

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-4001-2017 phase 2

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

DEMANDE RELATIVE À L'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ

**Demande amendée d'adoption de normes de fiabilité des familles TOP et IRO
Phase 2**

NOTES – CONFÉRENCE PRÉPARATOIRE DU 1^{ER} DÉCEMBRE 2017

Régie de l'énergie
DOSSIER R-4001-2017 ph. 2
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
par HOCMÉ
Date: 1 ^{er} déc. 2017
Pièces n°: NON COTÉE

1. Description des normes TOP, IRO et MOD

Horizon	Normes	Tâches
Planification à long-terme	MOD-031-2	Planification du réseau
Planification de l'exploitation	TOP et IRO	Analyse de planification opérationnelle (<i>day ahead</i>)
Exploitation le même jour		Analyse de planification opérationnelle (<i>same day</i>)
Exploitation en temps réel		Surveillance en temps réel et évaluation en temps réel du réseau

L'acquisition de données vise à permettre au RC, BA et TOP de prendre de bonnes décisions d'exploitation en temps réel. Cela permet d'éviter des situations comme celle de la panne du Sud-ouest américain.

2. Évolution des normes TOP et IRO

2.1 Normes du dossier R-3699-2009

- Normes de 2009 : normes prescriptives en termes de données;
- Contexte du BPS du NPCC (très axé sur l'impact - « impact-based »);
- Objectif des normes est d'éviter les pannes en cascades impact hors de la zone dans le contexte de la panne de 2003.

2.2 Normes du dossier R-4001-2017

- Besoin accru de visibilité pour l'exploitant du réseau (RC, BA et TOP);
- L'exploitant est imputable des données qu'il détermine et obtient;
- Champ d'application élargi;
- Sur la base du BES (nouvelle définition de 2012);
- Prudence dans l'exploitation;
- Empêcher une panne locale de déclencher un effet de cascade;
- Résumé : le seul respect des limites n'est plus suffisant.

2.3 Application des normes au Québec

Il y a eu évolution importante des normes TOP et IRO conduisant à une gain significatif pour la fiabilité. Pour s'assurer de la cohérence avec les réseaux voisins mentionnée dans la décision D-2017-031 et tenir compte des leçons apprises dans les grandes pannes nord-américaines, le Québec devrait suivre cette évolution, déjà amorcée par la décision D-2017-061.

3. Preuve écrite du Coordonnateur

- Preuve d'expert indépendant sur les travaux de la NERC relatifs à la panne du Sud-Ouest et à la rédaction des nouvelles normes dans l'objectif d'une plus grande visibilité (rapport de Utility Services inc., pièce B-0041).
- Preuve d'expert indépendant sur les besoins d'information d'un exploitant de réseau (rapport de Kim Warren, pièce B-0048).
- Preuve du Coordonnateur sur les impacts du réseau de l'entité RTA (B-0039), établissant notamment que :
 - L'entité RTA n'est plus un importateur net (un élément fondamental à la qualification de PVI);
 - le réseau de l'entité RTA pointe à plus de 600 MW sur le réseau sous la responsabilité du Coordonnateur;
 - Le réseau de l'entité RTA est responsable de 34 % des perturbations de la fréquence sur le réseau de l'Interconnexion du Québec.
- Voir également la liste des pièces B-0038 relativement aux phases 1 et 2.

4. Enjeux

4.1 Enjeux mentionnés par la Régie :

1. Impact sur la fiabilité de l'Interconnexion Québec des données temps réel et en mode prévisionnel, de production et de charge, des installations de RTA;

Commentaires : Les normes déposées pour adoption prévoient que le Coordonnateur peut demander des données temps réel et en mode prévisionnel. Ces normes s'appliqueraient à la production et aux installations de l'entité RTA. Le Coordonnateur a déposé une preuve détaillée sur cet enjeu. Notamment, l'impact sur la fiabilité s'évalue en tenant compte du concept de « Monitoring and Situational Awareness ».

2. Opportunité d'introduire le concept de « l'équité régionale » envers la clientèle d'Hydro-Québec;

Commentaires : Cet enjeu est celui de la cohérence interne du régime québécois de la fiabilité. La Régie ayant déjà adopté les nouvelles normes de fiabilité TOP et IRO, celles-ci s'appliquent à une variété d'installations n'ayant pas individuellement un potentiel de panne en Cascade (ex. parc éolien, petite

centrale de ELL, HQP ou autre). L'application de critères différents pour l'entité RTA est un enjeu du présent dossier.

3. Imputabilité de la démonstration de la pertinence de l'application intégrale des normes en case aux installations de RTA.

Commentaires : La question se pose notamment en tenant compte du processus de développement des normes et de dépôt pour adoption par la Régie, dans un contexte où les normes TOP et IRO sous étude reflètent une importante évolution de l'industrie nord-américaine sur la question de l'exploitation fiable d'un réseau de transport à la suite de l'étude d'une grande panne et où la Régie a déjà adopté les normes pour la totalité des entités assujetties, à l'exception de l'entité RTA. Par ailleurs, le Coordonnateur a déposé une preuve écrite détaillée, tant interne que par des experts indépendants. Cette preuve sera complétée en audience par une preuve testimoniale.

4.2 Autres enjeux

Les enjeux soulevés par les normes TOP et IRO déposées au présent dossier et leur évolution par rapport aux anciennes versions de ces normes, de même que par la demande du Coordonnateur et par sa preuve sont les suivants :

- Évolution des normes TOP et IRO et de leur champ d'application vers le besoin d'une plus grande visibilité des exploitants de réseau;
- Cohérence du régime québécois par rapport aux autres juridictions canadiennes et américaines;
- Cohérence interne du régime obligatoire québécois, notamment relatif au seuil de risque pour la fiabilité;
- Abolition de la notion de PVI, qui est une notion commerciale, à tout le moins pour l'application des normes TOP et IRO;
- Les besoins de l'exploitant pour le fonctionnement de ses outils d'exploitation nécessaires à l'exploitation fiable et prudente du réseau du Québec.
- Enjeux soulevés dans la décision D-2017-050 :

« [20] Quant à la preuve complémentaire que le Coordonnateur entend déposer, aux fins de cette phase, la Régie lui demande d'élaborer davantage dans le cadre de cette preuve sur les thèmes suivants :

- évolution des infrastructures du réseau de transport ayant un impact sur la fiabilité du transport d'électricité du Québec;
- évolution des catégories de réseau visées par les normes de fiabilité nécessaires à la fiabilité du transport d'électricité au Québec avant et à

la suite de la mise en place du régime obligatoire relatif aux normes de fiabilité;

- justification de la pertinence de cette évolution dans le contexte québécois ».

5. Propositions pouvant simplifier le déroulement de l'audience

Proposition 1 : Distinguer le traitement des données selon les catégories suivantes :

Catégories de données	Dossier	Enjeu
Les données que RTA accepte de divulguer au Coordonnateur (normes TOP et IRO); Les données que RTA refuse de divulguer à qui que ce soit (normes TOP-IRO)	R-4001-2017	Enjeu d'exploitation
Les données que RTA refuse de divulguer au Coordonnateur parce qu'il fait partie d'Hydro-Québec (normes TOP-IRO)	R-3996-2016	Enjeu relatif au Code de conduite du Coordonnateur de la fiabilité
Les données relatives à la modélisation du réseau de RTA pour la planification à long-terme du réseau (norme MOD-031-2)	R-3997-2016	Enjeu de planification à long-terme

Proposition 2 : Définir le mandat du groupe de travail proposé selon la proposition du Coordonnateur et débiter les travaux par une mise à niveau des participants sur l'exploitation du réseau, les outils utilisés et les enjeux d'exploitation en lien avec les normes TOP et IRO.

5. Groupe de travail

Mandat :

Déterminer les données de production et des installations de transport nécessaires à l'exploitation fiable du réseau du Québec dans les horizons visés par les normes TOP et IRO : planification opérationnelle (*day ahead* et *same day*) et temps réel.

Démarche :

Séance 1 – Informations et explications sur les outils d'exploitation du réseau du Québec, leur rôle dans l'exploitation du réseau de transport dans le contexte actuel du Québec. Cette séance prendrait la forme d'une présentation de la part du Coordonnateur suivie de questions et discussions. Le Coordonnateur abordera notamment le fonctionnement de son outil LASER, dont celle d'estimateur d'état;

- Séance 2 – Démonstrations et simulations présentées par le Coordonnateur (exemples de cas réels en utilisant les outils d'exploitation du réseau), suivi de questions et discussions;

- Séance 3 - Échanges sur le contexte du réseau régional du Saguenay et sur l'impact de communiquer certaines données pour l'entité RTA;

ANNEXE

LASER (Logiciel Analyse Sécurité du Réseau) :

Modélise le réseau, estime l'état du réseau par écoulement de puissance, détecte les erreurs de topologie et analyse les contingences. C'est un outil qui sert à la validation de la fiabilité du réseau pour la programmation du jour suivant, du jour courant, du temps réel, après le fait et en mode étude avec interactions directes avec LIMSEL

Archive un historique des clichés temps réel

LIMSEL (LIMite SElection) :

Détermine les limites de transport garantissant la stabilité du réseau. Se base sur la configuration du réseau et des tables de limites établies en fonction des stratégies d'exploitation du réseau.