

## **DOCUMENTS DE LA RENCONTRE AVEC ÉLL-EBMI**



# **June 18th Meeting with Énergie Renouvelable Brookfield**

## **Agenda**

- 1. File status before the Régie de l'énergie du Québec**
  - Context
    - i. Reliability Coordinator designation for Québec
    - ii. Code of conduct
  - File regarding the Application and Compliance to Reliability Standards to be deposited to the Régie (*coming*)
    - i. Reliability Standards
    - ii. Registry of entities subjected to Reliability Standards
    - iii. Reliability Standards application Matrix
    - iv. Sanction Guidelines and Table for non compliance to Reliability Standards
  
- 2. NERC Functional Model transposed to Québec.**
  
- 3. Registry of entities subjected to Reliability Standards**
  - Functions performed by encountered entities
  - System category and installation subjected to Reliability Standards
  - Reliability Standards application Matrix
  
- 4. Entities registration according to their performed Function(s) in NERC Functional Model**
  
- 5. Reliability Standards Compliance and Enforcement Program**
  - Subject to agreement between the Régie, NERC and NPCC
  - Subjected Entities Compliance Verification Responsibilities
  - Possible Audits
  
- 6. Sanctions Guidelines and Table for non compliance to Reliability Standards**
  
- 7. Reliability Standards Development Procedures**
  - NERC
  - NPCC
  - Québec Specific
  
- 8. Proposed deadlines**
  
- 9. Information and Questions**
  - Web Sites
  - E-mail Address
  - Mail Address

# Rencontre avec Énergie Renouvelable Brookfield

## 18 juin 2008

### Ordre du jour

1. État du dossier devant la Régie
  - Historique
    - i. Désignation du coordonnateur de la fiabilité au Québec
    - ii. Code de conduite
  - Dépôt des documents encadrant l'application et la vérification du respect des normes de la fiabilité (à venir)
    - i. Normes de fiabilité
    - ii. Registre des entités visées par les normes de fiabilité
    - iii. Matrice d'application des normes de fiabilité
    - iv. Guide et grille des sanctions en cas de non-conformité aux normes de fiabilité
2. Rappel du modèle de fiabilité de la NERC transposé au Québec.
3. Registre des entités visées par les normes de fiabilité
  - Fonctions exercées par les entités rencontrées
  - Catégories de réseaux et d'installations visées par les normes de fiabilité
  - Matrice d'application des normes de fiabilité
4. Enregistrement des entités selon leur(s) fonction(s) dans le modèle de fiabilité de la NERC
5. Processus du suivi de la conformité aux normes de fiabilité
  - Sujet à l'entente entre la Régie, la NERC et le NPCC
  - Responsabilités des entités visées pour la vérification de la conformité
  - Audits éventuels
6. Guide et grille des sanctions applicables en cas de non-conformité aux normes de fiabilité
7. Processus consultatifs pour l'élaboration ou la modification des normes de fiabilité
  - NERC
  - NPCC
  - Spécifiques au Québec
8. Échéancier proposé
9. Coordonnées pour informations et questions
  - Sites Internet
  - Adresse courriel
  - Adresse postale

*Liste des participants*  
*Rencontre entre CMÉ et Énergie Renouvelable Brookfield - 18 juin 2008*

Joseph Fox	CMÉ
Laurent Leclerc	Brookfield
Roger Champagne	CMÉ
Martin Boisvert	CMÉ
Albert Poiré	CMÉ
Louis-Omer Rioux	CMÉ
Marc-André Laurin	Brookfield
Normand Perreault	Brookfield
Paul Steckley	Brookfield
Bernard Cadieux	Brookfield



# Rencontre avec les entités visées par les normes de fiabilité

**Rencontre d'information avec  
Énergie Renouvelable Brookfield  
18 juin 2008**

Note: Ce document ne présuppose pas des décisions futures de la Régie de l'énergie dans ce dossier.

# Ordre du jour de la rencontre

1. **État du dossier devant la Régie**
  - Historique
    - i. Désignation du coordonnateur de la fiabilité au Québec
    - ii. Code de conduite
  - Dépôt des documents encadrant l'application et la vérification du respect des normes de fiabilité (*à venir*)
    - i. Normes de fiabilité
    - ii. Registre des entités visées par les normes de fiabilité
    - iii. Matrice d'application des normes de fiabilité
    - iv. Guide et grille des sanctions en cas de non-conformité aux normes de fiabilité
2. **Rappel du modèle de fiabilité de la NERC transposé au Québec.**
3. **Registre des entités visées par les normes de fiabilité**
  - Fonctions exercées par les entités rencontrées
  - Catégories de réseaux et d'installations visées par les normes de fiabilité
  - Matrice d'application des normes de fiabilité
4. **Enregistrement des entités selon leur(s) fonction(s) dans le modèle de fiabilité de la NERC**
5. **Processus du suivi de la conformité aux normes de fiabilité**
  - Sujet à l'entente entre la Régie, la NERC et le NPCC
  - Responsabilités des entités visées pour la vérification de la conformité
  - Audits éventuels
6. **Guide et grille des sanctions applicables en cas de non-conformité aux normes de fiabilité**
7. **Processus consultatifs pour l'élaboration ou la modification des normes de fiabilité**
  - NERC
  - NPCC
  - Spécifiques au Québec
8. **Échéancier proposé**
9. **Coordonnées pour informations et questions**
  - Site Internet du coordonnateur de la fiabilité
  - Adresse courriel
  - Téléphone



## Section 1

# État du dossier devant la Régie de l'énergie



# Historique

- Le 28 février 2007, Hydro-Québec TransÉnergie dépose une requête à la Régie de l'énergie afin d'obtenir la désignation de coordonnateur de la fiabilité pour sa direction Contrôle des mouvements d'énergie (CME);
- Au printemps 2007, Hydro-Québec TransÉnergie rencontre les entités susceptibles d'être touchées par le dossier;
- Le 14 août 2007, la Régie accorde, à CME, la désignation de coordonnateur de la fiabilité au Québec;
  - Le coordonnateur de la fiabilité doit, entre autres :
    - exercer les fonctions de fiabilité actuelles prévues dans le modèle de fiabilité de la NERC
    - déposer auprès de la Régie les normes de fiabilité proposées par un organisme reconnu en matière de fiabilité
    - déposer une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées
    - déposer un Registre identifiant les propriétaires ou exploitants et les distributeurs visés par les normes de fiabilité déposées à la Régie



## Historique (suite)

- Le 30 novembre 2007, le site Web du coordonnateur de la fiabilité est mis en ligne;
- En décembre 2007, la Régie de l'énergie approuve le **Code de conduite du Coordonnateur de la fiabilité du Québec** pour une mise en vigueur le 14 janvier 2008;
- Au printemps 2008, le coordonnateur de la fiabilité prévoit rencontrer toutes les entités visées afin de les informer de la suite du dossier et du dépôt des normes de fiabilité à la Régie de l'énergie.



## Dépôt des documents encadrant l'application et la vérification du respect des normes de fiabilité

- En juin 2008, le coordonnateur de la fiabilité déposera à la Régie de l'énergie pour adoption :
  - Les normes de fiabilité applicables au Québec
    - Pour fins d'arrimage avec l'ensemble de l'industrie de l'électricité, les premières normes déposées seront celles approuvées par la NERC et la FERC;
  - Le registre des entités et des installations visées par les normes de fiabilité de la NERC;
  - La matrice d'application des normes de fiabilité;
  - Le guide et la grille des sanctions en cas de non-conformité aux normes de fiabilité.

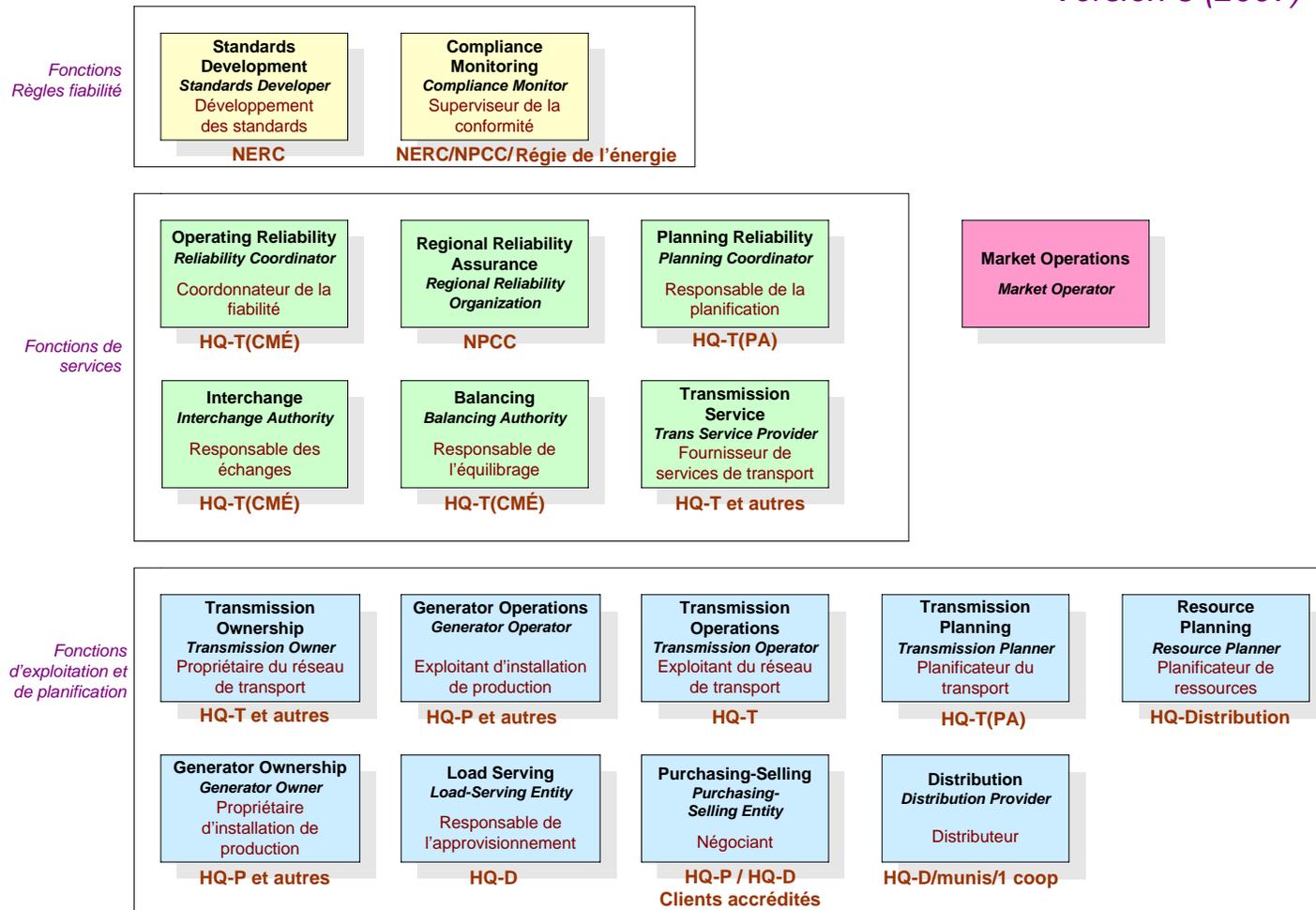


## Section 2

# Rappel du modèle de fiabilité de la NERC transposé au Québec

# Transposition du modèle de fiabilité de la NERC au Québec

Version 3 (2007)





## Section 3

# Registre des entités visées par les normes de fiabilité

## Fonctions applicables à Brookfield

- Énergie Renouvelable Brookfield est propriétaire/exploitant d'un réseau exploité à 120 kV et à 230 kV. Certains éléments de ce réseau sont classés « réseau de transport principal » et sont interconnectés aux réseaux d'Hydro-Québec TransÉnergie au Québec, et d'Hydro-One en Ontario. Brookfield dispose de trois points de livraison/réception (MAHO, MAFA, MATI) et offre également un service de transport en réseau intégré.

De plus, Brookfield possède et exploite deux centrales hydroélectriques d'une capacité de plus de 50 MVA. Brookfield réalise aussi des activités de courtage en énergie et est enregistrée comme cliente du service de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie.

Brookfield assume donc les fonctions suivantes selon le modèle de fiabilité de la NERC :

- Propriétaire du réseau de transport (**TO**)
- Fournisseur de services de transport (**TSP**)
- Propriétaire d'installation de production (**GO**)
- Exploitant d'installation de production (**GOP**)
- Négociant (**PSE**)



## Catégories de réseaux et d'installations de Brookfield visés par les normes de fiabilité

- Réseau de transport principal exploité à 120 kV et à 230 kV raccordé au réseau de transport principal d'Hydro-Québec TransÉnergie et d'Hydro-One (Ontario).
- Lignes exploitées à 230 kV.
- Points de livraison/réception MAHO, MAFA et MATI, service de transport en réseau intégré et activités de courtage.
- Centrales de High-Falls (91,38 MW) et de Masson (119,36 MW).

# Matrice d'application des normes de fiabilité pour Brookfield

## ■ Normes applicables à Brookfield dans ses fonctions de «TO» :

- FAC-001-0
- FAC-002-0
- FAC-003-1
- FAC-008-1
- FAC-009-1
- IRO-004-1
- MOD-010-0
- MOD-012-0
- PRC-004-1
- PRC-018-1

## ■ Normes applicables à Brookfield dans ses fonctions de «TSP» :

- EOP-002-2
- INT-006-1
- IRO-001-1
- IRO-004-1
- IRO-005-1
- MOD-006-0
- MOD-007-0
- TOP-002-2

## ■ Normes applicables à Brookfield dans ses fonctions de «PSE» :

- INT-001-2
- INT-004-1
- IRO-001-1
- IRO-005-1
- TOP-005-1
- VAR-001-1

# Matrice d'application des normes de fiabilité pour Brookfield

## ■ Normes applicables à Brookfield dans ses fonctions de «GOP» :

- BAL-005-0
- CIP-001-1
- COM-002-2
- EOP-004-1
- IRO-001-1
- IRO-004-1
- IRO-005-1
- PRC-001-1
- TOP-001-1
- TOP-002-2
- TOP-003-0
- TOP-006-1
- VAR-002-1

## ■ Normes applicables à Brookfield dans ses fonctions de «GO» :

- FAC-002-0
- FAC-008-1
- FAC-009-1
- IRO-004-1
- MOD-010-0
- MOD-012-0
- PRC-004-1
- VAR-002-1



## Section 4

# Enregistrement des entités selon leur(s) fonction(s) dans le modèle de fiabilité de la NERC

# Enregistrement des entités selon leur(s) fonction (s)

- Depuis 2004, la NERC invite les compagnies d'électricité à s'enregistrer dans leur(s) fonctions(s) de façon volontaire auprès de leur conseil régional (NPCC dans le cas du Québec).
- Aux États-Unis, cet enregistrement est maintenant obligatoire.
- Au Québec, c'est la **Régie de l'énergie** qui a juridiction dans ce domaine.
- Le Coordonnateur de la fiabilité doit préparer le registre des entités visées et le soumettre à la Régie.
- La Régie déterminera par la suite la marche à suivre pour leur enregistrement.
- Les entités enregistrées ont la possibilité de participer aux groupes de travail et comités du NPCC et de la NERC qui élaborent les normes.



## Section 5

# Processus de suivi de la conformité aux normes de fiabilité

# Normes vs Critères

## ■ Norme (NERC, Régionale):

- Applicabilité ↪ Qui doit la respecter;
- But ↪ Pourquoi cette norme;
- Exigences ↪ Ce qui doit être respecté;
- Mesures ↪ Comment vérifier le respect des exigences;
- Conformité ↪ Ce qu'il faut faire pour être conforme;
- Niveau de violation ↪ Comment évaluer le degré de non-conformité.

## ■ Critère (NPCC):

- Document présentant certaines exigences régionales (zone du nord-est de l'Amérique du nord) à respecter;
  - N'indique pas toujours clairement son applicabilité;
  - Ne contient généralement pas de mesure;
  - Ne traite pas de conformité ou de niveau de violation;
- Document d'appui et utilisé dans les zones du NPCC pour satisfaire les normes de la NERC.
- Le NPCC transformera éventuellement les critères en normes régionales. À ce moment, le coordonnateur de la fiabilité pourra les déposer à la Régie pour adoption.



## Bref historique du suivi de la conformité

- Depuis 1999, la NERC et le NPCC ont mis en place un programme annuel de suivi de la conformité.
- La NERC a délégué au NPCC le rôle de coordination et de surveillance de la conformité pour le nord-est de l'Amérique du nord.
- Le programme annuel est coordonné par le NPCC et couvre un échantillon des critères et des normes en vigueur.
- Le Québec a participé depuis le début comme une des cinq zones de fiabilité du NPCC.
- Depuis 2007, le suivi de la conformité se fait directement avec les entités enregistrées en regard de leur(s) fonction(s).
- Présentement, en cas de non-conformité, le NPCC émet des lettres de réprimande.
- Depuis 2007, aux États-Unis, la législation a introduit des sanctions monétaires lors de non-conformité aux normes.

## Suivi de la conformité à la suite de l'adoption des normes par la Régie de l'énergie

- La Régie est à convenir d'une entente (MOU) avec la NERC et le NPCC pour déterminer les modalités des services à être rendus par ces organismes.
- Au Québec, la Régie de l'énergie appliquera les sanctions conformément à la *Loi sur la Régie de l'énergie* et, le cas échéant, selon les recommandations de la NERC ou du NPCC lors de non-conformité aux normes que la Régie aura adoptées.
- Les sanctions peuvent comprendre notamment :
  - *la transmission d'une lettre de réprimande rendue publique;*
  - *l'imposition de conditions par la Régie à l'exercice de certaines activités;*
  - *une sanction monétaire ne pouvant excéder 500 000\$ par jour.*

# Fonctionnement du programme de suivi de la conformité

- Le déroulement du suivi de la conformité:
  - Vers la fin de chaque année, la NERC annonce les normes qui font partie du programme annuel de l'année suivante. Le NPCC y ajoute ses propres obligations à suivre.
  - Au NPCC, le comité de conformité (*Compliance Committee*) s'occupe du suivi de la conformité.
  - Chaque entité touchée par le programme annuel doit soumettre des déclarations de conformité (autocertifications) par fonction, en utilisant l'application informatique du NPCC (CDAA=*CMEP Data Administration Application*).
  - Cette application informatique donne accès à des gabarits à remplir et assure le respect des échéances. (Exemples de gabarits ci-après)
  - Actuellement, chaque non-conformité exige le dépôt d'un plan de redressement (*Mitigation Plan*) qui doit être accepté par le NPCC.
  - La non-conformité à une exigence pourra entraîner des sanctions, selon les modalités que la Régie mettra en place avec le NPCC et la NERC.



## FAC-003-1 Self Certification (TO) - Vegetation Management Program - 2008

- System Administration
- Committees
- Compliance
  - RC Forms
  - BA Forms
  - TP Forms
  - DP Forms
  - GOP Forms
  - PSE Forms
  - RS Forms
  - TOP Forms
  - PA Forms
  - TSP Forms
  - RP Forms
  - GO Forms
  - LSE Forms
  - TO Forms**
  - All Forms
  - Historical Forms
  - Certification Statements
  - Mitigation Plans

\* Required Fields

**Technical Contact**

\* Andre Vallee (vallee.andre@hydro.qc.ca)

- The information in this submittal is designated as "Confidential". As such, it may include trade secrets, commercial or financial information that the submitter believes is commercially valuable and does not customarily disclose to the public. Disclosure of this information to the public could reasonably be expected to cause substantial competitive harm to the submitter. NPCC will disclose this information to NERC and other third parties, only as required, and in accordance with established procedures pursuant to section 1500 of the NERC rules of procedure.

As a representative of **Hydro-Quebec TransEnergie**, I confirm the following:

- 1. I certify that **Hydro-Quebec TransEnergie** is in **Full Compliance** with the NERC Reliability Standard FAC-003-1.
- 2. I certify that **Hydro-Quebec TransEnergie** is **Non-Compliant** level  with the NERC Reliability Standard FAC-003-1.

**Check all requirements that apply:**

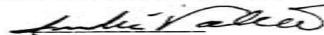
- R1.** The Transmission Owner shall prepare, and keep current, a formal transmission vegetation management program (TVMP). The TVMP shall include the Transmission Owner's objectives, practices, approved procedures, and work specifications:
  - R1.1.** The TVMP shall define a schedule for and the type (aerial, ground) of ROW vegetation inspections. This schedule should be flexible enough to adjust for changing conditions. The inspection schedule shall be based on the anticipated growth of vegetation and any other environmental or operational factors that could impact the relationship of vegetation to the Transmission Owner's transmission lines.
  - R1.2.** The Transmission Owner, in the TVMP, shall identify and document clearances between vegetation and any overhead, ungrounded supply conductors, taking into consideration transmission line voltage, the effects of ambient temperature on conductor sag under maximum design loading, and the effects of wind velocities on conductor sway. Specifically, the Transmission Owner shall establish clearances to be achieved at the time of vegetation management work identified herein as Clearance 1, and shall also establish and maintain a set of clearances identified herein as Clearance 2 to prevent flashover between vegetation and overhead ungrounded supply conductors.
    - R1.2.1.** Clearance 1 — The Transmission Owner shall determine and document appropriate clearance distances to be achieved at the time of transmission vegetation management work based upon local conditions and the expected time frame in which the Transmission Owner plans to return for future vegetation management work. Local conditions may include, but are not limited to: operating voltage, appropriate vegetation management techniques, fire risk, reasonably anticipated tree and conductor movement, species types and growth rates, species failure characteristics, local climate and rainfall patterns, line terrain and elevation, location of the vegetation within the span, and worker approach distance requirements. Clearance 1 distances shall be greater than those defined by Clearance 2 below.
    - R1.2.2.** Clearance 2 — The Transmission Owner shall determine and document specific radial clearances to be maintained between vegetation and conductors under all rated electrical operating conditions. These minimum clearance distances are necessary to prevent flashover between vegetation and conductors and will vary due to such factors as altitude and operating voltage. These Transmission Owner-specific minimum clearance distances shall be no less than those set forth in the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) Standard 516-2003 (Guide for Maintenance Methods on Energized Power Lines) and as specified in its Section 4.2.2.3, Minimum Air Insulation Distances without Tools in the Air Gap.

# Exemple 1 de gabarit de conformité (suite)

Page 2/2

- R1.2.2.1.** Where transmission system transient overvoltage factors are not known, clearances shall be derived from Table 5, IEEE 516-2003, phase-to-ground distances, with appropriate altitude correction factors applied.
- R1.2.2.2.** Where transmission system transient overvoltage factors are known, clearances shall be derived from Table 7, IEEE 516-2003, phase-to-phase voltages, with appropriate altitude correction factors applied.
- R1.3.** All personnel directly involved in the design and implementation of the TVMP shall hold appropriate qualifications and training, as defined by the Transmission Owner, to perform their duties.
- R1.4.** Each Transmission Owner shall develop mitigation measures to achieve sufficient clearances for the protection of the transmission facilities when it identifies locations on the ROW where the Transmission Owner is restricted from attaining the clearances specified in Requirement 1.2.1.
- R1.5.** Each Transmission Owner shall establish and document a process for the immediate communication of vegetation conditions that present an imminent threat of a transmission line outage. This is so that action (temporary reduction in line rating, switching line out of service, etc.) may be taken until the threat is relieved.
- R2.** The Transmission Owner shall create and implement an annual plan for vegetation management work to ensure the reliability of the system. The plan shall describe the methods used, such as manual clearing, mechanical clearing, herbicide treatment, or other actions. The plan should be flexible enough to adjust to changing conditions, taking into consideration anticipated growth of vegetation and all other environmental factors that may have an impact on the reliability of the transmission systems. Adjustments to the plan shall be documented as they occur. The plan should take into consideration the time required to obtain permissions or permits from landowners or regulatory authorities. Each Transmission Owner shall have systems and procedures for documenting and tracking the planned vegetation management work and ensuring that the vegetation management work was completed according to work specifications.
- R3.** The Transmission Owner shall report quarterly to its RRO, or the RRO's designee, sustained transmission line outages determined by the Transmission Owner to have been caused by vegetation.
  - R3.1.** Multiple sustained outages on an individual line, if caused by the same vegetation, shall be reported as one outage regardless of the actual number of outages within a 24- hour period.
  - R3.2.** The Transmission Owner is not required to report to the RRO, or the RRO's designee, certain sustained transmission line outages caused by vegetation: (1) Vegetation-related outages that result from vegetation falling into lines from outside the ROW that result from natural disasters shall not be considered reportable (examples of disasters that could create non-reportable outages include, but are not limited to, earthquakes, fires, tornados, hurricanes, landslides, wind shear, major storms as defined either by the Transmission Owner or an applicable regulatory body, ice storms, and floods), and (2) Vegetation-related outages due to human or animal activity shall not be considered reportable (examples of human or animal activity that could cause a non-reportable outage include, but are not limited to, logging, animal severing tree, vehicle contact with tree, arboricultural activities or horticultural or agricultural activities, or removal or digging of vegetation).
  - R3.3.** The outage information provided by the Transmission Owner to the RRO, or the RRO's designee, shall include at a minimum: the name of the circuit(s) outaged, the date, time and duration of the outage; a description of the cause of the outage; other pertinent comments; and any countermeasures taken by the Transmission Owner.
  - R3.4.** An outage shall be categorized as one of the following:
    - R3.4.1.** Category 1 — Grow-ins: Outages caused by vegetation growing into lines from vegetation inside and/or outside of the ROW;
    - R3.4.2.** Category 2 — Fall-ins: Outages caused by vegetation falling into lines from inside the ROW;
    - R3.4.3.** Category 3 — Fall-ins: Outages caused by vegetation falling into lines from outside the ROW.
- 3.** The NERC Reliability Standard FAC-003-1 does not apply to Hydro-Quebec TransÉnergie because

I certify the compliance information submitted is complete and correct, to the best of my knowledge.



André Vallée  
Chef unité Lignes, câbles et environnement  
vallee.andre@hydro.qc.ca  
514 840-3000ext.3087

Signed on: 2008-03-07  
Due Date: 2008-03-20



# Programme de conformité 2008

- Le programme de conformité 2008 est décrit dans le document NPCC CP-01 «Implementation of the NPCC Compliance Monitoring and Enforcement Program» (CMEP).
- Respect des obligations du NPCC (selon document A-08 et NRAP)
  - 10 exigences de critères, représentant 35 autocertifications ou déclarations de conformité.
- Respect des normes de la NERC
  - 50 exigences de normes, représentant 123 autocertifications ou déclarations visant des entités enregistrées
- Total: 60 exigences, totalisant 158 autocertifications ou déclarations réparties entre les différentes fonctions du modèle de fiabilité de la NERC.

*Le programme complet est disponible sur le site du coordonnateur de la fiabilité.*



# Audits

- Le programme annuel de conformité ne couvrant pas toutes les normes, l'audit est un aspect du suivi de la conformité qui prend de plus en plus d'importance.
- La NERC et le NPCC rendent publiques annuellement la planification des audits ainsi que les rapports des audits complétés (publiés sur leurs sites).
- Les exigences faisant l'objet d'un audit sont normalement accessibles dans des documents NERC et NPCC qui sont aussi communiquées aux entités choisies, au moins deux mois avant l'audit.



## Audits (suite)

- Il y a plusieurs types d'audits, allant d'un audit complet sur place à un audit ponctuel sur une exigence (*spot-check*) par courriel.
- HQT a participé avec succès à plusieurs audits de la NERC et du NPCC au cours des dernières années.
- Le cycle normal est d'environ 3 ans, mais avec la diversification des sujets, il se peut qu'ils deviennent plus fréquents.



## Conclusion concernant le suivi de la conformité

- Il est important que chaque entité visée respecte ses obligations.
- La soumission des déclarations de conformité doit se faire en ligne en utilisant l'application informatique CDAA selon l'échéancier en vigueur.
- La Régie décidera des nouvelles façons de faire, le cas échéant.
- La NERC et le NPCC organisent annuellement des séminaires d'information et de formation.
- Le coordonnateur de la fiabilité (HQT-CMÉ) sera disponible pour assurer le soutien aux entités visées par les normes.



## Section 6

# Guide et grille des sanctions applicables en cas de non-conformité aux normes de fiabilité



# Guide des sanctions applicables en cas de non-conformité

- Le calcul envisagé des sanctions se fera selon une matrice qui prendra en considération le **niveau de gravité de la non-conformité** ainsi que le **facteur de risque associé à la non-conformité** à l'exigence.
- Un guide, inspiré de celui proposé par la NERC, est en préparation.

# Grille des sanctions

Facteur de risque	Niveau de gravité de la non-conformité								
	Faible		Modéré		Élevé		Critique		
	Plage		Plage		Plage		Plage		
	Basse	Élevée	Basse	Élevée	Basse	Élevée	Basse	Élevée	
Faible	Lettre de réprimande	<i>à élaborer</i>							
Moyen									
Élevé									500 000\$



## Section 7

# Processus consultatifs pour l'élaboration ou la modification des normes de fiabilité



# Processus consultatifs

Les processus existants sont déjà accessibles à l'ensemble des intervenants du marché de l'électricité en Amérique du nord.

## ■ NERC

- Un processus consultatif pour le développement et la révision des normes de la NERC est géré par la NERC selon la norme ANSI.

## ■ NPCC

- Un processus consultatif est en place pour chacun des éléments suivants :
  - développement de normes régionales;
  - développement des documents régionaux (répertoires, critères, guides, procédures)
- Le coordonnateur de la fiabilité ne déposera pas les documents (critères) du NPCC à la Régie tant que ces derniers n'auront pas été rédigés sous forme de normes.



## Processus consultatifs (suite)

### ■ Au Québec

- Pour le moment, le coordonnateur de la fiabilité n'envisage pas déposer de **normes de fiabilité spécifiques au Québec**.
- Advenant le besoin de **normes de fiabilité spécifiques au Québec**, il utilisera le processus de consultation approuvé par la Régie dans sa décision du 14 août 2007 «D-2007-95, dossier R-3625-2007».

# Processus consultatifs (suite)

## ■ Au Québec (suite)

- Le processus, approuvé par la Régie, sera coordonné par le coordonnateur de la fiabilité. Les principales étapes sont:
  - Proposition d'une **norme de fiabilité spécifique au Québec** au coordonnateur de la fiabilité incluant une justification du besoin eu égard à la fiabilité;
  - Transmission de cette proposition à la Régie et aux entités visées par cette norme;
  - Avis de présentation de cette proposition sur les sites Internet de la Régie et du coordonnateur de la fiabilité;
  - Présentation, par le coordonnateur de la fiabilité, de cette proposition de normes;
  - Transmission de cette proposition de normes à la NERC et au NPCC;
  - Réception, par le coordonnateur de la fiabilité, des commentaires écrits des participants;
  - Réponse du coordonnateur de la fiabilité à ces commentaires. Au besoin, des réunions de travail seront tenues avec les entités visées par la norme proposée;
  - Modification de la proposition de normes, si requis;
  - Dépôt de la norme à la Régie pour adoption. Ce dépôt inclura les commentaires, les réponses fournies, les comptes rendus des réunions et la conclusion du coordonnateur de la fiabilité en termes de l'impact et de la pertinence.

# Modèle de fiabilité au Québec

## Rôles et interactions

**NERC (North American Electric Reliability Corporation)**

- Développe des normes
- Propose les barèmes des pénalités (aux É-U)

**Régie de l'énergie**

- Assure le suivi, inspecte, enquête pour surveiller l'application des normes (ex. audits)
- Développe des normes régionales

**Coordonnateur de la fiabilité**

- Remplit les fonctions de fiabilité
- Dépose les normes à la Régie.
- Identifie qui est soumis aux normes
- Soumet un guide de critères pour déterminer les sanctions
- Dépose les modifications aux normes.

Pour s'assurer que tous les propriétaires ou exploitants d'un réseau de transport ou d'installations électriques d'une tension ou d'une puissance définie par la loi respectent les normes de fiabilité qu'elle adopte:

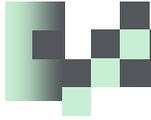
- Désigne le Coordonnateur de la fiabilité au Québec
- Mandate un organisme de fiabilité pour l'établissement et la surveillance des normes de fiabilité
- Adopte les normes au Québec
- Approuve le registre des entités soumises aux normes de fiabilité
- Approuve et applique les pénalités
- Détermine les modalités de paiement aux organismes de fiabilité (NERC, NPCC)

Sujet à l'entente, en négociation, entre la Régie, la NERC et le NPCC

Processus de consultation pour le développement de normes spécifiques au Québec

**Participants:**  
Entités visées au Québec

COORDONNATEUR  
DE LA FIABILITÉ

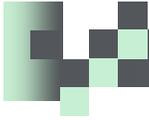


## Section 8

# Échéancier proposé

# Échéancier proposé

<b>Rencontres d'information avec les entités visées</b>	<b>Mai-juin 2008</b>
<b>Dépôt auprès la Régie :</b>	
<ul style="list-style-type: none"><li>des normes de fiabilité de la NERC en français et en anglais</li></ul>	<b>Juin 2008</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>de la matrice d'application des normes de la NERC</li></ul>	
<ul style="list-style-type: none"><li>du registre des entités et des installations visées par les normes de la NERC</li></ul>	
<ul style="list-style-type: none"><li>du guide et de la grille des sanctions applicables en cas de non-conformité</li></ul>	



## Section 9

# Coordonnées pour informations et questions



## Sources d'information

- Le site du coordonnateur de la fiabilité :  
[www.hydroquebec.com/transenergie/fiabilite/index.html](http://www.hydroquebec.com/transenergie/fiabilite/index.html)
- Le site de la Régie:  
[www.regie-energie.qc.ca/](http://www.regie-energie.qc.ca/)
- Le site du NPCC:  
[www.npcc.org/default.aspx](http://www.npcc.org/default.aspx)
- Le site de la NERC:  
[www.nerc.com/](http://www.nerc.com/)



## Pour plus d'informations ou questions

- Pour des demandes écrites sur les dossiers relatifs au coordonnateur de la fiabilité :

- Adresse courriel :

[fiabilite@hydro.qc.ca](mailto:fiabilite@hydro.qc.ca)

- Adresse postale:

Hydro-Québec TransÉnergie  
Direction Contrôle des mouvements d'énergie (Att. M. Louis-Omer Rioux)  
Complexe Desjardins  
Tour de l'Est, 11<sup>e</sup> étage  
Case postale 10 000  
Montréal (Québec)  
Canada H5B 1H7