

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-3997-2016

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

Demanderesse

PLAN D'ARGUMENTATION DU COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ

Demande d'adoption de la norme MOD-031-2

INTRODUCTION

I. LA NORME MOD-031-2 : CONTEXTE ET EXIGENCES

1. Objet de la norme.

« La norme donne au Coordonnateur de la planification et au Responsable d'équilibrage l'autorité de collecter des données des fonctions visées (Planificateur du réseau de transport, Responsable de l'approvisionnement, Responsable de l'équilibrage ou Distributeur).

La norme établit la portée de la collection de données en ce qui a trait à la demande énergétique et information afférente, historique et prévisionnelle, pour effectuer des études de fiabilité et des évaluations. »

- Présentation du Coordonnateur, pièce B-0079

2. Entités assujetties

Le coordonnateur de la planification (PC) et le responsable de l'équilibrage (BA) sont les entités qui peuvent exiger certaines données des entités assujetties.

Les entités qui sont appelées à fournir des données sont les suivantes :

- Planificateur du réseau de transport (TP)
- Responsable de l'équilibrage (BA)
- Planificateur des ressources (RP)
- Responsable de l'approvisionnement (LSE)
- Distributeur (DP)

3. Horizons et données visés

« 6. Contexte

Afin que les entités qui doivent réaliser des études et des évaluations de fiabilité disposent des diverses données et informations historiques et prévisionnelles nécessaires sur la demande et sur l'énergie disponible, il convient de conférer à ces entités le pouvoir de recueillir les données pertinentes.

La collecte de données relatives à la demande et à l'énergie disponible nette et à la gestion de la demande nécessite la collaboration et la coordination entre les responsables de la planification (coordonnateurs de la planification), les planificateurs de réseau de transport, les planificateurs des ressources, les responsables de l'approvisionnement et les distributeurs. En faisant en sorte que les planificateurs et les exploitants aient accès à des prévisions de demande complètes et exactes, ainsi qu'aux méthodes et hypothèses de travail adoptées pour élaborer ces prévisions, on améliore la fiabilité du système de production-transport d'électricité (BES). Par ailleurs, l'harmonisation des activités de documentation et de partage de l'information améliorera l'efficacité des pratiques de planification et aidera à déceler les faiblesses à corriger dans le réseau. Enfin, la collecte d'informations sur la demande réelle et sur l'efficacité de la gestion de la demande pendant l'année écoulée permettra de faire la comparaison avec les prévisions antérieures, ce qui contribuera à améliorer l'exactitude des pratiques de prévision de la demande. »

4. Cohérence avec les autres normes (MOD-032, MOD-033, TOP-IRO)

« La MOD-32-1 dans son état actuel ne permet pas d'obtenir une prévision de la demande des charges du réseau de RTA car elle ne cible pas les Distributeurs

La MOD-32-1 ne permet pas non plus d'obtenir des données historiques nécessaires à la reconstitution d'événements permettant de valider adéquatement le modèle tel que prescrit par la norme MOD-033-1 (qui sera en vigueur au 1^{er} janvier 2019).

Une éventuelle adoption de la MOD-031-2 permettrait au Coordonnateur de planification de formaliser le pouvoir d'obtenir les données relatives à la demande, qui sont nécessaires à une reconstitution d'événement (MOD-033) et à l'amélioration/la correction du modèle de réseau planifié pour effectuer une planification adéquate (TPL-001-4) »

- Présentation, pièce B-0079, page 9

« L'adoption de la MOD-031-2 permettrait au Responsable d'équilibrage d'obtenir les données relatives à la demande nécessaire à l'analyse du réseau planifié et ainsi assurer une exploitation plus fiable du réseau. »

- Présentation, pièce B-0079, page 13

Entités assujetties

Responsable de l'approvisionnement (LSE) Distributeurs (DP)

« R1.4 Le Coordonnateur est d'avis que le fait d'inclure la fonction de distributeur (DP) à titre d'entité visée par la norme MOD-031-2 est tout à fait pertinent. Par ailleurs, suite au retrait de la fonction de responsable de l'approvisionnement (LSE), la norme MOD-031-2 n'est pertinente que si les entités ayant la fonction de distributeur (DP) sont assujetties. Si la fonction de distributeur DP n'était pas visée, la norme ne trouverait plus d'application suffisante au Québec.

Tel que mentionné dans son complément de preuve⁴ déposé suite à la décision D-2017-084, le Coordonnateur souligne qu'il est pertinent d'« inclure la fonction de distributeur (DP) puisque les distributeurs [détiennent] des données que le responsable de l'approvisionnement (LSE) ne [détient] pas ». Dans sa demande de retrait de l'enregistrement⁵ des responsables de l'approvisionnement (LSE), NERC indique que la fonction de responsable de l'approvisionnement (LSE) est commerciale et n'a pas d'impact sur la fiabilité [Nous soulignons]:

« The Activities Performed by the LSE Function are Commercial in Nature.[...] LSEs are primarily involved with contracting rather than with physical operations of the BPS. Ownership of BES assets (or of any physical assets) is not a pre-condition for LSE registration. Owners and operators of BES Elements are registered under other functions. The LSE ensures an adequate power supply for its customers, including contracting for associated transmission service, to deliver that supply to a DP, who is responsible for the final delivery to its end use customers. [...] As a result, LSEs cannot take actions on the grid to impact reliability. »

Le Coordonnateur réitère donc la pertinence de la fonction distributeur (DP) dans le cadre de l'adoption de la norme MOD-031-2 »

- Réponses du Coordonnateur à la demande de renseignements n° 4 de la Régie, pièce HQCMÉ-12, Document 1 [B-0065], page 5

La fonction DP de l'entité RTA

5. La fonction DP est ainsi définie dans le modèle fonctionnel de la NERC :
- « Entité qui fournit et exploite les circuits entre le réseau de transport et les consommateurs finaux. Pour les consommateurs finaux desservis aux tensions de transport, le propriétaire d'installation de transport agit également comme distributeur. Ainsi, ce n'est pas une tension particulière qui définit le distributeur, mais plutôt le fait d'exécuter la fonction de distribution à n'importe quelle tension. »
- Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité
6. L'entité RTA prétend qu'elle n'agit pas comme distributeur (DP) lorsqu'elle alimente ses propres charges industrielles. Elle prétend également que pour ses propres charges, il n'y a aucun distributeur.
7. Elle s'appuie notamment sur un passage de la décision D-2015-059 et y voit une inadéquation avec l'exemption dont elle bénéficie en vertu de certaines normes des familles TOP et IRO.
8. Or, le passage de la décision D-2015-059 sur lequel s'appuie l'entité RTA ne lui est d'aucun secours, car la Régie ne s'y exprimait que relativement aux obligations des transporteurs auxiliaires.
9. Selon la décision D-2015-059, le statut de transporteur auxiliaire de l'entité RTA lui confère la fonction DP à l'égard des charges autres que ses propres charges.
10. Ce passage de la décision D-2015-059 ne porte pas sur la fonction de DP de l'entité RTA de manière générale.
11. Au contraire, la décision D-2015-059 laisse plutôt entendre que l'entité RTA est un DP lorsqu'elle alimente ses propres charges. L'entité RTA mentionnait elle-même que sa seule préoccupation relativement à sa fonction DP relativement à l'alimentation de ses propres charges avait trait au délestage de charges.

II. ÉVALUATION DE LA PERTINENCE ET DE L'IMPACT DE LA NORME MOD-031-2

Pertinence de la norme MOD-031-2 pour la fiabilité de l'interconnexion du Québec

12. La preuve du Coordonnateur est complète et probante relativement à la pertinence de la norme MOD-031-2 pour la fiabilité.
- Complément de preuve du Coordonnateur, pièce HQCMÉ-11, Document 1, section 3 (pages 5 à 8);
 - Témoignage des représentants du Coordonnateur et du Planificateur;

« MOD-031-2 découle des recommandations émises dans le rapport de la panne du 14 août 2003 en ce qui a trait aux données historiques recueillies pour reconstituer des événements à l'aide de modélisation.

Les données prévisionnelles permettent de s'assurer que la planification du réseau supporte la charge en période de pointe avec les marges nécessaires pour faire face aux événements.

Les données historiques permettent de modéliser le réseau pour l'étude et l'analyse précise des événements, ainsi que de valider le modèle pour une meilleure planification du réseau. »

- Présentation pièce B-0079, page 6

17 Q. [238] D'accord. Est-ce que je comprends bien, la
18 032 et la 031 portent sur la planification à long
19 terme, on s'entend, les deux? Ou en planification?
20 M. LUC MATTEAU :

21 R. En fait, si je peux me permettre. La MOD-032 et la
22 MOD-031 portent sur la modélisation du réseau.
23 Donc, la modélisation du réseau peut être utilisée
24 pour faire des études autant à long terme qu'à plus
25 court terme. Donc, c'est des normes qui
1 s'appliquent pour la planification à divers
2 horizons, que ce soit de quelques jours allant
3 jusqu'à plusieurs années.

- Extrait des notes sténographiques de l'audience du 2 mai 2018 pièce A-0043, pages 139 et 140

13. L'adoption de la norme conférera au Coordonnateur de la planification l'autorité d'obtenir des données permettant :

- Reconstitution précise d'événements en se basant notamment sur les données historiques de RTA
- Planification du réseau régional en utilisant la charge prévisionnelle de RTA
- Planification du réseau de transport principal du Québec, en considérant les réseaux régionaux

14. L'adoption de la norme permettra au Responsable de l'équilibrage d'effectuer l'analyse de l'impact sur le réseau de transport principal (RTP) des retraits d'équipement, en se basant sur les données prévisionnelles de RTA.

15. L'interconnexion du Québec ne présente aucune caractéristique qui la distingue des autres juridictions de l'Amérique du Nord ; aucune variante pour l'interconnexion du Québec n'est nécessaire.

- Réponses du Coordonnateur à la demande de renseignements n°5 de la Régie, pièce HQCMÉ-14, Document 1, pages 7 à 11;
16. La norme trouve application en ce qui concerne plus particulièrement l'entité RTA, notamment en ce que :
- Le réseau de l'entité RTA comprend des lignes à très haute tension (315kV et 161 kV);
 - Le réseau de l'entité RTA et de l'entité HQT sont maillés et reliés entre eux par 4 points d'interconnexion;
 - Les mouvements d'énergie sont constants et varient beaucoup d'une heure à l'autre, représentant plusieurs centaines de MW;
 - pièces confidentielles RTA-1 et RTA-2;
 - Par les points d'interconnexion transitent notamment :
 - L'électricité fournie par l'entité HQD à l'entité RTA en vertu d'un contrat d'approvisionnement;
 - Les surplus d'électricité fournis par l'entité RTA à l'entité HQD en vertu du même contrat d'approvisionnement;
 - La puissance fournie par l'entité RTA à l'entité HQT en vertu de contrats de vente de puissance nommés PRC et PAC;
 - L'empreinte de l'entité RTA sur l'interconnexion du Québec est grande
 - réponses du Coordonnateur à la demande de renseignements n° 4 de la Régie, pièce HQCMÉ-12, Document 1, pages 23 à 26;
 - réponses du Coordonnateur à la demande de renseignements n° 1 de l'entité RTA, pièce HQCMÉ-12, Document 2, pages 3 à 5;

Impact de la norme MOD-031-2 sur les entités visées au Québec

17. L'adoption de la norme MOD-031-2 n'aurait aucun impact négatif sur les entités visées :
- Les entités fournissent déjà les données de façon volontaire;
 - En cas d'enjeu de confidentialité, l'exigence E4.1 peut trouver application.
18. L'adoption de la norme MOD-031-2 n'aurait aucun impact économique ou financier sur les entités assujetties.

III. LE RÉGIME OBLIGATOIRE DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC (Obligatoire vs Volontaire)

Compétence de la Régie

19. La *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « **LRÉ** ») a été modifiée en 2006 par l'ajout de la section 1 intitulée « Normes de fiabilité » (articles 85.2 à 85.13) du chapitre VI.1 sur le transport d'électricité.
20. Ces modifications législatives introduisaient un nouveau régime obligatoire de la fiabilité du transport d'électricité au Québec dont les principaux éléments sont les suivants :
- a) La désignation d'un coordonnateur de la fiabilité au Québec par la Régie aux conditions qu'elle détermine (art. 85.5);
 - b) La conclusion d'une entente entre la Régie et un organisme qui lui démontre son expertise dans les domaines de l'établissement des normes de fiabilité du transport d'électricité, soit la *North American Electric Reliability Corporation* (la « **NERC** ») et le *Northeast Power Coordinating Council* (le « **NPCC** ») en l'occurrence (art. 85.4 1°);
 - c) Le dépôt pour adoption par la Régie, par le Coordonnateur de la fiabilité, des normes applicables au Québec proposées par un organisme ayant conclu une entente, y compris toute variante que le Coordonnateur de la fiabilité estime nécessaire (art. 85.6) ;
 - d) L'adoption de ces normes par la Régie et/ou la demande de la Régie au Coordonnateur de la fiabilité de modifier une norme déposée ou d'en soumettre une nouvelle, aux conditions qu'elle indique (art. 85.7);
 - e) Le dépôt par le Coordonnateur de la fiabilité d'un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie et l'approbation de ce Registre par la Régie (art. 85.6 et 85.13);
 - f) La conclusion d'une entente entre la Régie et un organisme qui lui démontre son expertise dans les domaines de la surveillance de l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité, soit la NERC et le NPCC en l'occurrence (art. 85.4);
 - g) La surveillance de l'application des normes de fiabilité par la Régie et le NPCC, entité mandatée par la Régie (art. 85.2 et 85.4).
21. Ces compétences attribuées à la Régie par les modifications législatives de décembre 2006 découlent de la Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 et du rapport Canada – États-Unis sur la panne généralisée du Nord-Est de 2003 :
- « La Régie de l'énergie sera dotée du pouvoir de surveiller l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité, donnant ainsi suite aux recommandations du groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne d'électricité du 14 août 2003.

[...]

LES PRIORITÉS D'ACTION

S'ajoutant à ces différentes modifications de lois ou de règlements, le gouvernement annonce trois autres initiatives majeures :

[...]

3) poser les gestes législatifs et réglementaires nécessaires pour harmoniser le régime de normes de fiabilité du transport de l'électricité avec celui de nos partenaires nord-américains.

[...]

3) HARMONISER LE RÉGIME DE NORMES DE FIABILITÉ DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ AVEC CELUI DE NOS PARTENAIRES NORD-AMÉRICAINS

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.

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.

- Le gouvernement définit actuellement le cadre institutionnel et réglementaire qui permettra de donner suite à la recommandation du groupe de travail Canada-États-Unis. Un processus analogue a été entamé aux États-Unis, en septembre 2005.
- Les initiatives du Québec seront harmonisées avec celles du gouvernement fédéral et des autres provinces. Le Conseil des ministres de l'énergie du Canada a mandaté un groupe de travail fédéral provincial-territorial à cette fin.
- Le gouvernement compte doter la Régie de l'énergie des pouvoirs nécessaires à l'application des normes obligatoires de fiabilité pour le transport de l'électricité, et ce, dans un cadre qui respectera les compétences et les intérêts du Québec.

- *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
- Décision D-2007-95, pages 3 et 4

22. Le contexte d'adoption des modifications législatives au Québec de même que la teneur des ententes conclues en vertu de l'article 85.4 de la LRÉ fournit un éclairage pertinent à la Régie dans l'interprétation des dispositions de la LRÉ.

La NERC et le NPCC

23. L'entente conclue en 2009 entre la Régie, la NERC et le NPCC relativement au développement des normes de fiabilité fournit des indications claires sur les circonstances et le mandat confié à la NERC :

ATTENDU QUE la fiabilité a trait au niveau de performance d'un réseau de transport d'électricité permettant de livrer aux clients les quantités d'électricité qu'ils désirent en respectant des normes reconnues et peut être mesurée par la fréquence, la durée et l'ampleur des effets défavorables sur la fourniture de l'électricité;

[...]

ATTENDU QUE la Régie considère que la NERC a fait la preuve de son expertise dans le développement de normes de fiabilité pour le transport d'électricité et dans la surveillance de leur application;

[...]

ATTENDU QUE les parties à la présente sont conscientes de la nécessité de coordonner leur action et de coopérer pour accroître la fiabilité du transport d'électricité en Amérique du Nord, y compris celui du Québec, et de faciliter l'échange d'enseignements tirés de l'expérience, d'informations et de données relatives à ce réseau;

[...]

ATTENDU QUE le réseau de transport d'électricité du Québec est une interconnexion asynchrone et que la NERC et le NPCC l'ont reconnu comme Interconnexion, il peut, par conséquent, nécessiter des normes de fiabilité ou des variantes de normes propres à cette Interconnexion;

3. OBJET DE L'ENTENTE

3.1 La Régie retient les services de la NERC et du NPCC à titre d'experts en développement de normes de fiabilité de transport d'électricité, afin que ces derniers établissent, conformément à leurs procédures de développement de normes, des normes de fiabilité de transport d'électricité applicables au Québec, et les proposent au coordonnateur de la fiabilité pour adoption par la Régie. Les services de la NERC et du NPCC sont également requis pour agir à titre d'experts techniques auprès de la Régie dans le cadre de l'examen des normes

de fiabilité et du guide de sanctions qui seront déposés par le coordonnateur de la fiabilité, et pour lui fournir des avis et des recommandations.

[...]

4. OBLIGATIONS DE LA NERC ET DU NPCC

4.1 La NERC et le NPCC s'engagent à développer conformément à leurs procédures respectives, soit la *NERC Reliability Standards Development Procedure* et la *NPCC Regional Reliability Standards Development Procedure*, des normes de fiabilité du transport d'électricité applicables au Québec. À cette fin, dans le cadre de leurs procédures respectives, la NERC et le NPCC s'engagent à être attentifs aux commentaires et avis soumis par le coordonnateur de la fiabilité du Québec, les transporteurs et les usagers du transport d'électricité du Québec.

4.2 La NERC et le NPCC s'engagent à vérifier que toute norme de fiabilité du transport d'électricité spécifique au Québec ou toute variante spécifique au Québec d'une norme que le coordonnateur de la fiabilité estime nécessaires pour assurer la fiabilité du transport d'électricité au Québec sont aussi rigoureuses que les normes de fiabilité de la NERC applicables dans le reste de l'Amérique du Nord.

[...]

4.4 La NERC et le NPCC s'engagent à avoir des représentants présents ou, au besoin, à témoigner en tant qu'experts techniques lors des audiences que la Régie tiendra, le cas échéant, à l'occasion de l'examen du dossier des normes de fiabilité à la Régie conformément aux articles 85.6 et 85.7 de la Loi, et à l'occasion de l'examen du guide de sanctions déposé par le coordonnateur de la fiabilité en vertu de l'article 85.8 de la Loi.

4.5 À la demande de la Régie, la NERC et le NPCC s'engagent à lui soumettre des avis ou recommandations lors de l'examen des dossiers indiqués à l'article 4.4, y compris, sans s'y limiter, les questions soumises par le coordonnateur de la fiabilité à la considération de la Régie.

➤ Entente Régie-NERC de 2009

IV. LA CONFIDENTIALITÉ DE CERTAINES DONNÉES VISÉES PAR LA NORME MOD-031-2

V. CONCLUSIONS

Montréal, le 3 mai 2018

(s) Affaires juridiques Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)