



Stein Monast S.E.N.C.R.L. AVOCATS

Édifice Stein Monast
70, rue Dalhousie
Bureau 300
Québec (Québec) G1K 4B2
CANADA

Téléphone : 418.529.6531
Télécopieur : 418.523.5391

www.steinmonast.ca

Québec, le 15 novembre 2010

Me Véronique Dubois
Secrétaire
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
Tour de la Bourse, C.P. 001
800, Place Victoria, 2^e étage, bureau 255
Montréal (Québec) H4Z 1A2

OBJET: Dossier : R-3740-2010
Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour
l'année tarifaire 2011-2012
N/ D : 1041776

Chère Consoeur,

Nous vous transmettons la réponse de l'AQCIE et du CIFQ à la demande de renseignements no. 1 de la Régie.

Quinze exemplaires vous sont transmis ce jour par courrier.

Veillez agréer, chère consœur, l'expression de nos sentiments distingués.

STEIN MONAST s.e.n.c.r.l.

PIERRE PELLETIER

PP/lm
c.c. Me Éric Fraser, Hydro-Québec
Les intervenants

PGEEÉ

1. Référence : Pièce C-4-7, AQCIE/CIFQ, page 6.

Préambule :

Dans son mémoire, l'AQCIE/CIFQ recommande à la Régie :

- *« D'écarter la décision unilatérale du Distributeur d'exclure les titulaires de contrat spéciaux de certains programmes du PGEEÉ, notamment l'OIEÉB et l'OIEÉSI ;*
- *D'ordonner la constitution d'un comité d'évaluation des facteurs économiques associés à l'accès des titulaires de contrats spéciaux à ces programmes ; et,*
- *D'ordonner que l'accessibilité des titulaires de contrats spéciaux à certains programmes soit déterminée sur une base individuelle, et non sur la base de l'appartenance à une catégorie de clients dans son ensemble. »*

Demande :

1.1 Dans l'éventualité où la Régie retenait la première recommandation de l'AQCIE/CIFQ, veuillez élaborer sur l'utilité d'un comité d'évaluation des facteurs économiques associés à l'accès des titulaires de contrats spéciaux aux programmes du PGEEÉ.

Réponse 1.1 :

L'AQCIE et le CIFQ sont d'avis que la décision d'exclure les titulaires de contrats spéciaux des programmes du PGEEÉ appartient à la Régie et non au Distributeur.

L'action unilatérale du Distributeur compromet le déroulement des efforts d'efficacité énergétique en cours chez tous les industriels concernés. L'AQCIE et le CIFQ sont d'avis que, tant dans l'intérim que de manière finale, l'éligibilité à ces programmes doit être maintenue.

L'un des moyens à la disposition de la Régie pour prendre une décision éclairée consiste à mettre les parties en présence dans un rapport de force équilibré pour en arriver à un examen serein des problématiques et des solutions possibles. Dans cette mesure, la création d'un comité nous apparaît le meilleur moyen de générer des solutions créatives et de dissiper l'incertitude engendrée par la décision du Distributeur.

Demande :

1.2 Dans l'éventualité où la Régie retenait la première recommandation de l'AQCIE/CIFQ, veuillez indiquer si titulaires de contrats spéciaux doivent avoir accès aux programmes du PGEEÉ, suivant les mêmes paramètres que les autres clients du Distributeur.

Réponse 1.2:

Oui, à court terme, le maintien du *statu quo* est essentiel à la protection des investissements des industriels et à l'examen des enjeux du dossier dans la perspective de recherche de solutions créatives, efficaces et durables. Au surplus, à plus long terme, l'AQCIE et le CIFQ s'opposent ici à une forme de discrimination *ab initio* en regard de l'accès aux tarifs et conditions de service réglementés. Dans cette perspective, il ne peut y avoir plusieurs catégories de consommateurs au sein de la grande industrie en regard de l'accès au PGEÉ.

Demande :

- 1.3 Veuillez élaborer sur les objectifs et les échéanciers du comité proposé, ainsi que sur sa constitution.

Réponse 1.3:

L'AQCIE et le CIFQ proposent que le comité d'évaluation se penche sur la problématique mise de l'avant par le Distributeur pour en évaluer les impacts et identifier les bénéfices pour l'ensemble de la clientèle.

L'action de l'AQCIE et du CIFQ vise trois objectifs : efficacité, contrôle des coûts de la réglementation et transparence. Nous prenons pour acquis que les recommandations de ce comité pourront être débattues dans le prochain dossier tarifaire du Distributeur. Afin de limiter les coûts relatifs à cet exercice, et compte tenu de cet examen public, l'AQCIE et le CIFQ privilégient la créativité et la célérité d'un échange direct entre le Distributeur et ses clients concernés. Le comité d'évaluation devrait, dans cette optique, être composé de représentants des titulaires de contrats spéciaux et du personnel du Distributeur, auxquels pourront s'adjoindre, au besoin, des experts en la matière.

Demande :

- 1.4 Veuillez élaborer, en fournissant des exemples, sur les critères permettant de déterminer l'accessibilité des titulaires de contrats spéciaux à certains programmes, sur une base individuelle plutôt que sur la base de l'appartenance à une catégorie tarifaire.

Réponse 1.4:

L'AQCIE et le CIFQ sont d'avis que les règles d'accès au PGEÉ doivent être claires, objectives, universelles et non discriminatoires afin de permettre à tout usager de proposer ses projets, au bénéfice de la collectivité. Ce sont les projets qui doivent, jugés au mérite, être acceptés ou refusés selon qu'ils rencontrent ou non les critères du PGEÉ. Il est discriminatoire d'exclure tous les titulaires de contrats spéciaux sans égard à leur situation et sans égard aux bénéfices de leurs projets, le Distributeur privant ainsi sa clientèle des bénéfices inhérents à la réalisation de certains projets.

À titre d'exemple, les projets de Rio Tinto Fer et Titane proviennent d'un client ayant des caractéristiques de consommation différentes de celles d'une aluminerie. Bien que le client détienne un contrat spécial, aucun des arguments du Distributeur ne s'applique à lui.

Par ailleurs, les projets d'une aluminerie peuvent se révéler plus attrayants pour la clientèle et le Distributeur sans que les règles actuelles ne permettent d'en mesurer la valeur si celle-ci se réalise sur un horizon de temps autre qu'annuel.

Autrement dit, l'accès aux programmes du PGEE n'est pas lié à l'identité du client ou à la nature de son contrat (spécial ou non), mais aux bénéfices de ses efforts d'efficacité énergétique. Dans ce cas, l'accès universel à tous doit immédiatement être affirmé. Pour l'AQCIE et le CIFQ, c'est dans la définition des programmes et dans leurs conditions que doit se jouer l'accessibilité, pour maximiser le gain social de manière équitable pour tous.

COÛT DE RETRAITE

2. **Références :**
- (i) Pièce C-4-1, AQCIE/CIFQ, page 4 ;
 - (ii) Pièce C-4-7, AQCIE/CIFQ, *Evidence*, Rapport préparé par Robert D. Knecht, page 11.

Préambule :

- (i) Dans sa demande d'intervention, l'AQCIE/CIFQ mentionne :

« Ils souhaitent faire procéder à un examen plus large des pratiques à cet égard dans d'autres juridictions et requérir de l'expert Robert D. Knecht des recommandations pour considération par la Régie. »

- (ii) Dans son rapport, Robert D. Knecht indique :

« I therefore conclude that it would be reasonable for the Régie to reconsider its rejection of a reconciliation mechanism, particularly in light of the substantial over-recovery of actual costs experienced in each of the past three years (2008 - 2010). In the alternative, the Régie should direct HQD to investigate whether there would be any value in establishing a minimum cash contribution mechanism, designed to ensure that the costs borne by ratepayers are being fully contributed to the pension fund. I recognize that developing such a mechanism may be difficult if HQ operates only a single combined pension plan. However, without some regulatory protection, ratepayers may continue to pay for pension costs that are not yet incurred by HQD, but which they may need to pay for again in the future. »

[Nous soulignons]

Demande :

- 2.1 Avez-vous procédé à l'examen des pratiques à l'égard des charges de retraite dans d'autres juridictions ? Si oui,

- Veuillez déposer les résultats et indiquer entre autres les noms des juridictions et les références aux décisions pertinentes.
- Veuillez indiquer s'il y a des juridictions qui utilisent un mécanisme tel que recommandé par l'AQCIE/CIFQ, soit : *“to investigate whether there would be any value in establishing a minimum cash contribution mechanism, designed to ensure that the costs borne by ratepayers are being fully contributed to the pension fund”*.

Réponse 2.1:

Mr. Knecht has not undertaken an exhaustive review of the practices of other jurisdictions with respect to reconciliation mechanisms for pension or other post-employment benefit (“OPEB”)

costs. In Mr. Knecht's experience, the practices of other jurisdictions vary considerably. Mr. Knecht believes that such decisions are and should be made based on the specific circumstances facing the utility and its ratepayers.

In respect of pension reconciliation and/or deferral accounts, Mr. Knecht notes that regulators are understandably concerned about balancing the interests of ratepayers, by avoiding mechanisms which create incentives for utilities to under-contribute to pension funds and by creating disincentives for utilities to practice cost control, with the interests of utilities, by mitigating risks and cost swings over which the utilities have little direct control. Regulators can reach different conclusions about risk-sharing. For example, in recent years, a number of utilities have proposed that pension and OPEB reconciliation mechanisms be adopted, in order to accommodate increases in plan costs that result from losses incurred on the investment of plan assets related to recent capital market volatility. In a number of instances, regulators have rejected these proposals because they believe the risk faced by utilities is reflected in the allowed cost of capital. Therefore, decisions regarding pension cost reconciliation mechanisms take a wide variety of forms. In short, there is no "one-size-fits-all" solution that regulators use for appropriately balancing the interests of ratepayers and utility shareholders.

Although Mr. Knecht has not conducted an exhaustive review of regulatory practices, he offers the following examples as illustrations of the different policies adopted by regulators in different circumstances. Note that Mr. Knecht's direct experience with these proceedings is limited to the Pennsylvania proceedings cited below.

1. At Docket No. R-2009-2139884 (Order entered 23 December 2003), the Pennsylvania Public Utility Commission approved a settlement mechanism for pension and OPEB costs, including the following provisions:

4. *That in resolution of issues raised concerning Pension and other post-employee benefits (OPEB), and in compliance with the Stipulation in Settlement agreed to by the parties, the Commission approves and incorporates into this Order the following:*

"The Company determines the amount of its annual contribution to pensions based upon, among other things, actuarial studies. Such studies necessarily utilize numerous assumptions and projections, including future investment returns, inflation, discount rates, mortality rates of qualified employees, and the characteristics of the population of employees who will qualify for pensions. As a result of the uncertainty related to these factors, the results of actuarial studies and the annual contribution by the Company to pensions may vary substantially from year to year.

"In order to address such variations in annual cash contributions to pensions, starting with the commencement of the future test year in this proceeding, the Company will be permitted to defer for financial reporting and for ratemaking purposes any differences between: (1) the cash contribution made by the Company to pensions in the fiscal year ending on each September 30, and (2) the amount of the contribution used to determine the pension O&M expenses reflected in rates in effect for each year.

"The Company will be permitted to amortize the cumulative asset or liability as part of the next redetermination of base rates. As deferred amounts are amortized, the appropriate portions of the amounts will be capitalized or charged to operation and maintenance expense directly or through clearing accounts.

"The Company will be permitted to record in its books of account a regulatory asset or liability, as appropriate, to offset such deferred amount.

"In addition, the Company will continue its prior procedure of recording, for financial reporting purposes, the difference between the SFAS No. 87 accrual and the cash contribution as a regulatory (deferred) asset or liability in accordance with SFAS No. 71, which will be reversed as contributions differ from SFAS No. 87 accruals in the future.

"For each year ending September 30, the Company will contribute to the pensions an amount not less than the greater of: 1) the minimum contribution under ERISA as determined based upon the report for the plan year ending on June 30, preceding the commencement of the year; or 2) the contribution amounts used to determine the O&M expense for pensions included in rates to the extent that such amount is deductible for federal income taxes.

"The Commission has reviewed the Company's ratemaking and accounting treatments of pensions and finds them acceptable."

The Pennsylvania Public Utility Commission has adopted similar mechanisms for other utilities on a case-by-case basis, including Columbia Gas of Pennsylvania at Docket No. R-2008-2011621.

2. At Docket No. R-2009-2139884 (see Recommended Decision dated 18 June 2010), the Pennsylvania Public Utility Commission approved a settlement rate mechanism which required the Philadelphia Gas Works to make specific annual cash contributions to an irrevocable OPEB fund. As a municipally-owned utility, PGW was permitted to continue pay-as-you-go funding far longer than investor-owned utilities. Moreover, PGW is a cash-flow regulated utility whose financial situation has been precarious for several years. Ratepayer advocates were concerned that PGW would inequitably reduce cash OPEB to avoid taking more difficult cost mitigation actions. For that reason the settlement included minimum cash funding requirements.
3. In Decision 2010-189 (30 April 2010) involving ATCO Utilities (electric, gas and pipeline), the Alberta Utilities Commission approved the use of a deferral account mechanism for the portion of pension plan funding obligations related to the amortization of the unfunded liability which resulted from unanticipated changes in the value of plan assets. The AUC's decision at pages 13-29 presents a thorough evaluation of the issues that the regulator considered in this proceeding.
4. At Order P.U. 43 (2009) the Newfoundland Board of Commissioners of Public Utilities approved a pension cost deferral account for Newfoundland Power. In so doing, the Board indicated clearly that the reconciliation would apply only to

variances beyond the control of the Company. (Order, p. 9) Newfoundland Power currently has a proceeding in place in which a similar reconciliation mechanism is proposed for OPEB costs.

5. In EB-2007-0905, the Ontario Energy Board rejected a proposal by Ontario Power Generation Inc. to establish a pension cost deferral account prospectively “related to changes in the discount rate used for pensions and OPEBs.” (Decision with Reasons at 127) The Board indicated that its prior approval of pension cost deferral accounts for Hydro One were either (a) related to actual known and material variances, or (b) the approval of settlement with limited precedential value. The Board indicated that OPG could subsequently request a deferral account if future variances proved to be material.
6. The Massachusetts Department of Public Utilities uses reconciliation mechanisms for pension and OPEB (referred to as “PBOP”) costs, denoted the Pension Adjustment Mechanism (“PAM”) and the PBOP Adjustment Factor (“PAF”). See, for example, 31 August 2010 Mass DPU decision at dockets 08-56 and 09-96.
7. The Michigan Public Service Commission adopted a pension reconciliation mechanism for Consumers Energy in November 2006 at Case No. U-14547, and it terminated that mechanism in August 2007 at Case No. U-15190, pursuant to a settlement among the parties.

PGEÉ

1. **Référence :** Pièce C-4-7, AQCIE/CIFQ, page 6.

Préambule :

Dans son mémoire, l'AQCIE/CIFQ recommande à la Régie :

- *« **D'écarter** la décision unilatérale du Distributeur d'exclure les titulaires de contrat spéciaux de certains programmes du PGEÉ, notamment l'OIEÉB et l'OIEÉSI ;*
- ***D'ordonner** la constitution d'un comité d'évaluation des facteurs économiques associés à l'accès des titulaires de contrats spéciaux à ces programmes ; et,*
- ***D'ordonner** que l'accessibilité des titulaires de contrats spéciaux à certains programmes soit déterminée sur une base individuelle, et non sur la base de l'appartenance à une catégorie de clients dans son ensemble. »*

Demande :

1.1 Dans l'éventualité où la Régie retenait la première recommandation de l'AQCIE/CIFQ, veuillez élaborer sur l'utilité d'un comité d'évaluation des facteurs économiques associés à l'accès des titulaires de contrats spéciaux aux programmes du PGEÉ.

Réponse 1.1 :

L'AQCIE et le CIFQ sont d'avis que la décision d'exclure les titulaires de contrats spéciaux des programmes du PGEÉ appartient à la Régie et non au Distributeur.

L'action unilatérale du Distributeur compromet le déroulement des efforts d'efficacité énergétique en cours chez tous les industriels concernés. L'AQCIE et le CIFQ sont d'avis que, tant dans l'intérim que de manière finale, l'éligibilité à ces programmes doit être maintenue.

L'un des moyens à la disposition de la Régie pour prendre une décision éclairée consiste à mettre les parties en présence dans un rapport de force équilibré pour en arriver à un examen serein des problématiques et des solutions possibles. Dans cette mesure, la création d'un comité nous apparaît le meilleur moyen de générer des solutions créatives et de dissiper l'incertitude engendrée par la décision du Distributeur.

Demande :

1.2 Dans l'éventualité où la Régie retenait la première recommandation de l'AQCIE/CIFQ, veuillez indiquer si titulaires de contrats spéciaux doivent avoir accès aux programmes du PGEÉ, suivant les mêmes paramètres que les autres clients du Distributeur.

Réponse 1.2:

Oui, à court terme, le maintien du *statu quo* est essentiel à la protection des investissements des industriels et à l'examen des enjeux du dossier dans la perspective de recherche de solutions créatives, efficaces et durables. Au surplus, à plus long terme, l'AQCIE et le CIFQ s'opposent ici à une forme de discrimination *ab initio* en regard de l'accès aux tarifs et conditions de service réglementés. Dans cette perspective, il ne peut y avoir plusieurs catégories de consommateurs au sein de la grande industrie en regard de l'accès au PGEÉ.

Demande :

- 1.3 Veuillez élaborer sur les objectifs et les échéanciers du comité proposé, ainsi que sur sa constitution.

Réponse 1.3:

L'AQCIE et le CIFQ proposent que le comité d'évaluation se penche sur la problématique mise de l'avant par le Distributeur pour en évaluer les impacts et identifier les bénéfices pour l'ensemble de la clientèle.

L'action de l'AQCIE et du CIFQ vise trois objectifs : efficacité, contrôle des coûts de la réglementation et transparence. Nous prenons pour acquis que les recommandations de ce comité pourront être débattues dans le prochain dossier tarifaire du Distributeur. Afin de limiter les coûts relatifs à cet exercice, et compte tenu de cet examen public, l'AQCIE et le CIFQ privilégient la créativité et la célérité d'un échange direct entre le Distributeur et ses clients concernés. Le comité d'évaluation devrait, dans cette optique, être composé de représentants des titulaires de contrats spéciaux et du personnel du Distributeur, auxquels pourront s'adjoindre, au besoin, des experts en la matière.

Demande :

- 1.4 Veuillez élaborer, en fournissant des exemples, sur les critères permettant de déterminer l'accessibilité des titulaires de contrats spéciaux à certains programmes, sur une base individuelle plutôt que sur la base de l'appartenance à une catégorie tarifaire.

Réponse 1.4:

L'AQCIE et le CIFQ sont d'avis que les règles d'accès au PGEÉ doivent être claires, objectives, universelles et non discriminatoires afin de permettre à tout usager de proposer ses projets, au bénéfice de la collectivité. Ce sont les projets qui doivent, jugés au mérite, être acceptés ou refusés selon qu'ils rencontrent ou non les critères du PGEÉ. Il est discriminatoire d'exclure tous les titulaires de contrats spéciaux sans égard à leur situation et sans égard aux bénéfices de leurs projets, le Distributeur privant ainsi sa clientèle des bénéfices inhérents à la réalisation de certains projets.

À titre d'exemple, les projets de Rio Tinto Fer et Titane proviennent d'un client ayant des caractéristiques de consommation différentes de celles d'une aluminerie. Bien que le client détienne un contrat spécial, aucun des arguments du Distributeur ne s'applique à lui.

Par ailleurs, les projets d'une aluminerie peuvent se révéler plus attrayants pour la clientèle et le Distributeur sans que les règles actuelles ne permettent d'en mesurer la valeur si celle-ci se réalise sur un horizon de temps autre qu'annuel.

Autrement dit, l'accès aux programmes du PGEÉ n'est pas lié à l'identité du client ou à la nature de son contrat (spécial ou non), mais aux bénéfices de ses efforts d'efficacité énergétique. Dans ce cas, l'accès universel à tous doit immédiatement être affirmé. Pour l'AQCIE et le CIFQ, c'est dans la définition des programmes et dans leurs conditions que doit se jouer l'accessibilité, pour maximiser le gain social de manière équitable pour tous.

COÛT DE RETRAITE

- 2. Références :**
- (i) Pièce C-4-1, AQCIE/CIFQ, page 4 ;
 - (ii) Pièce C-4-7, AQCIE/CIFQ, *Evidence*, Rapport préparé par Robert D. Knecht, page 11.

Préambule :

- (i) Dans sa demande d'intervention, l'AQCIE/CIFQ mentionne :

« Ils souhaitent faire procéder à un examen plus large des pratiques à cet égard dans d'autres juridictions et requérir de l'expert Robert D. Knecht des recommandations pour considération par la Régie. »

- (ii) Dans son rapport, Robert D. Knecht indique :

« I therefore conclude that it would be reasonable for the Régie to reconsider its rejection of a reconciliation mechanism, particularly in light of the substantial over-recovery of actual costs experienced in each of the past three years (2008 - 2010). In the alternative, the Régie should direct HQD to investigate whether there would be any value in establishing a minimum cash contribution mechanism, designed to ensure that the costs borne by ratepayers are being fully contributed to the pension fund. I recognize that developing such a mechanism may be difficult if HQ operates only a single combined pension plan. However, without some regulatory protection, ratepayers may continue to pay for pension costs that are not yet incurred by HQD, but which they may need to pay for again in the future. »

[Nous soulignons]

Demande :

2.1 Avez-vous procédé à l'examen des pratiques à l'égard des charges de retraite dans d'autres juridictions ? Si oui,

- Veuillez déposer les résultats et indiquer entre autres les noms des juridictions et les références aux décisions pertinentes.
- Veuillez indiquer s'il y a des juridictions qui utilisent un mécanisme tel que recommandé par l'AQCIE/CIFQ, soit : *“to investigate whether there would be any value in establishing a minimum cash contribution mechanism, designed to ensure that the costs borne by ratepayers are being fully contributed to the pension fund”*.

Réponse 2.1:

Mr. Knecht has not undertaken an exhaustive review of the practices of other jurisdictions with respect to reconciliation mechanisms for pension or other post-employment benefit (“OPEB”)

costs. In Mr. Knecht's experience, the practices of other jurisdictions vary considerably. Mr. Knecht believes that such decisions are and should be made based on the specific circumstances facing the utility and its ratepayers.

In respect of pension reconciliation and/or deferral accounts, Mr. Knecht notes that regulators are understandably concerned about balancing the interests of ratepayers, by avoiding mechanisms which create incentives for utilities to under-contribute to pension funds and by creating disincentives for utilities to practice cost control, with the interests of utilities, by mitigating risks and cost swings over which the utilities have little direct control. Regulators can reach different conclusions about risk-sharing. For example, in recent years, a number of utilities have proposed that pension and OPEB reconciliation mechanisms be adopted, in order to accommodate increases in plan costs that result from losses incurred on the investment of plan assets related to recent capital market volatility. In a number of instances, regulators have rejected these proposals because they believe the risk faced by utilities is reflected in the allowed cost of capital. Therefore, decisions regarding pension cost reconciliation mechanisms take a wide variety of forms. In short, there is no "one-size-fits-all" solution that regulators use for appropriately balancing the interests of ratepayers and utility shareholders.

Although Mr. Knecht has not conducted an exhaustive review of regulatory practices, he offers the following examples as illustrations of the different policies adopted by regulators in different circumstances. Note that Mr. Knecht's direct experience with these proceedings is limited to the Pennsylvania proceedings cited below.

1. At Docket No. R-2009-2139884 (Order entered 23 December 2003), the Pennsylvania Public Utility Commission approved a settlement mechanism for pension and OPEB costs, including the following provisions:

4. *That in resolution of issues raised concerning Pension and other post-employee benefits (OPEB), and in compliance with the Stipulation in Settlement agreed to by the parties, the Commission approves and incorporates into this Order the following:*

"The Company determines the amount of its annual contribution to pensions based upon, among other things, actuarial studies. Such studies necessarily utilize numerous assumptions and projections, including future investment returns, inflation, discount rates, mortality rates of qualified employees, and the characteristics of the population of employees who will qualify for pensions. As a result of the uncertainty related to these factors, the results of actuarial studies and the annual contribution by the Company to pensions may vary substantially from year to year.

"In order to address such variations in annual cash contributions to pensions, starting with the commencement of the future test year in this proceeding, the Company will be permitted to defer for financial reporting and for ratemaking purposes any differences between: (1) the cash contribution made by the Company to pensions in the fiscal year ending on each September 30, and (2) the amount of the contribution used to determine the pension O&M expenses reflected in rates in effect for each year.

“The Company will be permitted to amortize the cumulative asset or liability as part of the next redetermination of base rates. As deferred amounts are amortized, the appropriate portions of the amounts will be capitalized or charged to operation and maintenance expense directly or through clearing accounts.

“The Company will be permitted to record in its books of account a regulatory asset or liability, as appropriate, to offset such deferred amount.

“In addition, the Company will continue its prior procedure of recording, for financial reporting purposes, the difference between the SFAS No. 87 accrual and the cash contribution as a regulatory (deferred) asset or liability in accordance with SFAS No. 71, which will be reversed as contributions differ from SFAS No. 87 accruals in the future.

“For each year ending September 30, the Company will contribute to the pensions an amount not less than the greater of: 1) the minimum contribution under ERISA as determined based upon the report for the plan year ending on June 30, preceding the commencement of the year; or 2) the contribution amounts used to determine the O&M expense for pensions included in rates to the extent that such amount is deductible for federal income taxes.

“The Commission has reviewed the Company’s ratemaking and accounting treatments of pensions and finds them acceptable.”

The Pennsylvania Public Utility Commission has adopted similar mechanisms for other utilities on a case-by-case basis, including Columbia Gas of Pennsylvania at Docket No. R-2008-2011621.

2. At Docket No. R-2009-2139884 (see Recommended Decision dated 18 June 2010), the Pennsylvania Public Utility Commission approved a settlement rate mechanism which required the Philadelphia Gas Works to make specific annual cash contributions to an irrevocable OPEB fund. As a municipally-owned utility, PGW was permitted to continue pay-as-you-go funding far longer than investor-owned utilities. Moreover, PGW is a cash-flow regulated utility whose financial situation has been precarious for several years. Ratepayer advocates were concerned that PGW would inequitably reduce cash OPEB to avoid taking more difficult cost mitigation actions. For that reason the settlement included minimum cash funding requirements.
3. In Decision 2010-189 (30 April 2010) involving ATCO Utilities (electric, gas and pipeline), the Alberta Utilities Commission approved the use of a deferral account mechanism for the portion of pension plan funding obligations related to the amortization of the unfunded liability which resulted from unanticipated changes in the value of plan assets. The AUC’s decision at pages 13-29 presents a thorough evaluation of the issues that the regulator considered in this proceeding.
4. At Order P.U. 43 (2009) the Newfoundland Board of Commissioners of Public Utilities approved a pension cost deferral account for Newfoundland Power. In so doing, the Board indicated clearly that the reconciliation would apply only to

variances beyond the control of the Company. (Order, p. 9) Newfoundland Power currently has a proceeding in place in which a similar reconciliation mechanism is proposed for OPEB costs.

5. In EB-2007-0905, the Ontario Energy Board rejected a proposal by Ontario Power Generation Inc. to establish a pension cost deferral account prospectively “related to changes in the discount rate used for pensions and OPEBs.” (Decision with Reasons at 127) The Board indicated that its prior approval of pension cost deferral accounts for Hydro One were either (a) related to actual known and material variances, or (b) the approval of settlement with limited precedential value. The Board indicated that OPG could subsequently request a deferral account if future variances proved to be material.
6. The Massachusetts Department of Public Utilities uses reconciliation mechanisms for pension and OPEB (referred to as “PBOP”) costs, denoted the Pension Adjustment Mechanism (“PAM”) and the PBOP Adjustment Factor (“PAF”). See, for example, 31 August 2010 Mass DPU decision at dockets 08-56 and 09-96.
7. The Michigan Public Service Commission adopted a pension reconciliation mechanism for Consumers Energy in November 2006 at Case No. U-14547, and it terminated that mechanism in August 2007 at Case No. U-15190, pursuant to a settlement among the parties.