DÉSIGNATION DU COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION 5

2. SITUATION AVANT LE RÉGIME OBLIGATOIRE DE FIABILITÉ 7

2.1 MISE EN CONTEXTE 7

2.2 DESCRIPTION DE L'ANCIEN MODÈLE DE FIABILITÉ 8

3. CHANGEMENT STRUCTUREL DU MODÈLE DE FIABILITÉ NORD-AMÉRICAIN 14

3.1 PANNE DU 14 AOÛT 2003 14

3.2 ADOPTION DE LA ENERGY POLICY ACT OF 2005 14

4. NOUVEAU MODÈLE DE FIABILITÉ OBLIGATOIRE AU QUÉBEC 19

4.1 MISE EN CONTEXTE 19

4.2 PROJET DE LOI 52 OU LOI 46 21

4.3 DESCRIPTION DU NOUVEAU MODÈLE DE FIABILITÉ OBLIGATOIRE AU QUÉBEC 22

5. DÉSIGNATION DU COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC 25

5.1 MISE EN CONTEXTE 25

5.2 CONDITIONS DE DÉSIGNATION DU COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ 26

5.3 RÔLES ET RESPONSABILITÉS DU COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ 27

5.4 PROCESSUS CONSULTATIF POUR LES NORMES SPÉCIFIQUES AU QUÉBEC 28

5.5 DIRECTION CONTRÔLE DES MOUVEMENTS D'ÉNERGIE - COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC 29

6. CONCLUSION 34

1. INTRODUCTION

Le 14 août 2003, une panne d'électricité majeure survient dans le nord-est américain. Elle épargne le Québec mais touche une partie de l'Ontario. Cet événement met en lumière l'importance d'assurer la fiabilité des réseaux de transport d'électricité.

Un examen approfondi des causes de cette panne et des diverses pratiques nord-américaines en matière de fiabilité est alors entrepris autant au Canada qu'aux États-Unis. À cette fin, un groupe de travail Canada – États-Unis est mis sur pied. On lui confie le mandat de revoir le fonctionnement du régime encadrant la fiabilité afin, notamment, de raffermir les obligations des transporteurs œuvrant en Amérique du Nord.

Le gouvernement du Québec participe à cet exercice et le fruit de ses réflexions est reflété dans sa nouvelle stratégie énergétique[1]. La *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives* (le «Projet de loi 52»)[2] est alors présentée.

Les nouvelles orientations du gouvernement du Québec en matière de fiabilité des réseaux de transport avaient déjà été prises en compte dans le *Plan stratégique 2006-2010* d'Hydro-Québec[3] (le «Plan stratégique»). L'entreprise y présente notamment les stratégies qu'elle entend privilégier et déployer en cette matière à l'horizon du Plan stratégique. Celles-ci visent entre autres à assurer la fiabilité du réseau de transport desservant la population du Québec.

[1] L'ÉNERGIE pour construire le Québec de demain - La stratégie énergétique du Québec 2006-2015, Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune, mai 2006.
[2] Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives, Projet de loi 52, (adopté le 13 décembre 2006), 2ième session, 37ième législature (Québec).
[3] *Plan stratégique 2006-2010*, Affaires corporatives et secrétariat général, Hydro-Québec, 2e trimestre 2006.

Plus particulièrement, le Plan stratégique confère à la division TransÉnergie d'Hydro-Québec la tâche de contribuer, de concert avec les autorités compétentes désignées à cette fin, à l'élaboration ainsi qu'à la mise en place du nouveau modèle de fiabilité obligatoire et du cadre réglementaire préconisé pour en assurer le bon fonctionnement.

Le 13 décembre 2006, le gouvernement du Québec adopte le Projet de loi 52 qui devient le chapitre 46 des Lois de 2006 (la «Loi 46»). Cette loi confère notamment à la Régie de l'énergie («la Régie») de nouveaux pouvoirs en matière de fiabilité des réseaux de transport, dont celui de désigner le coordonnateur de la fiabilité au Québec.[4]

La présente demande d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le «Transporteur») a pour objet d'obtenir de la Régie la désignation de sa direction Contrôle des mouvements d'énergie (la «direction CMÉ») à titre de coordonnateur de la fiabilité au Québec.

Afin de situer la présente demande dans son contexte, le Transporteur brosse d'abord un tableau sommaire du modèle de fiabilité en place aux États-Unis et au Québec avant l'implantation du nouveau régime obligatoire de fiabilité. Le changement structurel du modèle de fiabilité en place en Amérique du Nord est ensuite décrit. Les démarches entreprises afin d'assurer la mise en place du nouveau cadre réglementaire régissant la fiabilité au Québec sont alors exposées. Enfin, le Transporteur justifie sa demande de faire désigner sa direction CMÉ à titre de coordonnateur de la fiabilité au Québec.

[4] Loi sur la Régie de l'énergie, L.R.Q., c. R-6.01, art. 85.5.

2. SITUATION AVANT LE RÉGIME OBLIGATOIRE DE FIABILITÉ

2.1 Mise en contexte

La mission d'Hydro-Québec TransÉnergie

Le Transporteur exploite le plus grand réseau de transport d'électricité en Amérique du Nord, avec plus de 32 000 kilomètres de lignes et des interconnexions qui permettent des échanges d'énergie avec le Nouveau Brunswick, l'Ontario et le nord-est des États-Unis.

Sa mission vise deux grands axes, soit :

- Transporter l'électricité au meilleur coût et avec le niveau de qualité attendu en vue de satisfaire la demande d'électricité et l'offre requise, tout en assurant la pérennité optimale et le développement du réseau de transport dans une optique de développement durable ;

- Contrôler les mouvements d'énergie sur le réseau de transport sous sa juridiction, au meilleur coût et selon la qualité attendue, tout en respectant les règles ou normes régissant l'industrie de l'électricité en Amérique du Nord.

Sa participation aux organismes de fiabilité reconnus

Le Transporteur exploite depuis plusieurs années son réseau en conformité avec les normes de fiabilité reconnues en Amérique du Nord. Ces normes de fiabilité ont été élaborées au fil des ans par les organismes de fiabilité mis en place à cette fin, soit le North American Electric Reliability Council (le «NERC») et le Northeast Power Coordinating Council (le «NPCC»).

Dans les années 1990, Hydro-Québec a fait des investissements importants dans son réseau de transport. Depuis lors, Hydro-Québec TransÉnergie se

conforme à toutes ces normes. La fiabilité du réseau de transport d'électricité du Québec a ainsi gagné en robustesse, et la clientèle desservie par Hydro-Québec en a bénéficié.

Hydro-Québec TransÉnergie est membre du NPCC et du NERC. Elle y joue un rôle actif et participe à l'élaboration, l'implantation et la révision périodique des normes de fiabilité en place en Amérique du Nord.

La section suivante décrit succinctement le modèle de fiabilité qui prévalait jusqu'à tout récemment, soit jusqu'à l'implantation du régime obligatoire de fiabilité en Amérique du Nord dicté par l'adoption de la *Energy Policy Act of 2005* aux États-Unis[5] (la «EPAct 2005») dont fait état la section 3.2 suivante. Les principales responsabilités alors confiées au NERC et au NPCC ainsi que la participation d'Hydro-Québec TransÉnergie au sein de ces organismes y sont plus spécifiquement présentées.

2.2 Description de l'ancien modèle de fiabilité

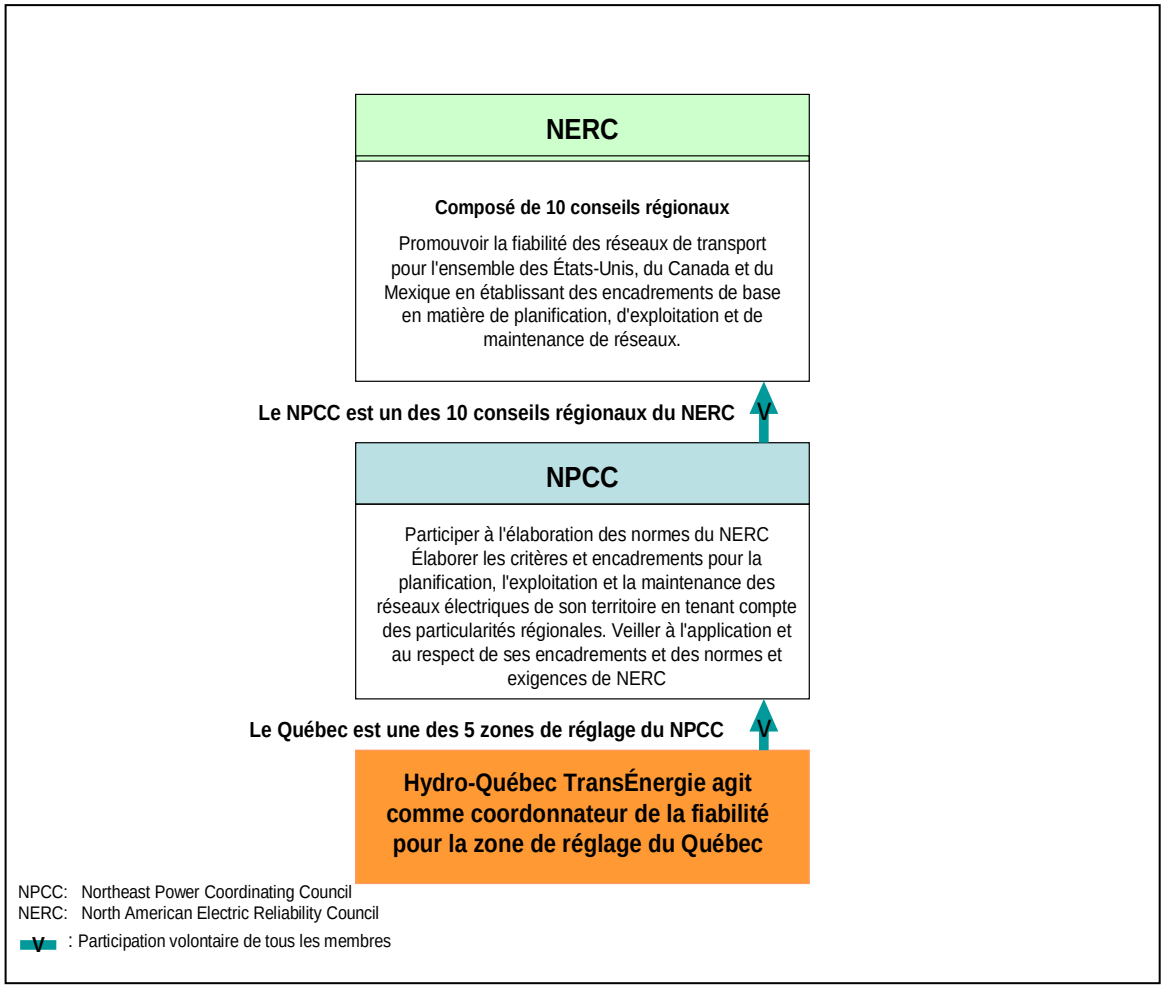
Pour l'essentiel, le modèle nord-américain de fiabilité auparavant en place était établi sur une base volontaire. Les entreprises responsables du transport de l'électricité y participaient sans y être obligées et la violation à une norme était sanctionnée seulement par la pression des pairs.

Ce modèle, ainsi que les interrelations entre le NERC, le NPCC et le coordonnateur de la fiabilité reconnu pour la zone de réglage du Québec, Hydro-Québec TransÉnergie, sont illustrés au schéma 1 suivant. Les rôles et responsabilités du NERC et du NPCC sont ensuite brièvement décrits.

[5] Energy Policy Act of 2005, Pub. L. no. 109-58, 119 Stat. 594.

Schéma 1

Situation avant le régime obligatoire de fiabilité



Le NPCC

Le NPCC, organisme à but non lucratif, est l'un des dix conseils régionaux du NERC. Sa mission première consiste à promouvoir la fiabilité du service électrique fourni par les principaux réseaux de transport situés dans le nord-est du continent, qui alimentent environ 50 millions de personnes. Le NPCC regroupe cinq zones de réglage du nord-est de l'Amérique du Nord. Il s'agit de la zone du Québec, de l'Ontario, des Maritimes, de l'État de New York et des États de la Nouvelle-Angleterre.

Le NPCC a été formé en 1966, en réaction à la célèbre panne d'électricité de New York de 1965 qui a paralysé les activités de cet État. Les conséquences de cette panne ont été jugées inacceptables par les autorités compétentes d'alors.

Plus particulièrement, les rôles attribués au NPCC sont les suivants :

- Participer à l'élaboration des normes et encadrements du NERC ;
- Élaborer des normes et encadrements pour la planification, l'exploitation et la maintenance des réseaux électriques œuvrant sur son territoire en tenant compte des particularités régionales ; et
- Veiller à l'application et au respect de ses propres normes et encadrements et des normes et encadrements du NERC.

Il est à noter que depuis le 1er mai 1998, Hydro-Québec TransÉnergie s'est conformée de façon complète aux normes du NPCC, tel qu'il appert de la lettre de conformité d'Hydro-Québec TransÉnergie aux normes du NPCC, dont copie est déposée au soutien de la présente demande comme pièce HQT-1, Document 2.

Les tâches qui incombent au NPCC sont assumées par les membres de l'organisme, dont Hydro-Québec TransÉnergie fait partie. À ce titre et en sa qualité de responsable de la fiabilité de la zone de réglage du Québec, Hydro-Québec TransÉnergie est responsable de la fiabilité des réseaux électriques contenus dans cette zone de réglage. Ce rôle de responsable de la fiabilité lui a été conféré, conformément à la Convention d'affiliation au NPCC, dont copie est déposée au soutien de la présente demande comme pièce HQT-1, Document 3.

En tant que responsable de la fiabilité des réseaux électriques œuvrant dans la zone de réglage du Québec, Hydro-Québec TransÉnergie s'est ainsi

engagée à assurer la conformité de ses pratiques aux règles ou normes de fiabilité, tel qu'il appert plus particulièrement de la Convention d'affiliation au NPCC. En cette qualité, elle n'assume aucune fonction marchande relié au marché d'achat et de vente d'énergie électrique et est tenue de respecter le code de conduite intervenu entre le NERC et Hydro-Québec TransÉnergie, dont copie est déposée au soutien de la présente demande comme pièce HQT-1, Document 4.

Le NERC

Après la création du NPCC en 1966, plusieurs régions du continent nord-américain ont emboîté le pas de sorte qu'en 1968, un organisme international regroupant l'ensemble des conseils régionaux, le NERC, a vu le jour.

Jusqu'à tout récemment, le NERC regroupait dix entités du Canada et des États-Unis qui sont connues comme étant des conseils régionaux. Il s'agissait du NPCC et des neuf autres conseils régionaux[6]. Parmi ces conseils, le WSCC et le MAPP regroupaient les autres entreprises canadiennes de transport d'électricité. À la suite d'un récent remaniement de certains des conseils régionaux en place, le NERC en compte maintenant huit.

En 1999, le NERC met en place un programme de suivi de la conformité à ses normes de fiabilité[7]. De concert avec le NPCC, le NERC définit les exigences minimales en matière de fiabilité, effectue la revue des programmes proposés et évalue l'efficacité du système de gestion des pénalités en place. Pour ce faire, il délègue au NPCC la coordination et le suivi du programme de conformité aux normes et l'application de sanctions (lettres de non-conformité)

[6] ECAR – East Central Area Reliability Coordination Agreement, ERCOT – Electric Reliability Council of Texas, MAAC – Mid-Atlantic Area Council, FRCC – Florida Reliability Coordinating Council, MAIN – Mid-America Interconnected Network, MAPP – Mid-Continent Area Power Pool, SERC – Southeastern Electric Reliability Council, SPP – Southwest Power Pool, et le WSCC – Western Systems Coordinating Council.
[7] *NERC Compliance Program*.

lorsque nécessaire.

En fait, les normes de fiabilité élaborées par le NERC et le NPCC sont déjà en vigueur chez le Transporteur et elles sont appliquées dans la zone de réglage du Québec depuis plusieurs années. De plus, le Transporteur souligne qu'il a établi des normes de fiabilité adaptées au contexte québécois.

Par ailleurs, il est à noter que les normes du NERC et du NPCC s'appliquent à tous les membres participant au NPCC, et qu'elles furent développées et implantées de façon non discriminatoire afin de ne favoriser aucun membre en particulier. Aussi, les changements ou amendements proposés à ces normes font l'objet d'un processus transparent et ouvert à l'ensemble des participants et utilisateurs des réseaux.

La décision D-2003-65 de la Régie de l'énergie

En 2002, le Transporteur dépose à la Régie une demande[8] en vertu de l'article 73.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* («la LRÉ») alors en vigueur. Cette demande vise à faire approuver des normes relatives à ses opérations et aux exigences techniques, dont les normes de fiabilité de son réseau de transport. Cet article, amendé depuis, stipulait que :

> *« 73.1 Le transporteur d'électricité établit des normes relatives à ses opérations et aux exigences techniques, dont les normes de fiabilité de son réseau de transport d'électricité, qu'il soumet à l'approbation de la Régie. La Régie doit se prononcer dans les 120 jours suivant la réception des normes. »* (nos soulignés)

Au soutien de sa demande, le Transporteur soumet pour approbation les

[8] Demande d'approbation des normes relatives aux opérations, aux exigences techniques et de fiabilité du réseau de transport d'Hydro-Québec, dossier R-3498-2002, décembre 2002.

normes du NERC et du NPCC ainsi que les principales normes qui lui sont propres et qui assurent la fiabilité de son réseau.

Dans sa décision[9], la Régie s'est dite généralement satisfaite de la pratique et des normes mises en place par le Transporteur afin d'encadrer et d'assurer la fiabilité au Québec. De l'avis de la Régie, elles sont nécessaires à la bonne gestion du réseau de transport d'Hydro-Québec.

Cependant, la Régie refuse la demande du Transporteur d'approuver les normes de fiabilité du NERC et du NPCC au motif qu'il n'a pas été démontré qu'elle avait le pouvoir de le faire, vue la portée limitée de l'article 73.1 de la LRÉ alors en vigueur.

Quant au rôle de coordonnateur de la fiabilité au Québec, la Régie reconnaît qu'il est dans l'intérêt des clients du Transporteur qu'une coordination avec les réseaux voisins dans la zone de réglage du Québec ait lieu. Elle constate que, dans les faits, une collaboration entre le Transporteur et les réseaux voisins a déjà lieu aux fins d'assurer la fiabilité des réseaux de transport.[10]

Le nouveau modèle régissant la fiabilité des réseaux électriques œuvrant en Amérique du Nord est détaillé à la section suivante. La présentation du changement structurel ayant mené à la mise en place de ce modèle permet d'apprécier les démarches entreprises afin de définir le cadre réglementaire dans lequel il s'inscrit.

[9] Décision D-2003-65, dossier R-3498-2002, Régie de l'énergie, 1er avril 2003.
[10] Supra, note 9, page 36.

3. CHANGEMENT STRUCTUREL DU MODÈLE DE FIABILITÉ NORD-AMÉRICAIN

3.1 Panne du 14 août 2003

Tel que mentionné plus avant, une panne d'électricité majeure frappe le nord-est des États-Unis et une partie de l'Ontario le 14 août 2003, privant ainsi d'électricité environ 50 millions de personnes. Cette panne, qui entraîne la perte de plus de 60 000 MW d'électricité, occasionne entre autres des pertes économiques très importantes, évaluées entre quatre et dix milliards de dollars américains aux États-Unis et de plus de deux milliards de dollars canadiens au Canada.

Un groupe de travail, composé de responsables canadiens et américains, est rapidement mis en place et chargé de faire la lumière sur les événements. Plusieurs recommandations sont alors émises par le groupe de travail, dont la mise en place de normes de fiabilité obligatoires pour le transport de l'électricité applicables à l'ensemble de l'Amérique du Nord. Autant au Québec, au Canada qu'aux États-Unis, il est envisagé que ce nouveau régime, caractérisé par sa nature obligatoire, remplace l'ancien régime volontaire en place, dont celui coordonné par le NERC depuis 1968 et auquel Hydro-Québec TransÉnergie participait jusqu'alors.

3.2 Adoption de la Energy Policy Act of 2005

Les législateurs américains tentaient depuis plusieurs années de faire adopter une nouvelle législation sur l'énergie incluant un volet portant sur la fiabilité. Les recommandations émanant du rapport du groupe de travail canado-américain sur la panne du 14 août 2003 ont mené le Congrès américain à adopter cette nouvelle législation.

Ainsi, l'adoption de la EPAct 2005 et la reconnaissance d'un organisme de

fiabilité mandaté pour mettre sur pied un nouveau régime obligatoire en matière de fiabilité des réseaux électriques sont à l'origine du changement structurel majeur de la gestion de la fiabilité en Amérique du Nord. Ce changement structurel est plus amplement présenté aux paragraphes suivants.

Nouveaux pouvoirs de la Federal Energy Regulatory Commission (la «FERC»)

La EPAct 2005 confère plus spécifiquement à la FERC le pouvoir d'approuver toute norme de fiabilité ou toute modification à celle-ci et la tâche de mettre sur pied un régime de fiabilité obligatoire, dont la pierre angulaire consiste en la certification d'un organisme de fiabilité identifié comme étant une *Electric Reliability Organization* (l'«ERO»). Cette loi prévoit également que l'ERO peut déléguer une partie des responsabilités qui lui sont dévolues à des organismes régionaux de fiabilité.

De par son mandat, l'ERO doit :

- Développer des normes de fiabilité pour le transport de l'électricité sur le continent nord-américain;
- S'assurer du respect de ces normes sur ce territoire ; et
- Assurer le financement de l'ensemble de ses activités de façon équitable par l'ensemble des bénéficiaires du service de transport.

Le North American Electric Reliability Council devient la North American Electric Reliability Corporation

Le 20 juillet 2006, la FERC certifie la North American Electric Reliability Corporation (la «NERC-ERO»), une filiale du NERC, dans le rôle de l'ERO.

La mission de la NERC-ERO est ainsi décrite:

> *« NERC's mission is to improve the reliability and security of the bulk power system in North America. To achieve that, NERC develops and enforces reliability standards; monitors the bulk power system; assesses future adequacy; audits owners, operators, and users for preparedness; and educates and trains industry personnel. NERC is a self-regulatory organization that relies on the diverse and collective expertise of industry participants. As the Electric Reliability Organization, NERC is subject to audit by the U.S. Federal Energy Regulatory Commission and governmental authorities in Canada.* »[11]

Le 20 octobre 2006, la NERC-ERO, en sa qualité d'ERO, dépose à la FERC un projet de règlements afin de faire approuver les normes de fiabilité. Cette approbation est attendue pour le printemps 2007.

La pièce HQT-1, Document 5 présente le modèle de fiabilité du NERC présentement en vigueur. Ce modèle représente l'ensemble des fonctions nécessaires à la bonne conduite de la fiabilité des réseaux de transport d'électricité en Amérique du Nord. Tel qu'il en sera fait plus amplement état à la section 5, Hydro-Québec TransÉnergie assume déjà les fonctions dévolues au coordonnateur de la fiabilité illustrées dans ce modèle de fiabilité.

<u>Le NPCC devient le NPCC Inc et le NPCC CBRE</u>

Dans le but de départager les responsabilités particulières qui lui sont propres, le NPCC a changé sa structure organisationnelle en créant deux sociétés distinctes avec des mandats particuliers, soit le Northeast Power Coordinating

[11] www.nerc.com

Council Inc. (le «NPCC Inc.») et le NPCC Cross Border Regional Entity (le «NPCC CBRE»).

La mission du NPCC Inc. est ainsi décrite:

> *« NPCC Inc.'s mission is to promote the reliable and efficient operation of the interconnected bulk power systems in Northeastern North America through the establishment of criteria, coordination of system planning, design and operations, and assessment of compliance with such criteria. In the development of reliability criteria, NPCC Inc., to the extent possible, facilitates attainment of fair, effective, and efficient competitive electric markets. »*[12]

Tel qu'il appert de cet extrait, les principales tâches du NPCC Inc. sont de promouvoir des opérations fiables et efficientes des réseaux de transport. Ses activités comprennent entre autres l'adoption de critères plus rigoureux en matière de normes de fiabilité, la coordination de la planification régionale, la vérification et le suivi de la conformité des compagnies visées par les critères convenus.

Quant au NPCC CBRE, il est dorénavant responsable de développer les normes nord-américaines de fiabilité, conformément aux termes d'une entente par laquelle le NERC-ERO (à titre d'ERO) lui délègue cette responsabilité.

Le mandat du NPCC CBRE est ainsi décrit :

> *« The Northeast Power Coordinating Council-Cross Border Regional Entity ("NPCC CBRE"), an independent, affiliate corporation of the Northeast Power Coordinating Council, Inc. ("NPCC Inc."), was formed to enhance the reliability of*

[12] www.npcc.org

the international, interconnected bulk power system in Northeastern North America through the development of regional reliability standards and compliance assessment and enforcement of continent-wide and regional reliability standards pursuant to the execution and implementation of a Regional Delegation Agreement with the Electric Reliability Organization ("ERO") that is backstopped through the ERO by the Federal Energy Regulatory Commission ("FERC") and by Memoranda of Understanding with applicable Canadian Provincial regulatory and/or governmental authorities.

The NPCC CBRE portion of "Northeastern North America" shall be deemed to comprise the geographical area within the perimeter border enclosing the State of New York, the six New England States of the United States, and the Canadian Provinces of Ontario, Québec, and the Canadian Maritime Provinces of New Brunswick, Nova Scotia and Prince Edward Island, including any radial load or generation connecting to these systems.[13] »

Le NPCC CBRE agira donc en vertu des ententes ou mandats que les provinces canadiennes concernées pourraient lui confier afin d'assurer l'adoption, la surveillance et l'applicabilité des normes de fiabilité sur leurs territoires respectifs. Il est prévu que le financement et le respect des normes du NPCC CBRE ne soient pas volontaires, mais obligatoires.

Pour se faire reconnaître comme ERO au Canada, la NERC-ERO a donc consulté les représentants de chacune des provinces canadiennes, dont ceux

[13] www.npcc-cbre.org

du Québec. Au Canada, les provinces détiennent en effet la compétence constitutionnelle relativement au transport de l'électricité sur leur territoire. Chaque province peut donc décider de quelle façon elle compte harmoniser l'implantation des normes de fiabilité obligatoire sur son territoire avec le régime nord-américain. Ces consultations ont mené à l'adoption du nouveau modèle de fiabilité obligatoire au Québec. Ce modèle est plus amplement décrit à la section 4 suivante.

4. NOUVEAU MODÈLE DE FIABILITÉ OBLIGATOIRE AU QUÉBEC

4.1 Mise en contexte

De son côté, le gouvernement du Québec élabore et rend publique le 4 mai 2006, sa nouvelle stratégie énergétique[14] au terme d'un processus de consultation. Cette politique énergétique reconnaît comme suit l'importance des questions liées à la fiabilité du transport de l'électricité et souligne la nécessité de les adresser :

> *« La panne d'électricité survenue le 14 août 2003 a affecté significativement le nord-est des États-Unis et l'Ontario. Cette panne n'a pas touché directement le Québec, en raison notamment de l'isolement technique de notre réseau électrique : le caractère asynchrone des interconnexions qui nous relient aux réseaux voisins nous protège d'une transmission d'incidents de cette nature. De plus, à la suite notamment de la tempête de verglas survenue à la fin des années quatre-vingt-dix, Hydro-Québec a déjà substantiellement renforcé son réseau de transport d'électricité.*

[14] Supra, note 1.

> *À la suite de la panne d'août 2003, un groupe de travail a été mis en place, composé de responsables canadiens et américains. Plusieurs recommandations ont été émises par le groupe de travail, dont la mise en place de normes de fiabilité obligatoires pour le transport de l'électricité applicables dans l'ensemble de l'Amérique du Nord.*
>
> *Le Québec a appuyé cette recommandation. En effet, en tant que participant au grand marché nord-américain de l'électricité, le Québec a tout intérêt à participer à l'élaboration et à la mise en place des normes obligatoires de fiabilité du transport de l'électricité. La nouvelle stratégie énergétique sera l'occasion de confirmer les intentions du gouvernement du Québec à cet égard en précisant les moyens qui seront mis en place. »*[15] (nos soulignés)

La publication de cette nouvelle stratégie énergétique est l'occasion pour le gouvernement du Québec de confirmer ses intentions à l'égard de la mise en place de normes de fiabilité obligatoires pour le transport de l'électricité. Il y est indiqué clairement que le gouvernement compte doter la Régie des pouvoirs nécessaires à l'application des normes obligatoires de fiabilité et ce, dans un cadre qui respecte les compétences et les intérêts du Québec.

Le gouvernement du Québec décide ainsi d'actualiser le cadre législatif et réglementaire en adoptant, en décembre 2006, le Projet de loi 52[16]. Il dote dès lors la Régie de pouvoirs accrus en matière de fiabilité des réseaux de transport d'électricité œuvrant au Québec et lui confère dorénavant le pouvoir

[15] Supra, note 1, page 98.

[16] Supra, note 2.

de surveiller l'application des normes de fiabilité.

Parmi ces nouveaux pouvoirs, la Régie possède celui de désigner le coordonnateur de la fiabilité au Québec, d'où la présente demande.

4.2 Loi 46

La Loi 46 confie à la Régie le mandat d'assurer la fiabilité du transport de l'électricité au Québec. Les paragraphes suivants visent à brosser un tableau sommaire des principales dispositions à cet effet, notamment en ce qui à trait au rôle de coordonnateur de la fiabilité.

L'article 48 de cette loi ajoute à la LRÉ un tout nouveau chapitre VI.1 sur le transport de l'électricité dont la première section traite spécifiquement des normes de fiabilité.

Le nouvel article 85.5 de la LRÉ précise que la Régie doit désigner, aux conditions qu'elle détermine, le coordonnateur de la fiabilité au Québec. De l'avis du Transporteur, il est important que la Régie puisse procéder à cette désignation dès que possible pour permettre au coordonnateur de la fiabilité d'assumer pleinement son rôle au Québec et ce, en conformité avec les nouvelles dispositions de la LRÉ.

En vertu de l'article 85.6 de la LRÉ, le coordonnateur de la fiabilité doit déposer auprès de la Régie les normes de fiabilité proposées par l'organisme ayant conclu avec la Régie l'entente visée à l'article 85.4 de la LRÉ ainsi que toute variante ou autre norme que le coordonnateur de la fiabilité estime nécessaire.

De plus, une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées à la Régie par le coordonnateur de la fiabilité doit être produite, ainsi que l'identification de toutes les entités visées à l'article 85.3 de la LRÉ qui sont susceptibles d'être soumises à l'application des normes de fiabilité.

Suivant l'article 85.7 de la LRÉ, la Régie peut demander au coordonnateur de la fiabilité de modifier une norme déposée ou d'en soumettre une nouvelle, aux conditions qu'elle indique. C'est elle qui adopte les normes de fiabilité et fixe la date de leur entrée en vigueur. Ces normes de fiabilité peuvent:

1° prévoir, sous réserve de l'article 85.10, une grille de sanctions y compris des sanctions pécuniaires applicables en cas de contravention ;

2° rendre applicables par renvoi des normes de fiabilité établies par un organisme de normalisation avec lequel une entente a été conclue.

Enfin, en vertu du nouvel article 85.13 de la LRÉ, le coordonnateur de la fiabilité désigné par la Régie a la responsabilité de :

1° déposer à la Régie un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par elle;

2° remplir les fonctions qui lui sont dévolues par les normes de fiabilité adoptées par la Régie;

3° donner des directives d'exploitation.

Enfin, le Transporteur précise que si la Régie fait suite à la présente demande, le dépôt des normes de fiabilité par le coordonnateur de la fiabilité désigné devrait se faire en 2007.

La mise en œuvre de la Loi 46 permet d'initier la mise en place du nouveau modèle de fiabilité préconisé par le Québec, lequel est plus amplement décrit ci-après.

4.3 Description du nouveau modèle de fiabilité obligatoire au Québec

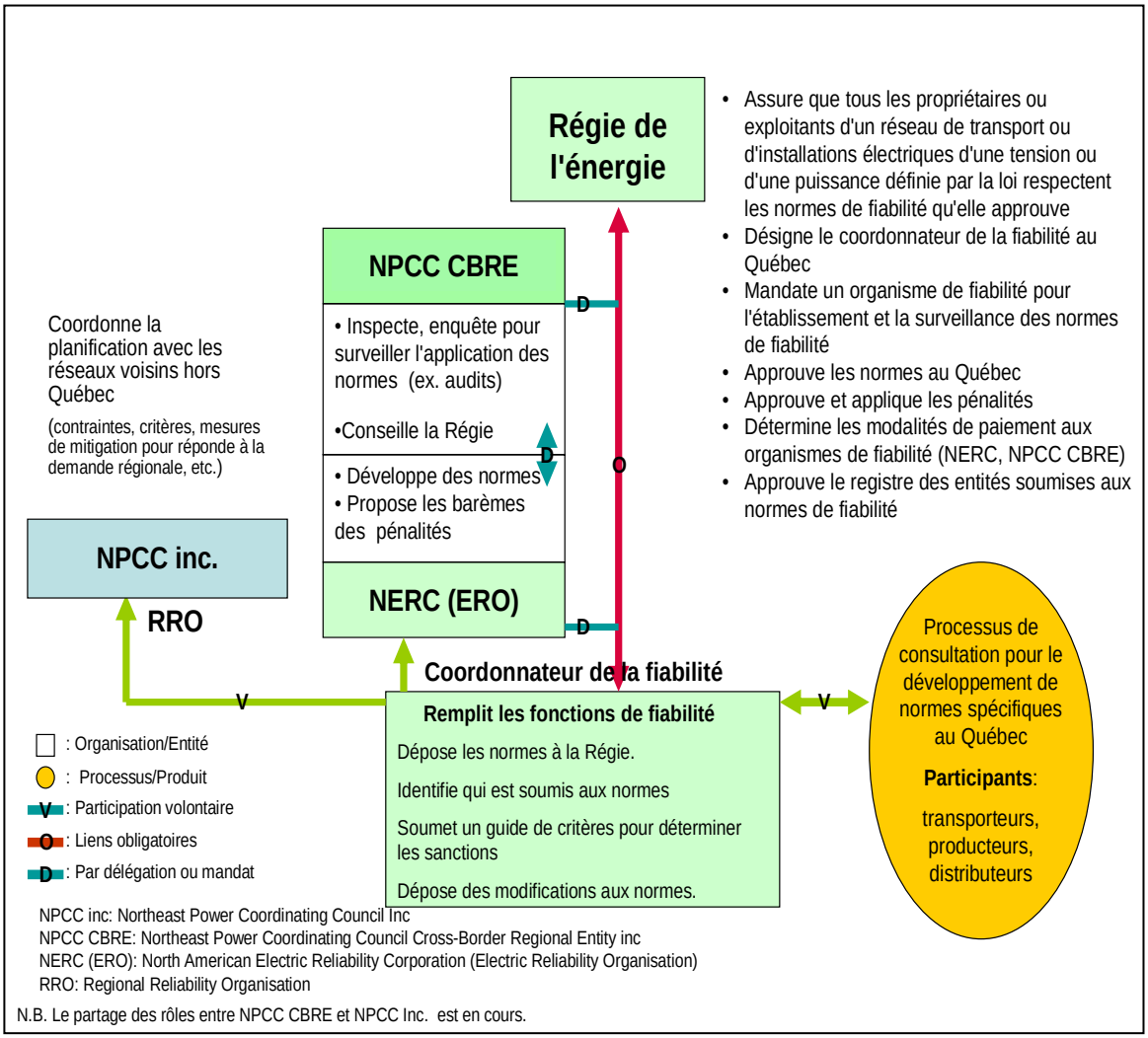
Afin d'implanter un régime obligatoire de fiabilité au Québec, il fallait d'abord définir le degré de participation de chaque entité impliquée dans le

développement et la mise en application de normes de fiabilité au Québec et ce, sans faire abstraction des changements structuraux majeurs de l'organisation de la fiabilité en Amérique du Nord décrits plus avant.

Le schéma 2 suivant présente le nouveau modèle de fiabilité préconisé au Québec. On y illustre les interactions entre les organismes de fiabilité nord-américains, la Régie, le coordonnateur de la fiabilité au Québec et les autres entités visées du Québec. Ce schéma permet aussi de constater que la LRÉ donne à la Régie des pouvoirs comparables aux pouvoirs de la FERC en matière de fiabilité et souligne l'importance relative attribuée au coordonnateur de la fiabilité du Québec dans ses relations avec les entités impliquées.

Schéma 2

Modèle de fiabilité obligatoire au Québec



Le lien identifié en rouge illustre plus particulièrement la relation entre le coordonnateur de la fiabilité et la Régie suivant les dispositions de la Loi 46. On y représente également les pouvoirs de la Régie et la participation du NPCC CBRE et de la NERC-ERO dans le développement des normes et les vérifications de conformité pour la zone de fiabilité (ou zone de réglage) du Québec. La superposition des cases NPCC CBRE et NERC (ERO) illustre les rôles et responsabilités que ces organismes pourraient jouer dans la zone de

fiabilité du Québec conformément au mandat que la Régie voudra bien leur confier respectivement.

Enfin, le schéma 2 illustre en jaune la proposition de doter le modèle du Québec d'un processus consultatif pour adresser les questions spécifiques à la zone de fiabilité du Québec et de favoriser la participation volontaire du coordonnateur de la fiabilité (et de toutes autres entités du Québec) aux activités du NPCC Inc. Ce processus pourra être établi suite à la désignation, par la Régie, du coordonnateur de la fiabilité au Québec.

5. DÉSIGNATION DU COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC

5.1 Mise en contexte

Afin de faire suite aux amendements récents à la LRÉ et de collaborer à l'effort d'harmonisation canado-américain en matière de fiabilité, le Transporteur juge important que la Régie procède avec diligence à l'adoption des normes de fiabilité reconnues ainsi que toute autre variante ou autre norme que le coordonnateur de la fiabilité désigné estimera nécessaire.

Tel que mentionné précédemment, la FERC prévoit adopter, au printemps 2007, les normes soumises par la NERC-ERO afin de les rendre obligatoires aux États-Unis. Compte tenu du fait que la plupart des normes nord-américaines que la NERC-ERO a soumises à la FERC devraient s'appliquer au Québec, celles-ci devront être déposées à la Régie pour approbation par le coordonnateur de la fiabilité, conformément à l'article 85.6 de la LRÉ.

Comme la désignation du coordonnateur de la fiabilité constitue le point de départ du processus de mise en place du régime de fiabilité obligatoire préconisé au Québec, le Transporteur soumet respectueusement qu'il est souhaitable que la Régie désigne rapidement le coordonnateur de la fiabilité.

5.2 Conditions de désignation du coordonnateur de la fiabilité

Étant donné ses connaissances approfondies du rôle et de l'ampleur des responsabilités qui incombent au coordonnateur de la fiabilité, le Transporteur recommande à la Régie de prendre en compte les critères suivants dans l'évaluation des conditions qui devraient la guider aux fins de désigner le coordonnateur de la fiabilité au Québec :

- Expérience dans le rôle de coordonnateur de la fiabilité ;
- Certification, par la NERC-ERO, du personnel responsable d'effectuer les opérations de coordination de la fiabilité et existence de programmes de formation continue pour maintenir l'expertise et la certification du personnel visé ;
- Propriété et maîtrise des équipements, outils, systèmes et moyens technologiques nécessaires à l'exercice efficace de la fonction de coordonnateur de la fiabilité ;
- Connaissance des normes de fiabilité à appliquer et des processus d'adoption des normes de la NERC-ERO et du NPCC Inc. ;
- Implication des représentants du coordonnateur de la fiabilité dans les activités de la NERC-ERO et du NPCC Inc. ;
- Détention ou capacité d'obtention, dans un délai raisonnable, d'une reconnaissance de la fonction de coordonnateur de la fiabilité par les organismes de fiabilité reconnus (NERC-ERO, NPCC Inc.) et d'une reconnaissance nationale ((Ontario – Indpendant Electric System Operator («IESO»), New Brunswick – New Brunswick System Operator («NBSO») et internationale [New York – New York Independant System Operator («NYISO»), New England –Independant

System Operator – New England («ISO – NE»)] dans le rôle de coordonnateur de la fiabilité ;

- Satisfaction des exigences des organismes de fiabilité à la suite de vérifications de conformité et des audits ;

- Possession des moyens de communication et d'échanges de données adéquats avec les divers centres opérationnels de la zone de fiabilité du Québec et avec les coordonnateurs de la fiabilité des zones de fiabilité voisines (ISO-NE, NYISO, IESO, NBSO) ;

- Mise en place des moyens pour assurer l'indépendance entre les fonctions du coordonnateur de la fiabilité et les opérations marchandes pour assurer la fiabilité et le traitement équitable des participants au marché ;

- Habileté ou capacité d'assumer rapidement la fonction ;

- Solvabilité de l'entité ; et

- Efficacité du coordonnateur dans l'exercice de son rôle.

5.3 Rôles et responsabilités du coordonnateur de la fiabilité

Les rôles et les responsabilités du coordonnateur de la fiabilité sont déposés au soutien de la présente demande comme pièce HQT-1, Document 6. Tel qu'il appert de cette pièce, l'exercice de la fonction de coordonnateur de la fiabilité exige, entre autres, une organisation possédant des compétences très particulières, des équipements spécialisés et un personnel qualifié. De plus, on y constate que la direction CMÉ du Transporteur exerce déjà *de facto* ces fonctions.

Outre ces rôles et responsabilités, le coordonnateur de la fiabilité du Québec

devra également avoir l'autorité reconnue par la Régie pour remplir les autres fonctions décrites dans la LRÉ ainsi que celles qui pourraient lui être désignées par un organisme de fiabilité reconnu ou avec lequel la Régie aura conclu une entente en vertu de l'article 85.4 de la LRÉ.

5.4 Processus consultatif pour les normes spécifiques au Québec

Dans l'exercice de ses fonctions, la direction CMÉ du Transporteur, si elle est reconnue comme coordonnateur de la fiabilité, proposera de mettre en place un processus consultatif avec les entités visées pour l'adoption de normes spécifiques au Québec. Ainsi, elle pourra fournir à la Régie une information plus complète sur la pertinence et les impacts anticipés de ces normes. De plus, l'adoption d'un processus consultatif permettra à toutes les entités visées d'en comprendre les motifs, les objectifs et les impacts.

Le Transporteur propose que les critères qui devraient guider l'élaboration d'un processus consultatif pour les normes spécifiques au Québec soient les suivants :

- Élaborer un mécanisme efficace pour aviser les entités visées qu'une norme spécifique au Québec est proposée ;
- Présenter la norme et consulter les entités visées ;
- Au besoin, possibilité de faire appel à un ou des experts en fiabilité de réseau pour obtenir un avis indépendant ;
- Accorder un délai suffisant aux entités visées pour commenter le projet de norme spécifique au Québec, en tenant compte de l'urgence d'agir aux fins de la fiabilité des réseaux électriques.

Une fois le projet de norme spécifique au Québec déposé à la Régie, celle-ci peut demander des avis aux organismes de fiabilité avec lesquels elle a

conclu une entente en vertu de l'article 85.4 de la LRÉ.

5.5 Direction Contrôle des mouvements d'énergie - Coordonnateur de la fiabilité au Québec

Le Transporteur demande à la Régie de désigner la direction CMÉ comme coordonnateur de la fiabilité au Québec.

Tel que précisé plus avant, le Transporteur exerce déjà *de facto* le rôle de coordonnateur de la fiabilité dans la zone de réglage du Québec et est déjà reconnu comme tel par la Régie, le NERC, le NPCC et les coordonnateurs de la fiabilité des zones voisines.

Dans sa décision D-2003-63, la Régie souligne en effet que le Transporteur assume le rôle de coordonnateur de la fiabilité au Québec. Elle y précise que :

> *« (…), le Transporteur assume déjà le rôle de gestionnaire de son réseau de transport et agit comme responsable de la fiabilité de celui-ci. La Régie est d'avis que cette responsabilité relève implicitement de l'obligation du Transporteur d'assurer la qualité du service de transport qu'il fournit à ses clients et ne dépend pas de la reconnaissance d'un statut de coordonnateur au Transporteur. Ainsi, dans le cas où la coordination avec un réseau voisin ne pourrait être réalisée (en raison, par exemple, d'un défaut d'entente à ce sujet), la Régie considère que le Transporteur n'en a pas moins la responsabilité de prévoir et de prendre les mesures alternatives disponibles dans la gestion de son réseau pour assurer cette qualité de service. »*[17] (nos soulignés)

[17] Supra, note 9, page 36.

Par ailleurs, en juin 2002, dans le cadre d'un audit périodique du NERC, Hydro-Québec TransÉnergie démontre la conformité de ses pratiques avec les exigences des politiques d'exploitation du NERC. La façon dont elle s'acquitte de ses fonctions de coordonnateur de la fiabilité pour la zone de réglage du Québec y est passée en revue.

Cette revue confirme qu'Hydro-Québec TransÉnergie exerce correctement son rôle de coordonnateur de la fiabilité au Québec, tel qu'il appert plus amplement du rapport d'audit du NERC (août 2002), dont une copie est déposée au soutien de la présente demande comme pièce HQT-1, Document 7. Ce rapport précise notamment que :

> *« TransÉnergie (TE), a division of Hydro-Québec performs the Reliability Authority role. The RA authority and responsibilities are documented in operating procedures, job descriptions, and in Mission Statements. The shift staff interviewed reported that they understood their authority and expect that the TransÉnergie management staff will support their decisions. The System Operator-Transmission (RA) has authority to take action in the interest of system reliability, up to and including load shedding.*
>
> *In Quebec, there is only one RA. Its authority over other operating personnel within the Quebec area is well established.*[18] » (nos soulignés)

En octobre 2005 et janvier 2006, un second exercice d'audit périodique du NERC est tenu. Hydro-Québec TransÉnergie y démontre à nouveau qu'elle

[18] TransÉnergie Reliability Authority Audit Report, August 2002, page 4.

maîtrise son rôle de coordonnateur de la fiabilité au Québec, tel qu'il appert plus amplement du rapport d'audit du NERC (2005-2006), dont une copie est déposée au soutien de la présente demande comme pièce HQT-1, Document 8. Ce rapport précise notamment que :

> *« The audit team found no significant operational problems and concluded that the HQ-T as reliability coordinator, balancing authority, and transmission operator has excellent tools and facilities, well-defined processes, thorough documentation, and competent personnel to perform its reliability functions. HQ-T has committed significant resources to support its operations.*
>
> *The audit team identified a significant number of positive observations and potential examples of excellence.*
>
> *HQ-T is a full member of NPCC as evidenced in the Northeast Power Coordinating Council Membership Agreement. Consistent with NPCC requirements, in 2003, HQ-T completed a Québec Control Area Certification Reporting Form, demonstrating that it met the basic requirements to function as a balancing authority. HQ-T is also acknowledged as the reliability coordinator for its footprint by inclusion in the Northeast Power Coordinating Council Regional Reliability Plan dated August, 2005.*
>
> *HQ-T reliability functions are directed by the CCR system operators and executed by the Telecontrol operators. Its well-developed procedures clearly delineate the roles and*

responsibilities of each participant in performing its reliability functions.[19] » (nos soulignés)

Les rapports des audits du NERC de 2002 et 2005 confirment donc qu'Hydro-Québec TransÉnergie satisfait aux critères proposés à la section 5.2 précédente pour la désignation du coordonnateur de la fiabilité. Par ailleurs, la direction CMÉ exerce déjà les rôles et responsabilités décrits à la section 5.3.

Le choix de la direction CMÉ du Transporteur comme coordonnateur de la fiabilité assure l'exercice continu de cette fonction au Québec. De plus, la direction CMÉ du Transporteur peut exercer rapidement toutes les fonctions additionnelles dévolues par la LRÉ au coordonnateur de la fiabilité.

Chez le Transporteur, les fonctions de coordonnateur de la fiabilité, d'équilibrage offre-demande, d'exploitant du réseau de transport et de responsable des échanges sont toutes déjà assumées par une même entité administrative, la direction CMÉ. On retrouve une situation similaire dans les zones de fiabilité voisines : NYISO et ISO - New England, IESO en Ontario et NBSO au Nouveau-Brunswick.

De plus, la direction CMÉ du Transporteur a la capacité d'offrir à la Régie et aux clients qu'elle dessert les meilleures garanties de compétence. Son organisation structurelle lui permet d'être efficiente dans l'exercice du rôle de coordonnateur de la fiabilité au Québec.

Par ailleurs, il a été démontré à la satisfaction des auditeurs du NERC que la structure en place au sein du Transporteur est adéquate. À cet effet, le NERC souligne, dans son rapport d'audit de 2005, que:

[19] Reliability Coordinator, Balancing Authority, and Transmission Operator Reliability Readiness Audit Report, Hydro-Québec TransÉnergie, January 17-19, 2006, pages 3 et 6.

> *« The audit team was satisfied that HQ-T's operators run the system without bias to market operations, a point confirmed by its neighbors responses to the pre-audit questionnaires.*[20] *»*

Enfin, soulignons que dans leur rapport d'audit de 2002, les auditeurs du NERC se disent satisfaits de l'application des normes de conduite d'Hydro-Québec :

> *« TE has signed appropriate standards of conduct and also has an extensive company standard of conduct. All of the TE employees related to RA function are provided with copies of the NERC Standards of Conduct, and all TE employees have been given instruction on the HQ Company Standards of Conduct. Refresher training and reminders are provided.*
>
> *Hydro Quebec implemented a functional separation between TransEnergie and its merchant function in 1997, and at the same time, implemented an internal standard of conduct to ensure that the RA(s) will act first and foremost in the interest of the overall reliability of the Security Area/Interconnection, before any purchasing/selling entities.*[21]*»*

Vu ce qui précède, le Transporteur demande de désigner sa direction CMÉ comme coordonnateur de la fiabilité au Québec.

[20] *Supra*, note 19, page 7.
[21] *Supra*, note 18, page 5.

6. CONCLUSION

Tel que mentionné précédemment, la direction CMÉ du Transporteur exerce *de facto* la fonction de coordonnateur de la fiabilité depuis bon nombre d'années et a déjà été reconnu à ce titre par la Régie, le NERC, le NPCC et les coordonnateurs des zones de fiabilité voisines.

Les rapports d'audit du NERC, dont celui de 2005, confirment entre autres la rigueur avec laquelle Hydro-Québec TransÉnergie s'acquitte de ses fonctions en toutes circonstances.

De plus, le niveau de fiabilité qui a été maintenu par le Transporteur dans son rôle de coordonnateur de la fiabilité au cours des dernières années témoigne concrètement de l'efficacité de la structure organisationnelle actuelle pour assurer la fiabilité du réseau de transport au Québec.

Le Transporteur souligne que sa direction CMÉ répond aux critères proposés à la section 5.2 servant à évaluer les conditions qui devraient selon lui, guider la Régie pour désigner le coordonnateur de la fiabilité du Québec. De plus, il rappelle que la direction CMÉ possède toutes les compétences requises pour être désignée coordonnateur de la fiabilité.

En conclusion, le Transporteur demande à la Régie de désigner sa direction CMÉ comme coordonnateur de la fiabilité pour la zone de fiabilité du Québec, conformément à l'article 85.5 de la LRÉ.