6	x	
E7	x	
E8		x
E9		x
E10		x
E11		x

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Aucune

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Aux États-Unis, la date d'entrée en vigueur de la norme MOD-028-2 était le 1^{er} octobre 2013.

Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis et dans les provinces voisines, le Coordonnateur de la fiabilité propose une entrée en vigueur rapide de cette norme au Québec.

Norme	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
MOD-028-2	1 ^{er} octobre 2013	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité		X	

Note : L'impact est nul lorsque l'entité choisit une autre méthodologie que la méthodologie selon les échanges entre zones – norme MOD-028.

Légende :

- Faible :** Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
- Modéré :** Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
- Élevé :** Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie	80 000	83 648	0,25 personne année pour l'élaboration et 0,25 personne année pour le maintien Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	80 150	83 648	

Projet QC-2015-01

Normes MOD-032-1 et MOD-033-1

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Les normes MOD-032-1 (Données de modélisation et d'analyse des réseaux électriques) et MOD-033-1 (Validation des modèles de réseau en régimes permanent et dynamique) ont été développées par la NERC pour remplacer, clarifier et mettre à jour les exigences en matière de données de modélisation et de procédures de déclaration, accroître le champ d'action des normes existantes en incluant les données de court-circuit, fournir un mécanisme pour répondre aux préoccupations techniques concernant les données de modélisation recueillies et valider les modèles en régimes permanent et dynamique selon les réponses et les données réelles du réseau.

Le risque de ne pas adopter ces normes est d'effectuer des modèles de planification erronés, ayant comme résultat, une planification inefficace. L'analyse de la fiabilité des réseaux de transport interconnectés pourrait être trompeuse et ainsi avoir éventuellement une incidence sur la fiabilité en temps réel.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Les normes MOD-010-0 et MOD-012-0 doivent être retirées lors de l'entrée en vigueur de la norme MOD-032-1.

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune

3.3. Définitions du glossaire à modifier :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Fonctions visées	Exigences			
	E1	E2	E3	E4
MOD-032-1				
Responsable de l'équilibrage (BA)		X	X	
Propriétaire d'installation de production (GO)		X	X	
Responsable de l'approvisionnement (LSE)		X	X	
Coordonnateur de la planification (PC)	X			X
Planificateur des ressources (RP)		X	X	
Propriétaire d'installation de transport (TO)		X	X	
Planificateur de réseau de transport (TP)	X			
Fournisseur de service de transport (TSP)		X	X	
MOD-033-1				
Coordonnateur de la planification (PC)	X			
Coordonnateur de la fiabilité (RC)		X		
Exploitant de réseau de transport (TOP)		X		

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Aucune disposition particulière

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Aux États-Unis, la date d'entrée en vigueur pour l'exigence E1 de la norme MOD-032-1 est le 1^{er} juillet 2015, pour les exigences E2 à E4 de la même norme, la date d'entrée en vigueur est le 1^{er} juillet 2016.

La date d'entrée en vigueur de la norme MOD-033-1 est le 1^{er} juillet 2017.

Norme	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
MOD-032-1	1 ^{er} juillet 2015, E1	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines
MOD-032-1	1 ^{er} juillet 2016, E2 à E4	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un an après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
MOD-033-1	1 ^{er} juillet 2017	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux ans après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

MOD-032-1	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité		X	

MOD-033-1	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité		X	

Légende :

- Faible :** Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
- Modéré :** Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
- Élevé :** Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

MOD-032-1

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		2 094	Suivi de la conformité
RTA	20 000	5 000	
Total	20 000	7 094	

MOD-033-1

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		1 650	Suivi de la conformité
RTA	150	0	RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	1 650	

Projet QC-2015-01

Norme PER-005-2 – Formation du personnel d'exploitation

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Une formation insuffisante du personnel effectuant des tâches relatives à la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* (BES) pourrait avoir d'importantes conséquences sur la fiabilité et la stabilité du réseau. Les normes PER (Résultats, formation et compétences du personnel) clarifient qui doit être certifié et quelles certifications sont requises pour exploiter le BES.

La norme PER-005-2 (Formation du personnel d'exploitation) fait en sorte que le *coordonnateur de la fiabilité (RC)*, le *responsable de l'équilibrage (BA)*, l'*exploitant de réseau de transport (TOP)* et le *propriétaire d'installation de transport (TO)* qui agit de manière autonome pour exploiter ou diriger l'exploitation en temps réel des installation BES soit formé, au moyen d'une approche systématique. Elle s'applique également au personnel de répartition de l'*exploitant d'installation de production (GOP)* qui reçoit des directives du RC, BA, TOP ou TO.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Cette norme remplacera la norme PER-005-1 qui a été présentée dans le cadre du projet de consultation publique QC-2012-01 et qui sera déposée à la Régie de l'énergie suivant une décision finale dans le dossier R-3699-2009.

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Personnel de soutien à l'exploitation		Personnes qui effectuent la coordination ou l'évaluation des retraits pour la journée en cours et le lendemain, ou qui déterminent des limites SOL, des limites IROL ou des abaques d'exploitation, pour soutenir directement l'exploitation en <i>temps réel</i> du BES. (Operations Support Personnel) <small>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</small>

3.3. Définitions à modifier au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Répartiteur		<p><u>Nouvelle définition :</u> Personne dans un centre de contrôle d'un responsable de l'équilibrage, d'un exploitant de réseau de transport ou d'un coordonnateur de la fiabilité qui assure en temps réel l'exploitation ou la commande de l'exploitation du système de production-transport d'électricité (BES).</p> <p><u>Ancienne définition :</u> Personne dans un centre de contrôle (responsable de l'équilibrage, exploitant de réseau de transport, exploitant d'installation de production, coordonnateur de la fiabilité) dont la responsabilité est de surveiller et de contrôler le réseau électrique en temps réel (System Operator)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Exigences	Fonctions visées				
	Coordonnateur de la fiabilité	Responsable de l'équilibrage	Exploitant de réseau de transport	Propriétaire d'installation de transport	Exploitant d'installation de production
E1	X	X	X		
E2				X	
E3	X	X	X	X	
E4	X	X	X	X	
E5	X	X	X		
E6					X

Il est important de noter que les exigences s'appliquant au TO s'appliquent seulement au TO « qui dispose de personnel, à l'exclusion des opérateurs de terrain, capable d'agir de manière autonome pour exploiter ou diriger l'exploitation en temps réels des installations du TOP qui font partie du BES ».

En ce qui concerne l'exigence qui s'applique au GOP, elle s'applique seulement « au personnel de répartition travaillant dans un centre de répartition central, recevant des directives du RC, du BA, du TOP ou du TO associé au GOP, et pouvant élaborer des instructions de répartition précises à l'intention du personnel d'exploitation de centrale sous son autorité. Ce personnel exclut le personnel

travaillant dans une centrale de production, ainsi que le personnel d'un centre de répartition central qui ne fait que relayer les instructions de répartition sans les modifier. »

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Aucune disposition particulière

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Le délai accordé aux entités américaines pour la mise en œuvre de la norme PER-005-2 aux États-Unis est de deux ans. L'entrée en vigueur est fixée au 1er juillet 2016. Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis et dans les provinces voisines, le Coordonnateur de la fiabilité propose une entrée en vigueur rapide de cette norme au Québec.

Norme	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée proposée au Québec	Justification
PER-005-2	1 ^{er} juillet 2016	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un an après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité		X	

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
Important : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique..

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie	8 000	10 756	Exercice 3 CT, réunion 17 agents/ingénieurs Suivi de la conformité
RTA	75 000	50 000	Préparation de la formation. Donner la formation et valider les compétences.
Total	83 000	60 756	

Projet QC-2015-01

Norme PRC-005-2 – Entretien des systèmes de protection

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Les *systèmes de protection* ne sont généralement pas mis à l'épreuve jusqu'à ce qu'un défaut ou un autre problème survienne sur le réseau de transport. Dans de tels cas, un fonctionnement incorrect d'une protection ou une panne du *système de protection* peut entraîner des dommages matériels, des perturbations étendues, des délestages de charge inutiles, ou même poser un risque à la vie humaine. Il importe donc de mettre en place une norme exigeant l'entretien de ces systèmes vitaux pour l'exploitation d'un réseau de transport. L'objectif de fiabilité de la norme PRC-005-2 est de maintenir ces *systèmes de protection* en bon état de marche.

La norme PRC-005-2 traite spécifiquement des programmes d'entretien des *systèmes de protection* qui ont une incidence sur la fiabilité. La nouvelle version représente une refonte complète par rapport à la PRC-005-1. De façon sommaire, cette nouvelle version a pour principaux changements :

- la spécification d'intervalles maximums d'entretien ;
- l'identification des activités minimales d'entretien ;
- la façon d'établir un programme d'entretien basé sur la performance ou sur les intervalles préétablis.

Selon cette version, l'entité visée n'a plus besoin d'établir la base de détermination de ses intervalles d'entretien qui est désormais prescrite par la norme.

La norme exige des entités visées l'établissement d'un *programme d'entretien des systèmes de protection* qui comprend une méthode d'entretien pour chaque type de composant (à intervalles préétablis, à intervalles établis selon la performance, ou une combinaison), ainsi que la mise en œuvre et le suivi de ce programme. Enfin, l'entité visée doit évaluer et démontrer les efforts déployés pour corriger les problèmes d'entretien non résolus.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Aucune

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
<p>Programme d'entretien des systèmes de protection</p>	<p>PSMP</p>	<p>Un programme continu par lequel des composants des <i>systèmes de protection</i> sont maintenus en marche et le fonctionnement correct des composants défectueux est rétabli. Un programme d'entretien d'un composant spécifique comprend une ou plusieurs des activités suivantes :</p> <p>Vérifier - Déterminer que le composant fonctionne correctement</p> <p>Surveiller – Observer le fonctionnement de routine du composant en service</p> <p>Tester – Appliquer des signaux à un composant afin d'observer le comportement de la performance fonctionnelle ou le comportement à la sortie ou pour diagnostiquer les problèmes.</p> <p>Inspecter – Examiner les signes de défaillance du composant, une baisse de performance ou une dégradation</p> <p>Calibrer – Régler le seuil d'opération ou la précision de mesure d'élément de mesure pour respecter l'exigence prévue sur la performance.</p> <p>(Protection System Maintenance Program)</p> <p><small>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</small></p>

3.3. Définitions à modifier au glossaire :

Définition révisée pour le terme *système de protection* :

Terme	Acronyme	Définition
Système de protection		<p>Système de protection :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Relais de protection qui répondent à des quantités grandeurs électriques; • Systèmes de communication nécessaires au fonctionnement correct des fonctions de protection; • Dispositifs de détection de tension et de courant fournissant les intrants aux relais de protection; • Alimentation c.c de poste associé avec les fonctions de protection (incluant les batteries, les chargeurs de batteries, et l'alimentation c.c. sans batteries); • Circuits de contrôle associés aux fonctions de protection par la ou les bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure. <p>Relais de protection, systèmes de communication associés, capteurs de tension et de courant, batteries des installations et circuits de commande à courant continu</p> <p>(Protection System)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Fonctions visées :

- Propriétaire d'installation de transport (TO)
- Propriétaire d'installation de production (GO)
- Distributeur (DP)

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau* « Bulk » (BPS).

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Aux États-Unis, la date d'entrée en vigueur de la norme PRC-005-2 pour les exigences E1, E2 et E5 est le 1^{er} avril 2015. Les dates d'entrée en vigueur des exigences E3 et E4 qui traitent de l'implantation du programme d'entretien requis pour chaque type de composant varient en fonction de l'intervalle d'entretien maximal pour chaque type de composant.

Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis et dans les provinces voisines, le Coordonnateur de la fiabilité propose des délais réduits pour la mise en vigueur graduelle de cette norme :

Exigence	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
E1, E2 et E5	1 ^{er} avril 2015	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
E3 et E4	Voir le tableau ci-dessous	Voir le tableau ci-dessous.	

Intervalle d'entretien maximal (Tableaux 1 à 3)	Entretien requis (%)	Date limite aux États-Unis	Date limite au Québec
< 1 an	100%	1 ^{er} octobre 2015	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.
1 an à 2 ans	100%	1 ^{er} avril 2017	1 ^{er} avril 2017
3 ans	30%	1 ^{er} avril 2016	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.
	60%	1 ^{er} avril 2017	1 ^{er} avril 2017
	100%	1 ^{er} avril 2018	1 ^{er} avril 2018
6 ans	30%	1 ^{er} avril 2017	1 ^{er} avril 2017
	60%	1 ^{er} avril 2019	1 ^{er} avril 2019
	100%	1 ^{er} avril 2021	1 ^{er} avril 2021
12 ans	30%	1 ^{er} avril 2019	1 ^{er} avril 2019
	60%	1 ^{er} avril 2023	1 ^{er} avril 2023
	100%	1 ^{er} avril 2027	1 ^{er} avril 2027

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité		X	

Légende :

Faible :	Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
Modéré :	Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
Important :	Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique..

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie	4 507 230	148 219	Activité d'implantation dans les systèmes ainsi que le suivi Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	4 507 230	148 219	

Projet QC-2015-01

Norme PRC-006-NPCC-1 – Délestage de charge en sous-fréquence automatique

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

La norme PRC-006-NPCC-1 vise à mettre en place un programme efficace et coordonné de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) automatique qui a pour but de préserver la fiabilité et l'intégrité du *réseau de transport principal* pendant un événement de chute de fréquence de réseau.

La norme PRC-006-NPCC-1 du NPCC tient compte des caractéristiques énoncées dans la norme de fiabilité de la NERC (PRC-006-1), mais elle est plus restrictive. En effet, il était nécessaire d'ajouter aux caractéristiques spécifiques de programme prescrites par le PRC-006-1 des spécificités liées aux différences de topologie des systèmes de transport et distribution régionaux. Ces différences sont causées par des critères historiques de conception issus des particularités de la charge et des ressources de production. Ainsi, la PRC-006-NPCC-1 est fondée sur le « Directory 12¹ » qui contient ces critères depuis le 26 juin 2009.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de la mise en vigueur :

Aucune

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune

3.3. Définitions à modifier au glossaire :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

¹ NPCC Directory 12 Underfrequency Load Shedding Program Requirements

4. APPLICABILITÉ

PRC-006- NPCC-1	Fonctions visées			
	Exigence	Coordonnateur de la planification	Propriétaire d'installation de production ²	Distributeur ³
E1	X			
E2	X			
E3	X			
E4			X	X
E5			X	X
E6			X	X
E7			X	X
E8	X			
E9	X			
E10			X	X
E11			X	X
E12			X	X
E13		X		
E14		X		
E15		X		
E16		X		
E17	X			
E18		X	X	
E19		X	X	
E20	X			
E21	X			
E22		X	X	X
E23		X	X	X

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

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

En ce qui concerne les fonctions applicables, une disposition a été ajoutée pour les propriétaires d'installation de production, les distributeurs et les propriétaires d'installation de transport afin d'indiquer que seuls ceux « qui possèdent ou exploitent un programme de délestage en sous-fréquence » sont visés par la norme.

² qui possède ou exploite un programme de délestage en sous-fréquence

³ qui possède ou exploite un programme de délestage en sous-fréquence

⁴ qui possède ou exploite un programme de délestage en sous-fréquence

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Le délai accordé aux entités américaines pour la mise en œuvre de cette norme aux États-Unis est de 12 mois pour les exigences E8 à E23 et de 18 mois pour les exigences E1 à E7. L'entrée en vigueur a été fixée au 1^{er} juillet 2015 pour les exigences E8 à E23 et au 1^{er} janvier 2016 pour les exigences E1 à E7. Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis le Coordonnateur de la fiabilité propose des délais réduits pour la mise en oeuvre de cette norme au Québec. À noter que E4, E5 E18 et E19 ne s'appliquent pas au Québec.

Exigence	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
E8 à E23	1 ^{er} juillet 2015	Premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'adoption de la norme par la Régie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
E1 à E7	1 ^{er} janvier 2016	Premier jour du premier trimestre civil à survenir neuf mois après la date d'adoption de la norme par la Régie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité		X	

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.

Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.

Important : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie	32 000	38 312	0,2 personne année : élaboration et maintien de la stratégie Suivi de la conformité
RTA	2 500 000	50 000	Relevé des réglages des GTA, ajout de relais de sous-fréquence pour le délestage de charge. Suivi, entretien, correctifs, analyses. Changement important par rapport à la philosophie passée et actuelle entre RTA et HQ. Le délestage des charges de RTA (Aluminerie) est très risqué et pourrait engendrer des coûts et pertes de plusieurs centaines de millions de \$. Ces charges ne peuvent soutenir un arrêt prolongé (~2 hres) dans les meilleures conditions.
Total	2 532 000	88 312	

Projet QC-2015-01

Norme PRC-019-1 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

La norme PRC-019-1 a comme objectif la vérification périodique des installations de production pour assurer la fiabilité du transport de l'électricité.

De façon plus précise, la norme PRC-019-1 vise à vérifier la coordination des dispositifs de régulation de tension, des limiteurs, des caractéristiques d'équipement et des réglages des systèmes de protection des installations de production et des compensateurs synchrones.

Une mauvaise coordination de ces éléments peut être à l'origine du décrochage de groupes de production lors d'excursions en tension ou en fréquence. Les exigences de cette norme visent donc à s'assurer que les mécanismes de vérification des dispositifs, des caractéristiques et des réglages sont en place et qu'ils sont mis en œuvre selon des intervalles précis.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Aucune

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune

3.3. Définitions à modifier au glossaire :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

La norme PRC-019-1 a 2 exigences qui s'appliquent aux *propriétaires d'installation de transport* (TO) et aux *propriétaires d'installation de production* (GO). En ce qui concerne les TO, seuls ceux qui possèdent un ou des compensateurs synchrone sont visés par la norme.

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

La norme PRC-019-1 s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

La date d'entrée en vigueur de cette norme aux États-Unis est le 1^{er} juillet 2016. À cette date, 40 % des installations visées devront être conformes à toutes les exigences de la norme, ce qui correspond à un délai de deux ans. Le reste des installations doivent être rendues conformes sur une période de trois ans suivant le 1^{er} juillet 2016.

Les activités de coordination de la norme PRC-019-1 seront réalisées plus efficacement juste avant la réalisation d'un test de la capacité réactive, tel que requis par la norme MOD-025-2. Le calendrier proposé suit donc celui proposé pour la MOD-025-2.

Le tableau ci-dessous présente les dates proposées pour la mise en conformité de l'intégralité des installations au Québec. Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis, le Coordonnateur propose des délais réduits pour la mise en vigueur graduelle de cette norme :

Installation visée (toutes les exigences) (%)	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
Au moins 15 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
Au moins 50 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
Au moins 75 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 36 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
100 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 48 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

Légende :

Faible :	Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
Modéré :	Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
Important :	Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		1 650	Suivi de la conformité
RTA	250 000	5 000	Vérification et ajustements pour les 44 GTA de RTA
Total	250 000	6 650	

Projet QC-2015-01

Norme PRC-023-3 – Capacité de charge des relais de transport

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Les relais de protection doivent être réglés de façon à détecter de manière fiable les défauts, dans le but de protéger le réseau de transport contre ces défauts. L'objectif de la PRC-023-3 est de régler les relais de protection de façon à ce qu'ils ne limitent pas la capacité de charge de transport et n'interfèrent pas avec la capacité de l'exploitant de prendre action pour préserver la fiabilité du réseau.

En général, les fonctions des *systèmes de protection* visent à protéger le réseau de transport contre les défauts, ce qui mène au déclenchement d'installations de transport. Dans des cas spéciaux, en particulier lors de l'exploitation en situations d'urgence, il peut être favorable de laisser en surcharge les lignes et les transformateurs pendant de courtes périodes de temps. Ceci donne le temps aux exploitants de prendre des mesures pour atténuer les surcharges. Ne pas appliquer cette norme pourrait amener à des interférences nuisibles entre des déclenchements prématurés et les actions correctives que les exploitants pourraient effectuer.

Pour atteindre ces objectifs, les exigences de la norme encadrent les aspects suivants :

- Régler les relais de protection de lignes de transport, les relais de protection des transformateurs et les éléments de blocage sur perte de synchronisme conformément à des critères spécifiques prescrits par la norme.
- Utiliser les capacités de circuit calculées comme caractéristiques assignées des installations et éviter que les réglages des relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du réseau de transport contre les défauts.
- Évaluer périodiquement la capacité de charge des relais de lignes de transport.
- Partager l'information entre les entités et garder les pièces justificatives.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

La norme PRC-025-1 – Capacité de charge des relais de groupe de production devrait être adoptée en parallèle. Les éléments qui relient les transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de transport et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale sont dorénavant assujettis à la PRC-025-1.

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Aucune

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune

3.3. Définitions à modifier dans le glossaire :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Exigences	Fonctions visées			
	Coordonnateur de la planification	Propriétaire d'installation de production	Propriétaire d'installation de transport	Distributeur
E1		X	X	X
E2		X	X	X
E3		X	X	X
E4		X	X	X
E5		X	X	X
E6	X			

À noter que seuls les TO, GO et les DP qui possèdent des systèmes de protection de phase définis à l'annexe A de la norme et seuls les circuits documentés dans la norme sont visés. Voir la section « Applicabilité » de la norme pour plus de détails.

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

- La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).
- La valeur de réglage de 105% (critère 10, E1) remplace la valeur de 115%.

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Dates d'entrées en vigueur aux États-Unis :

La date d'entrée en vigueur de la norme aux États-Unis est le 1^{er} octobre 2014. Un délai de six mois a été accordé aux entités pour la mise en œuvre de l'exigence E4. De même, un délai est accordé lorsque le *coordonnateur de la planification* (PC), dans son évaluation faite conformément à E6, inclut des nouvelles installations visées par la norme. Dans ce cas les installations identifiées devront être conformes aux exigences E1, E2 et E3 à la date la plus éloignée entre :

- le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la notification du PC ; ou
- le premier jour de la première année civile pendant laquelle un des critères définis à l'annexe B devient applicable.

Dates d'entrée en vigueur au Québec :

Au Québec, la norme PRC-023-3 est la première version de norme proposée qui concerne la capacité de charge des relais de transport. Les délais de mise en œuvre proposés s'inspirent donc des délais

qui ont été accordés pour la mise en œuvre des versions antérieures. Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis, le Coordonnateur propose des délais réduits pour la mise en vigueur de cette norme :

Exigence	Applicabilité	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
E1	Chaque TO, GO ou DP avec des lignes de transport exploitées à 200 kV ou plus et des transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus, à l'exception des éléments ci-dessous :	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
	<ul style="list-style-type: none"> Pour l'exigence E1, critère 10.1, pour régler les relais de protection contre les défauts de transformateur sur des lignes de transport se terminant uniquement par un transformateur de sorte qu'ils ne puissent exposer le transformateur au niveau et durée de défauts excédant sa tenue mécanique. 	Premier jour du premier trimestre civil à survenir 6 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	
	<ul style="list-style-type: none"> Pour les éléments de surveillance décrits dans PRC-023-3 – annexe A, section 1.6. 	Premier jour du premier trimestre civil à survenir 12 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	
	<ul style="list-style-type: none"> Pour les dispositifs à déclenchement-sur-défaut décrits dans PRC-023-3 – annexe A, section 1.3. 	Premier jour du premier trimestre civil à survenir 24 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	
	Chaque TO, GO ou DP avec des circuits identifiés par le coordonnateur de la planification conformément à l'exigence E6.	<p>À la plus tardive des dates suivantes :</p> <p>Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la réception d'un avis du coordonnateur de la planification indiquant l'inclusion d'un circuit sur une liste de circuits visés par PRC-023-3, conformément aux dispositions de l'annexe B.</p> <p>OU</p> <p>Le premier jour de la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B, sauf si le coordonnateur de la planification supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable.</p>	

Exigence	Applicabilité	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
E2 et E3	Chaque TO, GO ou DP avec des lignes de transport exploitées à 200 kV ou plus et des transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus.	Premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
	Chaque TO, GO ou DP avec des circuits qui ont été sélectionnés par le coordonnateur de la planification conformément à l'exigence E6.	À la plus tardive des dates suivantes : Le premier jour du premier trimestre civil à survenir 39 mois après la réception d'un avis du coordonnateur de la planification indiquant l'inclusion d'un circuit sur une liste de circuits visés par PRC-023-3, conformément aux dispositions de l'annexe B. OU Le premier jour de la première année civile au cours de laquelle s'applique un critère de l'annexe B, sauf si le coordonnateur de la planification supprime le circuit de la liste avant la date d'entrée en vigueur applicable.	
E4	Chaque TO, GO ou DP qui choisit d'utiliser le critère 2 de l'exigence E1 comme fondement pour vérifier la capacité de charge des relais de lignes de transport.	Premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
E5	Chaque TO, GO ou DP qui règle les relais de lignes de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1.	Premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
E6	Chaque coordonnateur de la planification doit effectuer une évaluation en appliquant les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de coordonnateur de la planification pour lesquels les propriétaires d'installation de transport, les propriétaires d'installation de production et les distributeurs doivent se conformer aux exigences E1 à E5.	Premier jour du premier trimestre civil à survenir 9 mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité		X	

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.

Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.

Important : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie	828 100	50 311	Réglages, rapport de protection, implantation SRP joue un rôle de soutien à automatisme pour réaliser les simulations. Suivi de la conformité
RTA	30 000	1 000	Relais des lignes 65 et 66 des Tx T36 et T38.
Total	858 100	51 311	

Projet QC-2015-01

Norme PRC-024-1 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

La norme PRC-024-1 comprend des exigences sur le fonctionnement des systèmes de protection de groupe de production pendant les excursions de tension et de fréquence. Cette norme donne l'assurance que les groupes de production ne sont pas déclenchés par leur relais de protection et demeurent connectés pendant des excursions de fréquence et de tension prédéfinies. La norme exige également que le comportement prévu du groupe de production selon ces réglages de relais de protection soit communiqué au *coordonnateur de la planification* et au *planificateur de réseau de transport* aux fins de modélisation.

Un décrochage prématuré de groupes de production lors d'excursions en tension ou en fréquence peut avoir des impacts négatifs sur la fiabilité. Cette norme permet donc de s'assurer que les groupes de production resteront synchronisés lors d'excursions de courte durée et que ces réglages seront cohérents à l'échelle d'une Interconnexion.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Aucune

3.2. Nouvelles définitions à retirer du glossaire :

Aucune

3.3. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

La norme PRC-024-1 vise seulement les *propriétaires d'installation de production* (GO).

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

La norme PRC-024-1 s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

La date d'entrée en vigueur de cette norme aux États-Unis est le 1^{er} juillet 2016. À cette date, 40 % des installations visées devront être conformes à toutes les exigences de la norme, ce qui correspond à un délai de deux ans. Le reste des installations doivent être rendues conformes sur une période de 3 ans suivant le 1^{er} juillet 2016.

Le tableau ci-dessous présente les dates proposées pour la mise en conformité de l'intégralité des installations au Québec. Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis, le Coordonnateur propose des délais réduits pour la mise en vigueur graduelle de cette norme :

Installation visée (toutes les exigences) (%)	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
Au moins 40 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un an après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
Au moins 60 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux ans après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
Au moins 80 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois ans après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.
100 % des installations visées	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre ans après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tout en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité		X	

Légende :

- Faible :** Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
- Modéré :** Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
- Important :** Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		2 094	Suivi de la conformité
RTA	250 000	1 000	Vérification et ajustements pour les 44 GTA de RTA
Total	250 000	3 094	

Projet QC-2015-01

Norme PRC-025-1 – Capacité de charge des relais de groupe de production

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

Les relais doivent être réglés de façon à détecter de manière fiable les défauts, dans le but de protéger le réseau contre ces défauts. La norme PRC-025-1 est axée sur la réduction du risque; l'entité responsable doit effectuer les réglages de sorte qu'elle continue d'atteindre ses objectifs de protection tout en permettant aux groupes de production de fournir de la puissance réactive lors de perturbations dans le réseau.

En effet, l'objectif de la PRC-025-1 est de régler les relais de protection de centrale sensible à la charge de façon à prévenir les déclenchements intempestifs durant une perturbation de réseau de courte durée, ceci sans poser de risque de dommages aux équipements associés à cette protection. Des déclenchements prématurés augmentent l'étendue ou la durée de la perturbation. Ce phénomène a été reconnu comme un facteur important dans la panne générale survenue en août 2003 dans le nord-est du continent nord-américain.

Selon cette norme, chaque entité visée doit régler ses relais de protection sensible à la charge selon les précisions contenues dans l'annexe 1 de la norme. L'entité doit choisir une des options présentées dans l'annexe 1 sous forme de critères, conformément à la fonction et au type de relais.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

La norme *PRC-023-3 – Capacité de charge des relais de transport* doit être adoptée en parallèle.

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Aucune

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune

3.3. Définitions à modifier du glossaire :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Fonctions visées :

- Propriétaire d'installation de production (GO)
- Propriétaire d'installation de transport (TO)

- Distributeur (DP)

Installations visées :

- Groupes de production
- Transformateurs élévateurs de groupe de production (GSU)
- Transformateurs de service auxiliaire de groupe (UAT) qui fournissent l'ensemble de l'alimentation nécessaire pour maintenir un ou des groupes de production en service
- Éléments qui relient les transformateurs GSU au réseau de transport et qui servent exclusivement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES (ces éléments peuvent aussi alimenter des charges de centrale)
- Éléments utilisés pour regrouper la production de ressources dispersées.

Ces installations sont associées aux centrales et aux postes de centrale, y compris les centrales désignées comme ressources pour démarrage autonome dans le plan de remise en charge du réseau de l'exploitant du réseau de transport.

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

La norme PRC-025-1 s'applique seulement aux installations du *réseau de transport principal* (RTP).

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

La date d'entrée en vigueur de la norme aux États-Unis était le 1^{er} octobre 2014. En ce qui concerne la mise en œuvre, le délai accordé aux entités américaines est de 60 mois si les relais de protection sensibles à la charge peuvent être réglés conformément à la norme ou 84 mois si le remplacement ou le retrait de ces relais est nécessaire.

Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis, le Coordonnateur propose des délais réduits pour la mise en vigueur et la mise en œuvre de cette norme :

Norme	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Délais de mise en œuvre proposés au Québec	Justification
PRC-025-1	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie	48 mois après l'adoption de la norme par la Régie si les relais de protection sensibles à la charge peuvent être réglés conformément à la norme ou 72 mois après l'adoption de la norme par la Régie si le remplacement ou le retrait de ces relais est nécessaire.	Uniformisation des pratiques avec les juridictions voisines tant en allouant un délai de mise en œuvre raisonnable pour les entités visées au Québec.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme	X		
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité	X		

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.

Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.

Important : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie	993 720	17 201	Implantation et suivi de la conformité
RTA	250 000	1 000	Vérification et ajustements pour les 44 GTA de RTA
Total	1 243 720	18 201	

Projet QC-2015-01

Norme TPL-001-4 - Critères de comportement de la planification du réseau de transport

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

La révision de la norme TPL-001 propose d'établir des critères de comportement afin d'encadrer l'évaluation de la planification des réseaux de transport pour que ceux-ci soient en mesure de fonctionner de façon fiable dans une grande variété de conditions de réseau et malgré des contingences probables très variées.

Cette nouvelle version de la norme TPL-001 est le résultat de la combinaison du contenu de quatre autres normes dans une seule, soit les normes TPL-001, TPL-002, TPL-003 et TPL-004 (catégories A, B, C et D respectivement). Le tableau 1 (Événements de planification pour le comportement en régime permanent et en stabilité) de la norme est plus complet et précis. Cette révision comprend également des clarifications en lien avec le délestage de charge planifié tel que demandé par la FERC.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

Aucune

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Terme	Acronyme	Définition
Disjoncteur d'attache		Un disjoncteur qui est positionné de façon à pouvoir connecter deux configurations de barres distinctes du poste. (Bus-Tie Breaker) <small>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</small>
Perte de charge subordonnée		Toute <i>charge</i> qui a cessé d'être alimentée par le réseau de <i>transport</i> en raison de la mise hors service d' <i>installations</i> de <i>transport</i> par un <i>système de protection</i> conçu pour isoler un <i>défaut</i> . (Consequential Load Loss) <small>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</small>
Horizon de planification du transport à long terme		Période de planification du <i>transport</i> qui s'étend de l'année six à l'année dix, et au-delà s'il faut tenir compte de projets qui pourraient prendre plus de dix ans à réaliser. (Long-Term Transmission Planning Horizon) <small>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</small>

Terme	Acronyme	Définition
Perte de charge non subordonnée		Perte de charge non interruptible qui ne comprend pas : (1) la <i>perte de charge subordonnée</i> , (2) la réponse d'une <i>charge</i> sensible à la tension, ou (3) une <i>charge</i> qui est débranchée du <i>réseau</i> par un équipement de consommation. (Non-Consequential Load Loss) <small>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</small>
Évaluation de la planification		Évaluation documentée du comportement futur du <i>réseau de transport</i> et des <i>plans d'actions correctives</i> visant à combler les lacunes signalées. (Planning Assessment) <small>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</small>

3.3. Définitions du glossaire à modifier :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Exigences	Fonctions visées	
	Planificateur de réseau de transport (TP)	Coordonnateur de la planification (PC ou PA)
TPL-001-4	x	x
E1	x	x
E2	x	x
E3	x	x
E4	x	x
E5	x	x
E6	x	x
E7		x
E8	x	x

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

La présente norme s'applique seulement aux installations du *réseau* « *bulk* » (BPS).

6. DATES DE MISE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Aux États-Unis, la date d'entrée en vigueur pour les exigences E1 et E7 de cette norme était le 1^{er} janvier 2015. Pour les exigences E2 à E6 et E8, la date d'entrée en vigueur est le 1^{er} janvier 2016.

Les délais accordés aux entités américaines pour la mise en œuvre de cette norme sont de un an pour l'exigence E1 et E7, de deux ans pour les exigences E2 à E6 et E8.

Hydro-Québec TransÉnergie, dans ses fonctions de TP et de PC (ou PA), est la seule entité visée par cette norme au Québec. Puisque la norme est appliquée de façon volontaire depuis son entrée en vigueur aux États-Unis, le coordonnateur propose les mêmes dates d'entrée en vigueur qu'aux États-Unis.

Norme	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
TPL-001-4	1 ^{er} janvier 2015, E1 et E7	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.
	1 ^{er} janvier 2016, E2 à E6 et E8	1 ^{er} janvier 2016 ¹	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme	X		
Suivi de la conformité		X	

Légende :

Faible :	Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.
Modéré :	Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.
Élevé :	Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

¹ Si la date d'adoption de la norme par la Régie est postérieure à la date proposée, la norme (ou les exigences) entrerait en vigueur le premier jour du premier trimestre civil un mois après l'adoption de la norme par la Régie.

8. ÉVALUATION FINALE DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		2 982	Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	2 982	

Projet QC-2015-01

Norme VAR-001-4 – Réglage de la tension et de la puissance réactive

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

L'effondrement de la tension peut causer des déclenchements et entraîner une panne sur le réseau, tandis que des niveaux de tension trop élevés augmentent le risque de bris des équipements du réseau. Les exigences des normes VAR (« Tension et puissance réactive ») visent le maintien en temps réel de la tension du réseau et de la puissance réactive à l'intérieur des limites prescrites.

La norme VAR-001-4 permet d'assurer la surveillance en temps réel des niveaux de tension, des transits de puissance réactive et des réserves de puissance réactive. L'intégrité des équipements et la fiabilité du réseau électrique sont ainsi préservées, et la tension peut être réglée en tout temps à l'intérieur des plages appropriées.

Elle exige que les *exploitants de réseau de transport* (TOP) définissent un programme de tension du réseau et que ce plan soit communiqué au *coordonnateur de la fiabilité* (RC) et aux TOP adjacents. De plus, les TOP doivent programmer des ressources réactives suffisantes pour régler la tension en conditions normales et de *contingence* et diriger l'opération en *temps réel* des dispositifs de régulation de la tension et du flux de puissance réactive. Les TOP doivent également communiquer à l'*exploitant d'installation de production* (GOP) les critères d'exemption d'un groupe de production, s'il y a lieu.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

VAR-001-2

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune

3.3. Nouvelles définitions à modifier au glossaire :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Cette norme s'applique seulement aux *exploitants de réseau de transport* (TOP). Elle vise donc uniquement la direction Contrôle des mouvements d'énergie d'Hydro-Québec TransÉnergie.

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

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

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Le délai accordé aux entités pour la mise en œuvre de la norme VAR-001-4 aux États-Unis était de trois mois. L'entrée en vigueur a été fixée au 1er octobre 2014. Puisque cette norme vise seulement le Coordonnateur dans sa fonction de TOP et qu'il applique déjà cette norme de façon volontaire depuis son entrée en vigueur aux États-Unis, le Coordonnateur propose une entrée en vigueur rapide de cette norme au Québec.

Norme	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée en vigueur proposée au Québec	Justification
VAR-001-4	1 ^{er} octobre 2014	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité	X		

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.

Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.

Important : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie		2 538	Suivi de la conformité
RTA	150		RTA n'est pas visé par cette norme
Total	150	2 538	

Projet QC-2015-01

Norme VAR-002-3 – Exploitation des groupes de production en vue du maintien des programmes de tension du réseau

1. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE

L'effondrement de la tension peut causer des déclenchements et entraîner une panne sur le réseau, tandis que des niveaux de tension trop élevés augmentent le risque de bris des équipements du réseau. Les exigences des normes VAR (« Tension et puissance réactive ») visent le maintien en temps réel de la tension du réseau et de la puissance réactive à l'intérieur des limites prescrites.

La norme VAR-002-3 requiert que les groupes de production assurent le réglage de la tension et de la puissance réactive permettant d'assurer que les niveaux de tension, les transits de puissance réactive et les réserves de puissance réactives sont maintenus dans une plage donnée afin de protéger l'équipement et la fiabilité du réseau électrique. Elle oblige les exploitants d'installations de production d'aviser l'exploitant de réseau de transport quand survient un changement d'état, de capacité de production ou de puissance réactive d'une ressource appartenant à un groupe de production.

2. PRÉREQUIS À L'ADOPTION

Aucun

3. MODIFICATIONS À D'AUTRES NORMES OU AUX DÉFINITIONS DU GLOSSAIRE

3.1. Normes ou exigences à retirer lors de l'entrée en vigueur :

VAR-002-1.1b

3.2. Nouvelles définitions à ajouter au glossaire :

Aucune

3.3. Nouvelles définitions à modifier au glossaire :

Aucune

3.4. Définitions à retirer du glossaire :

Aucune

4. APPLICABILITÉ

Exigences	Fonctions visées	
	Exploitant d'installation de production	Propriétaire d'installation de production
E1	X	
E2	X	
E3	X	
E4	X	
E5		X
E6		X

5. DISPOSITIONS PARTICULIÈRES POUR LE QUÉBEC

Disposition générale :

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

Disposition particulière applicable à E2 :

En ce qui concerne l'exigence E2, les *exploitants d'installation de production* qui ne sont pas *propriétaires d'installation de transport* doivent maintenir le programme de tension ou de *puissance réactive* de son ou ses groupes de production, à la sortie de ses installations de production afin de maintenir la tension du *réseau de transport principal* dans les plages prescrites. Les *exploitants d'installation de production* qui sont aussi *propriétaires d'installation de transport* doivent maintenir le programme de tension ou de *puissance réactive* aux points de raccordement de son réseau avec celui d'un tiers afin de maintenir la tension du *réseau de transport principal* dans les plages prescrites.

Disposition particulière applicable à E5 et E6 :

Les *exploitants d'installation de production* ne sont pas tenus de respecter les exigences E5, E5.1, E5.1.1., E5.1.2, E5.1.3, E6 et E6.1 étant donné que l'*exploitant du réseau de transport* donnera des consignes en fonction de la tension à maintenir sur le réseau de transport.

6. DATES D'ENTRÉE EN VIGUEUR PROPOSÉES

Le délai accordé aux entités pour la mise en œuvre de la norme VAR-002-3 aux États-Unis était de trois mois. L'entrée en vigueur a été fixée au 1^{er} octobre 2014. Dans un scénario de rattrapage des versions en vigueur aux États-Unis et dans les provinces voisines, le Coordonnateur propose une entrée en vigueur rapide de cette norme au Québec.

Norme	Date d'entrée en vigueur aux États-Unis	Date d'entrée proposée au Québec	Justification
VAR-002-3	1 ^{er} octobre 2014	Le premier jour du premier trimestre civil à survenir un mois après l'adoption de la norme par la Régie de l'énergie.	Uniformisation des pratiques avec les autres juridictions.

7. ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

	Faible	Modéré	Important
Implantation de la norme		X	
Maintien de la norme		X	
Suivi de la conformité	X		

Légende :

Faible : Pratique normale de l'industrie ou norme n'entraînant que des ajustements mineurs aux processus ou aux pratiques en place.

Modéré : Changement qui nécessite d'allouer certaines ressources matérielles, humaines ou financières pour implanter, maintenir ou assurer le suivi de la conformité à la norme proposée.

Important : Changement qui nécessite de prévoir et d'allouer des ressources matérielles, humaines ou financières importantes pour planifier et réaliser l'implantation, le maintien ou le suivi de la conformité à la norme proposée.

8. ÉVALUATION DE L'IMPACT

Les coûts indiqués dans les tableaux ci-dessous représentent une estimation des coûts reliés à l'implantation des normes ainsi qu'au maintien et au suivi de leur conformité pour les entités qui ont retourné le formulaire d'évaluation de l'impact fourni dans le cadre du processus de consultation publique.

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
Hydro-Québec TransÉnergie	2 100	4 463	5.5 jours annuellement pour le suivi et mise à jour de la documentation Suivi de la conformité
RTA	1 000	1 000	
Total	3 100	5 463	