

Le 13 octobre 2010

PAR COURRIEL

Me Véronique Dubois
Secrétaire
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
C.P. 001, Tour de la Bourse
800, Place Victoria, bur. 255
Montréal (Québec) H4Z 1A2

Me Annie Gariépy
Avocate

8, du Village boisé
Saint-Jean-sur-Richelieu (Québec)
J2W 1N1

Tél. : (450) 515-1859
Télec. : (450) 515-6606
C. élec. : gariepy.annie@videotron.ca

**OBJET : Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport
d'Hydro-Québec à compter du 1er janvier 2009
Réponses du RNCREQ et d'UC aux DDR du Transporteur**

Dossier : R-3669-2008 phase 2

Chère consœur,

Vous trouverez ci-joint les réponses de M. Raphals témoin-expert retenu conjointement par le Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) et l'Union des consommateurs (UC), à la demande de renseignements que le Transporteur leur adressait.

Espérant le tout conforme, veuillez agréer chère consœur, mes salutations distinguées.



Me Annie Gariépy

c.c. Me Jean Morel (HQT)
Me Eric Dunberry
Me Marie-Christine Hivon
Me Hélène Sicard (UC)
Philippe Bourke

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER R-3669-08 PHASE 2

RÉPONSES AUX DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS #1 D'HQT À L'EXPERT DU RNCREQ ET DE UC

13 OCTOBRE 2010

Demande 1 :

1.1 Est-ce que vos services ont déjà été retenus relativement à l'Ordonnance 890 de la FERC?

Réponse 1.1 : Oui.

1.2 Si oui, fournir la liste de ces mandats et leur objet.

Réponse 1.2 : Dans le dossier R-3640-07, le RNCREQ et UC m'ont mandaté, entre autres, d'analyser les implications pour la réglementation du Transporteur de l'Ordonnance 890.

1.3 Si des rapports ou témoignages écrits ont été fournis ou déposés, en fournir une copie.

Réponse 1.3 : Voir Section 5, « FERC Order 890 and Its Implications for Transmission Regulation in Quebec », in Raphals, P., *Commentaires sur la demande tarifaire 2008 de TransÉnergie*, Rapport d'expertise, R-3640-07, 15 octobre 2007, p. 15-31¹.

Demande 2 :

2.1 Est-ce que vos services ont déjà été retenus relativement au processus de planification des installations de transport prévu à l'Appendice K du *pro forma* OATT de la FERC?

¹ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3640-07/Preuve3640/C-12-7-UC-RNCREQ_Memoire-UC-RNCREQ_3640_15oct07.pdf.

Réponse 2.1 : Non.

2.2 Si oui, fournir la liste de ces mandats et leur objet.

Réponse 2.2 : N/A

2.3 Si des rapports ou témoignages écrits ont été fournis ou déposés, en fournir une copie.

Réponse 2.3 : N/A

Citation :

« Bien avant l'Ord. 890, les Tarifs et conditions de TransÉnergie divergeaient déjà du pro forma sur plusieurs points. » (p. 6)

Demande 3 :

3.1 Veuillez préciser quels sont les points auxquels vous faites référence.

Réponse 3.1 :

Il y en a plusieurs, de différents degrés d'importance.

L'existence même de la section IV des TC peut être vue comme une divergence, étant donné que la FERC ne réglemente pas la desserte de la charge locale par les services publics sous sa compétence. Cela dit, l'existence de cette section ne contredit aucunement l'esprit ni la lettre de l'Ord. 888.

Une des plus importantes divergences découle de la décision D-2002-95 de la Régie, où elle demande d'intégrer dans la base de tarification du Transporteur l'ensemble des coûts des ajouts au réseau jugés prudemment acquis et utiles (jusqu'à la concurrence d'un certain montant), y compris des coûts de raccordements qui sont utilisés par un seul client du Transporteur et donc ne constituent pas, selon les politiques de la FERC, d'améliorations du réseau au bénéfice de tous les usagers. La décision de supprimer le concept de Direct Assignment Facilities (Installations d'attribution particulière) des Tarifs et conditions découle de celle-ci.

La Régie a souligné que² :

² D-2002-95, p. 298.

Cette position est équitable en regard des producteurs futurs. En effet, le tarif de transport inclut le coût des installations existantes qui permettent de raccorder et d'intégrer les centrales au réseau. Si les nouveaux producteurs devaient payer le coût de leurs installations, ils se trouveraient en position de payer deux fois les frais de raccordement et d'intégration : ils paieraient directement pour leurs propres besoins et ils paieraient indirectement le coût des installations des autres producteurs par le biais du tarif de transport.

Cette décision respecte explicitement un aspect fondamental de la politique de tarification de transport de la FERC, soit le traitement équitable des producteurs existants et futurs. Toutefois, elle rentre en conflit avec un autre principe fondamental de cette même politique : que les coûts des raccordements qui ne bénéficient qu'à un seul utilisateur du réseau ne devraient pas être supportés par l'ensemble des usagers par le biais des tarifs de transport³.

Ainsi, en éliminant le concept des Installations d'attribution particulière (*Direct Assignment Facilities*), qui permet d'exclure ces coûts des tarifs de transport, la Régie a choisi de diverger d'un élément fondamental de la politique de transport de la FERC, qui représente la toile de fond des Ordonnances 888 et 890.

Pour mentionner quelques autres exemples :

- L'utilisation du point HQT comme point de réception, tant par HQP que par d'autres producteurs, telle que l'autorise la décision D-2002-95 est une approche qui s'éloigne du concept du service du point à point tel que défini par le OATT *pro forma* de la FERC. Tel que mentionné aux pages 322-323 de cette même décision, cette approche s'apparente plus à celle des « pools ». Sans étude approfondie des OATT acceptés par la FERC dans le cas des différents pools, il est impossible de statuer sur l'acceptabilité de cet arrangement pour celle-ci.
- L'utilisation du point HQT comme point (node) unique du réseau de transport s'éloigne aussi de la notion même de l'ouverture d'un réseau de transport. Je ne connais aucun autre transporteur sous la compétence de la FERC qui ne présente aucun de ses chemins internes sur son OASIS. Sans étude approfondie, il est, encore une fois, impossible de statuer sur l'acceptabilité de cet arrangement pour la FERC.
- La méthodologie de calcul de la part du ratio de charge, afin de calculer les tarifs du Distributeur et des clients en réseau intégré (le cas échéant), fixée encore une fois dans D-2002-95, diverge clairement de celle du *pro forma*.

³ Dans son Ordonnance 409 de 1996, la FERC indiquait déjà que ce principe, selon lequel les coûts des raccordements sont payables directement par le client du service de transport tandis que les ajouts qui augmentent la capacité du réseau principal rentrent dans la base de tarification, faisait partie de « well established Commission policy developed under the Federal Power Act ». Order 409, 18 décembre 1996, p. 7-8.

3.2 Qu'entendez-vous par « divergeaient »?

Réponse 3.2 :

J'utilise le terme « diverger » pour faire référence à toute disposition des *Tarifs and conditions* du Transporteur qui diffère de façon substantielle de l'OATT *pro forma* de la FERC. Il importe de souligner que les transporteurs soumis à la compétence de la FERC (les « jurisdictional utilities ») sont libres de diverger du *pro forma*, qui représente en fait une norme minimale. Chaque divergence doit être justifiée, et la FERC en dispose au cas par cas, en fonction des principes qui sous-tendent les Ordonnances.

Citation :

« Il insiste, avec raison, sur le fait que les audiences de la Régie en vertu de l'art. 73 permettent la participation à du public⁷¹. Toutefois, la Régie s'est exprimée à plusieurs reprises à l'effet qu'une telle audience n'est pas le forum approprié pour faire l'étude de la planification du Transporteur. (p. 53)

Demande 4 :

4.1 Veuillez fournir les références et une copie des décisions de la Régie auxquelles vous faites référence.

Réponse 4.1 :

Je faisais notamment référence à la décision D-2009-140, où la Régie clarifie son rôle en matière d'autorisation de projets sous l'article 73 LRÉ. Dans cette décision, la Régie explique qu'elle doit s'assurer que les projets soumis rencontrent des objectifs d'intérêt public et que les coûts du projet sont raisonnables. Toutefois, elle indique clairement que ce n'est pas le forum approprié pour débattre l'ensemble des options disponibles au Transporteur⁴.

[40] D'abord, il serait irréaliste et fort laborieux de discuter en audience publique des choix du Transporteur sur les différentes façons d'améliorer ou d'entretenir ses installations aux quatre coins de la province. Cela n'en finirait plus. La réglementation doit être intelligente et l'idée n'est pas nouvelle⁷.

[41] Le législateur l'a d'ailleurs reconnu en n'imposant pas l'obligation de tenir une audience publique pour traiter les demandes d'autorisation de projets de construction en vertu de l'article 73 de la Loi.

⁴ D-2009-140, R-3705-2009, p. 10.

[42] La Régie n'est pas là pour approuver les plans et devis du Transporteur ni pour faire le design du réseau de transport à sa place. Ces responsabilités incombent au Transporteur.

[43] Essentiellement, la Régie doit s'assurer que les projets qui lui sont soumis pour approbation rencontrent des objectifs d'intérêt public et que les coûts du projet sont raisonnables. La Régie considère que tel est le cas du Projet.

Par ailleurs, dans sa décision D-2009-068, la Régie a limité les débats dans l'audience R-3696-2009, concernant la mise à niveau du réseau principal, comme suit :

« À cet effet, la Régie demande à l'intervenant de ne pas élaborer sur les projets futurs puisque ces projets requis sur le réseau « bulk » puisque ces projets sont, d'une part, hypothétiques et, d'autre part, ne font pas l'objet de la présente demande⁵ ».

Dans le même dossier, la Régie a limité l'intervention de l'UMQ à⁶ :

« [...] vérifier et valider les prévisions de la demande démontrant les prétentions du Transporteur quant à l'accroissement de la charge au sud du réseau accompagnée d'une baisse équivalente au nord du réseau, de même que les fluctuations à la baisse et à la hausse de cette demande [...] »

« [...] réviser et valider l'analyse des coûts détaillés des travaux associés au projet [...] »

« [...] vérifier et valider le caractère « optimal » de la solution retenue et présentée par le Transporteur [...] ».

Toutefois, elle a interdit de

« [...] vérifier et valider les autres options qui ont été envisagées ou qui devraient être envisagées pour rencontrer les besoins de la demande, incluant l'utilisation de l'option de la puissance interruptible et de l'efficacité énergétique qui pourraient être ciblées géographiquement plutôt que de procéder à l'investissement demandé [...] »,

La Régie explique ses limitations comme suit :

La Régie considère que cette préoccupation dépasse le cadre de la présente demande et juge nécessaire de préciser que c'est le Projet du Transporteur qu'elle examine, et non un projet alternatif que l'intervenante pourrait vouloir lui soumettre.⁷ » (nos soulignés)

⁵ D-2009-068, R-3696-2009, p. 6.

⁶ Ibid., p. 6-7.

⁷ Ibid., p. 7.

La Régie continue en citant sa décision D-2007-45, où elle avait précisé que la Régie « approuve ou refuse un projet faisant l'objet d'une demande d'autorisation sur la base des renseignements fournis, dont, le cas échéant, ceux relatifs aux autres solutions que le Transporteur a envisagées » (nos soulignés). Elle rappelle que, quoiqu'un intervenant peut expliquer pourquoi le Projet, tel que présenté, ne devrait pas être autorisé, cela « ne doit pas équivaloir, en termes d'envergure, à élaborer et à soumettre à l'approbation de la Régie d'un nouveau projet »⁸.

Soulignons qu'il ne s'agissait pas d'un projet mineur, mais d'une mise à niveau du réseau de transport principal, d'un coût de plus de 250 millions \$⁹.

Si l'étude d'un projet alternatif qui n'a pas été envisagé par le Transporteur est exclue de la portée d'un dossier en vertu de l'art. 73, il découle *a fortiori* qu'une telle audience n'est pas le forum approprié pour faire l'étude de la planification du Transporteur.

Les décisions auxquelles je fais référence sont disponibles sur le site de la Régie.

Citation :

Notons par ailleurs que des processus d'approbation des projets, tant sur le plan énergétique qu'environnemental, existent également aux États-Unis, ce qui n'a pas empêché la FERC d'exiger l'Annexe K pour l'ensemble des services publics sous sa compétence. (p. 53)

Demande :

5.1 Veuillez préciser à quels processus vous faites référence.

Réponse 5.1 :

Les investissements en infrastructure de transport sont assujettis aux États-Unis à plusieurs processus d'approbation, tant fédéral qu'étatique et tant énergétique qu'environnemental. Étant donné que ces derniers varient d'un État à un autre, cette réponse est loin d'être exhaustive. Elle est fournie à titre indicatif, et ne présente pas nécessairement l'ensemble des nuances nécessaires pour apprécier la portée de chacun des processus mentionnés.

Dans plusieurs États, une approbation au préalable est requise du régulateur énergétique à l'effet que l'investissement prévu est dans l'intérêt public. Au Vermont, par exemple, en vertu de la section 248 des Lois consolidées du Vermont (30 V.S.A. § 248), il est interdit de commencer la préparation d'un site pour construction des installations devant servir notamment pour le transport d'électricité, si le régulateur (le Public Service Board of Vermont) n'a pas préalablement certifié que lesdites installations vont promouvoir le bien-être de l'État (« unless the public service board first finds that the same will promote the general good of the state and issues a certificate to that effect »).

⁸ Ibid.

⁹ D-2009-109, R-3696-2009, p. 6.

Avant de faire cela, le PSB doit tenir des audiences publiques techniques et non techniques, avoir constaté que le projet :

- will not unduly interfere with the orderly development of the region with due consideration having been given to the recommendations of the municipal and regional planning commissions, the recommendations of the municipal legislative bodies, and the land conservation measures contained in the plan of any affected municipality.
- is required to meet the need for present and future demand for service which could not otherwise be provided in a more cost effective manner through energy conservation programs and measures and energy-efficiency and load management measures,
- will not adversely affect system stability and reliability;
- will result in an economic benefit to the state and its residents;
- will not have an undue adverse effect on esthetics, historic sites, air and water purity, the natural environment and the public health and safety,
- is consistent with the principles for resource selection expressed in that company's approved least cost integrated plan¹⁰.

Par ailleurs, le PSB doit notifier les différents départements (ministères) concernés de l'État et les municipalités affectées, ainsi que toute ONG qui a indiqué préalablement son intérêt dans la matière, et doit recevoir de la preuve sur l'ensemble des enjeux mentionnés dans la section 248.

À New York, il s'agit d'un Certificate of Public Convenience and Necessity émise par la Public Service Commission, en vertu de l'art. 68 de la Public Service Law¹¹.

Plusieurs États ont aussi des Siting Boards. Par exemple, le Massachusetts Energy Facilities Siting Board doit autoriser la construction des installations importantes d'infrastructure énergétique, avec le mandat de s'assurer que l'État ait des approvisionnements fiables en énergie, avec un minimum d'impact sur l'environnement, et au moindre coût¹². Le Siting Board représente l'État devant la FERC¹³. Voici une description du Siting Board, tirée de son site internet:

How Does the Siting Board Process Work?

The Siting Board review process is a legal proceeding, designed to protect the rights of all participants, in which the burden is on the developer to demonstrate that the proposed project meets

¹⁰ http://www.state.vt.us/psb/document/Citizens_Guide_to_248.pdf

¹¹ Site internet de la PSC.

¹² G.L. c. 164, §69H

¹³

http://www.mass.gov/?pageID=eoeewaterterminal&L=3&L0=Home&L1=Energy,+Utilities+%26+Clean+Technologies&L2=Energy+Facilities+Siting+Board&sid=Eoeea&b=terminalcontent&f=dpu_siting_efsbddivrespon&csid=Eoeea

the requirements set forth in the Siting Board's statute. During the proceeding, parties may present witnesses and evidence, ask written questions, examine each other's witnesses, and make arguments as to whether the evidence indicates that a proposed project should be approved, and if so, under what conditions. The Siting Board acts as a fact finder, and approves or rejects a proposed project based on the evidence developed during the proceeding. The process includes the following stages:

Public Comment Hearing: The public comment hearing is a forum where the general public can learn about and comment on the proposed project. It is held in the evening in the vicinity of the proposed project, so that as many people as possible can participate.

Discovery: The developer responds to written questions (called "discovery") from the Siting Board staff and individuals or groups that have been permitted to intervene as a party ("intervenors"). Intervenors may present expert testimony if they wish to do so; if so, they must respond to discovery by the developer and the staff, and may be required to respond to discovery by other intervenors.

Evidentiary Hearings: Witnesses are questioned under oath by Siting Board staff, the developer, and intervenors in a process that resembles a hearing in a court of law.

Briefs: The developer intervenors and, in some cases, limited participants provide written arguments as to why the evidence indicates that the proposed project should or should not be approved.

Decision: Three to four months after the briefs are submitted, the Siting Board staff issues a Tentative Decision approving or rejecting the project. After a short comment period, the Siting Board meets in public to vote on whether to accept the Tentative Decision. The Final Decision reflects any changes made at the Siting Board meeting.¹⁴

La plupart, sinon la totalité, des États ont des processus d'approbation environnementale. À titre d'exemple, dans l'État de New York, la plupart des projets énergétiques requièrent une étude d'impacts environnementaux en vertu de la State Environmental Quality Review Act (SEQRA)¹⁵. Techniquement, c'est l'existence des impacts environnementaux découlant de la décision gouvernementale d'approuver un projet qui déclenche le processus SEQR. Il importe de souligner que l'étude d'impact est élaborée par l'agence gouvernementale en question (p. ex. le régulateur énergétique), et non pas par le promoteur du projet. Cela dit, les frais sont imputables au promoteur.

Similairement, avant d'émettre une autorisation qui peut créer des impacts environnementaux, les entités fédérales (notamment la FERC et le Département de l'énergie) doivent procéder à une étude d'impacts environnementaux en vertu de National Environmental Policy Act (NEPA).

Mentionnons également que, avant de construire une nouvelle interconnexion internationale, il faut obtenir un Presidential Permit¹⁶. Ce processus est géré par l'Office of Electricity Delivery and Energy Reliability du Department of Energy. Avant de l'émettre, DOE doit constater que le projet est d'intérêt public, tenant compte notamment des impacts environnementaux (NEPA) et de ses effets sur la fiabilité énergétique. DOE compte

¹⁴ http://www.mass.gov/?pageID=eoeaterminal&L=3&L0=Home&L1=Energy,+Utilities+%26+Clean+Technologie&L2=Energy+Facilities+Siting+Board&sid=Eoeea&b=terminalcontent&f=dpu_siting_faqs_siting&csid=Eoeea

¹⁵ 6 NYCRR Part 617, sous l'autorité législative de la Environmental Conservation Law Sections 3-0301(1)(b), 3-0301(2)(m) and 8-0113.

¹⁶ En vertu de l'Executive Order 10485, amendé par EO 12038.

s'attend également à ce que les services publics propriétaires des installations respectent les principes d'accès ouvert et non-discrimination du Federal Power Act, Order 888 et des ordonnances subséquentes de la FERC¹⁷.

5.2 Veuillez fournir la liste et copie de tous les processus auxquels vous faites référence.

Réponse 5.2 : Voir la réponse à la demande 5.1.

Citation :

« Il en découle que des méthodologies de calcul de l'ATC qui sont devenues obligatoires en vertu de l'Ord. 729 (et 729-A qui l'a suivie le 5 mai 2010) font implicitement partie de la mise à jour du pro forma de la FERC, entamée dans l'Ord. 890 et al. (page 76)

Ce calendrier a été modifié dans l'Ord. 729-A et dans l'Ord. 729-B, la FERC a finalement indiqué que ces normes deviendront obligatoires le 1^{er} avril 2011. (p. 78).

Demande 6 :

6.1 Veuillez indiquer la date à laquelle les méthodologies de calcul de l'ATC seraient devenues obligatoires en vertu des ordonnances 729 et 729-A.

Réponse 6.1 :

L'ord. 729, émise le 24 novembre 2009, a précisé que les normes de fiabilité relativement à l'ATC seraient en vigueur le premier jour du premier trimestre du calendrier qui arrive douze mois après la date où ces normes de fiabilité sont approuvées par l'ensemble des autorités réglementaires applicables :

95. As approved, the Reliability Standards shall become effective on the first day of the first calendar quarter that is twelve months beyond the date that the Reliability Standards are approved by all applicable regulatory authorities. The Commission finds that the approved implementation schedule strikes a reasonable balance between the need for timely reform and the needs of transmission service providers and transmission operators to make adjustments to their calculations of available transfer capability, capacity benefit margin and transfer reliability margin. To the extent necessary, we clarify that, under this plan, the Reliability Standards shall become effective on the first day of the first quarter occurring 365 days after approval by all applicable regulatory authorities. Approval by the Commission will be effective 60 days after the date of publication of this Final Rule in the Federal Register. If a transmission service provider or transmission operator is unable to implement these Reliability Standards within the time allowed, requests for extension should be considered through NERC's enforcement and compliance program. (nos soulignés)

Toutefois, la FERC a reçu plusieurs demandes de *rehearing* soulignant la confusion créée

¹⁷ Federal Register, Vol. 75, No. 43, 5 mars 2010, p. 10229.

par cette formulation, dont notamment le fait que l'expression « all applicable regulatory authorities » semblait inclure des régulateurs canadiens.

Dans son ordonnance 729 A (Order on Clarification), émise le 15 mai 2010, la FERC a donné raison à ces demandes, en indiquant que sans d'autres clarifications concernant les approbations réglementaires au Canada, ce calendrier d'implantation ne peut définir les dates obligatoire d'application à l'intérieur des États-Unis. Ainsi, elle modifie le calendrier pour exiger que ces normes de fiabilité deviennent obligatoires aux États-Unis dès le premier jour du premier trimestre qui arrive au moins 365 jours après la publication de l'ord. 729 dans le Federal Register, soit le 1^{er} janvier 2011.

7. The Commission agrees that, without further clarification about regulatory approvals in the Canadian provinces, the approved implementation schedule is not determinative as to the effective date of the MOD Reliability Standards within the United States. Without a clear process for informing entities of the approval by all appropriate regulatory authorities, the implementation schedule presents some compliance risks. NERC has indicated that it would support implementation of the MOD Reliability Standards within the United States as of the first day of the first quarter occurring 365 days after the publication of Order No. 729 in the Federal Register. The Commission agrees that this implementation schedule is appropriate. Accordingly, the Commission clarifies that the MOD Reliability Standards shall become effective within the United States as of the first day of the first quarter occurring 365 days after the publication of Order No. 729 in the Federal Register, i.e., January 1, 2011. (Ord. 729-A)

Finalement, dans son Ordonnance 729-B, émise le 15 juillet 2010, la FERC a encore une fois « *granted requests for rehearing* » sur le calendrier d'implantation des normes de fiabilité relativement à l'ATC. Elle décide finalement de baser la date où les normes devront obligatoirement être en vigueur sur la date d'émission de l'Ord. 729, plutôt sur sa date de publication dans le Federal Register.

13. Upon further consideration, the Commission has determined that the implementation schedule of the MOD Reliability Standards should be keyed to the date of approval of the Reliability Standards, as originally contemplated in Order No. 729, and not the date of publication of Order No. 729 in the *Federal Register*. Accordingly, the Commission grants rehearing of its determination in Order No. 729-A and directs that the MOD Reliability Standards shall become effective within the United States as of the first day of the first quarter occurring 365 days after their approval by the Commission, i.e., April 1, 2011.

Ainsi, ces normes deviendront obligatoires aux États-Unis le 1er avril 2011.

En même temps, la FERC a précisé que les amendements aux Appendices C nécessaires pour permettre l'application tarifaire de ces normes de fiabilité devront être déposées auprès de la FERC au plus tard 90 jours avant cette date, soit le 1^{er} janvier 2011 (Ord. 729-B, para. 16).

Citation :

Par ailleurs, étant donné que l'utilisation de ces normes pour le calcul de l'ATC sera obligatoire à partir du 1^{er} avril 2010, et donc qu'elles seront obligatoirement intégrées dans les OATT des transporteurs américains, l'ajout de l'Appendice C-1 tel que proposé, est essentiellement futile. Aucune raison n'a été avancée pour le promulguer autre que pour démontrer la conformité avec l'Ord. 890. Toutefois, même si cet Appendice aurait été [sic] en conformité avec l'Ord. 890 avant l'adoption de l'Ord. 729 – ce qui est douteux – elle ne le sera certainement plus après le 1^{er} janvier 2011. (p. 87)

Demande 7 :

7.1 Veuillez expliquer la provenance des dates (1^{er} avril 2010, 1^{er} janvier 2011) mentionnées dans l'extrait cité en référence.

Réponse 7.1 :

Quant à la première date, il s'agit d'une erreur cléricale, qui se retrouve à la page 87 et aussi à la page 92. Dans les deux places, la date devrait être le **1^{er} avril 2011**.

La deuxième date mentionnée, celle du 1^{er} janvier 2011, est expliquée dans le passage suivant de mon rapport d'expert, à la page 78 :

Il est opportun ici de mentionner que, dans l'Ord. 729-A émise le 5 mai 2010, la FERC a revu le calendrier d'implantation de ces normes de fiabilité. Dans l'Ord. 729, celle-ci avait précisé que les MOD Reliability Standards entreraient en vigueur au début du premier trimestre calendrier douze (12) mois après l'approbation de ces normes par toute entité réglementaire pertinente. Ce calendrier a été modifié dans l'Ord. 729-A, et dans l'Ord. 729-B, la FERC a finalement indiqué que ces normes deviendront obligatoires le 1^{er} avril 2011¹⁸. Dans cette même ordonnance, FERC précise que les modifications nécessaires aux Appendices C des OATT des transporteurs devront être déposées 90 jours avant cette date, soit le 1^{er} janvier 2011. (soulignés ajoutés)

Ainsi, les normes sont obligatoires à partir du 1^{er} avril 2011; toutefois, pour ce faire, les services publics soumis à la compétence de la FERC doivent déposer des tarifs qui les intègrent dès le 1^{er} janvier 2011.

Voir aussi la réponse 6.1, ci-dessus.

¹⁸ Ord. 729-B, paragraphe 13. Il est intéressant de noter que la modification du calendrier d'implantation découle de l'incertitude quant aux régulateurs canadiens. « It is unclear whether and when the Canadian provinces will act on these MOD Reliability Standards » (para. 14).