

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL
No : R-3644-2007

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

Distributeur

-et-

UNION DES MUNICIPALITÉS DU
QUÉBEC,

Intervenante

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3644-2007
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 18 DÉCEMBRE 2007
Pièces n°: NON COTÉE

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3644-2007
PIÈCE NO: C-14.6 UMQ
Date: 18 DÉCEMBRE 2007

ARGUMENTATION DE L'UNION DES MUNICIPALITÉS DU QUÉBEC

1) REVENUS REQUIS DU SERVICE DE DISTRIBUTION

a) Masse salariale
(UMQ-1, Doc.1, p. 7 à 10)

- Étude sur la position salariale déposée dans le dossier tarifaire 2009
 - a. doit inclure une évaluation de la rémunération et des autres avantages (retraite, bonis etc.)
 - b. juridiction de la Régie,
(voir décision de OEB (EB-2006-0501) aux pages 12 à 18 ainsi que 32 et 33, **Annexe 1**)
-et-
(voir décision de la Régie D-2007-08 à la page 23, **Annexe 2**)
- Flexibilité constitue un enjeu des prochaines négociations
- Régime d'intéressement constitue un enjeu des prochaines négociations

b) Stabilisation de SIC
(UMQ-1, Doc.1, p. 7)

- Rejet du montant de 6M\$ à titre de charges additionnelles de mauvaises créances
 - a. Pourquoi accepter d'avance ce scénario? – HQD doit tout mettre en œuvre pour l'éviter et non obtenir l'autorisation préalable d'arriver à ce résultat

c) Autres charges d'exploitation – Provision pour aléas d'exploitation
(UMQ-1, Doc.1, p. 10 et 11)

- Rejet de la provision pour aléas d'exploitation

d) Charges de service partagé – Groupe finance
(UMQ-1, Doc.1, p. 12)

- Suivi de la base de facturation pour les années à venir

2) ANALYSE DE L'EFFICIENCE ET DE LA PERFORMANCE

a) Plan intégré d'efficience – Échéancier
(UMQ-1, Doc.1, p. 13 à 16)

- Échéancier multi-annuel d'implantation du plan intégré d'amélioration du Distributeur
- Mesure des gains d'efficience par l'approche « incrémentielle »
 - a. HQD semble considérer qu'il s'agit de la façon de faire, mais une indication de la Régie dissiperait tout doute (N.S., 5 décembre 2007, p. 119 et 120)
- Mise en place d'initiatives ou amélioration substantielle à une ancienne initiative
 - a. description de la méthode d'évaluation des gains anticipés
 - b. faire le point sur les actions spécifiques
 - c. expliquer les résultats en fonction de la méthode d'évaluation

b) Performance
(UMQ-1, Doc.1, p. 16 à 19)

- Maintien des dix indicateurs spécifiques
 - a. présentent d'autres facettes d'analyse pertinentes (étendue du réseau et énergie distribuée)
 - b. permettent de faire un suivi plus continu

c. absence d'utilisation expresse des indicateurs par la Régie et les intervenants dans le cadre des dossiers tarifaires jusqu'à ce jour n'est pas en soi pertinent

- Définition de la largeur de la « fourchette »
 - a. nécessité de mise en place de critères plus objectifs et mesurables, plutôt que le jugement et l'expérience de HQD
(voir N.S., 5 décembre 2007, p. 112)
- Relever la cible de satisfaction des clients résidentiels, commerciaux et affaires
- Relever l'indice de continuité brut et normalisé (à moyen terme)

c) Balisage

- Observations de la Régie dans la décision D-2007-12 aux pages 24 à 31 (**Annexe 3**)
- Mise en place de cibles et d'échéanciers pour les atteindre
 - a. atteinte du résultat pas une fin en soi
 - b. processus d'amélioration est le but de l'exercice
(voir N.S., 5 décembre 2007, p. 108 et 109)
 - c. étude des résultats permet de cibler réellement là où il est possible et impossible de s'améliorer

3) DEMANDE D'AUTORISATION DES INVESTISSEMENTS 2008

a) Pertinence des investissements
(UMQ-1, Doc.1, p. 20 et 21)

- Présentation d'analyse coût bénéfice ou du moindre coût
(ex : projets supérieurs à 5M\$ ou un échantillonnage de 5 projets ciblés par la Régie)

Voir Argumentation de l'UMQ dans le dossier du Transporteur
(R-3641-2007)

b) Traitement des avant-projets
(UMQ-1, Doc.1, p. 21 et 22)

- Refus d'inclure les avant-projets
 - a. feu vert au projet
 - b. modification de la limite de 10M\$ lors de la soustraction des avant-projets
 - c. « mise en service » prématurée par une inclusion à la base de tarification sans que le projet lui-même ne soit encore approuvé et en service

- Réduction du budget des investissements de 2,1M\$

4) PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

a) Feux de signalisation

- Fin de la subvention au 31 décembre 2008 plutôt que le 1^{er} janvier 2008 pour les nouveaux feux de signalisation (voir cas particulier des feux pour piétons, remplacement et nouveaux)
(Projet de règlement qui devrait être adopté en mars 2008)
- Prolongation de la subvention jusqu'au 31 décembre 2010 pour le remplacement des feux de signalisation, mais contribution identique jusqu'à la fin
 - a. aucune justification prouvée pour réduire la contribution (re : accélération du programme)
 - b. la suggestion de l'UMQ tient compte de la date d'adoption des budgets municipaux et du plan triennal d'immobilisation entre le 15 novembre et le 31 décembre
(art 473 et 474 de *Loi sur les cités et villes*, **Annexe 4**)
 - c. la suggestion de l'UMQ permet le lissage des investissements requis sur plus d'une année

b) Schefferville

- Situation particulièrement problématique sur le plan financier
- Avantage immédiat pour la clientèle d'un programme en efficacité énergétique adapté à ce réseau
- Réduction potentielle du coût de desserte de la clientèle

5) RÉFORME DE LA STRUCTURE DES TARIFS GÉNÉRAUX

a) Retrait de la règle de passage automatique du tarif G au tarif M (UMQ-1, Doc.2, p.9)

- Nécessité d'information pour les clients pour un choix éclairé

b) Rendre compte de l'impact tarifaire (UMQ-1, Doc.2, p.9)

- Présentation de l'impact en termes absolus par secteur d'activité et par consommation

c) Suivi de la modification
(UMQ-1, Doc.2, p.10)

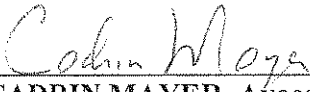
- Mise en place d'un mécanisme de suivi pour mesurer l'impact sur la clientèle au fur et à mesure de l'implantation des modifications

d) Ouverture aux ajustements
(UMQ-1, Doc.2, p.10)

- Reconnaître la possibilité d'ajustement face à des impacts trop importants ou imprévus pour certaines clientèles vs. signal de prix

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Rosemère, ce 18 décembre 2007



CADRIN MAYER, Avocats
Procureurs de l'intervenante UMQ

ANNEXE 1

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2007-08	R-3605-2006	20 février 2007
-----------	-------------	-----------------

PRÉSENTS :

M. Richard Carrier, B. Sc. (Écon.), M.A. (Écon.)
M. François Tanguay
M. Gilles Bouffanne, B. Sc. (Écon.)
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

**Liste des intervenants dont les noms apparaissent à la page
suivante**
Intervenants

**Décision relative à la demande de modification des tarifs et
conditions des services de transport d'Hydro-Québec au
1^{er} janvier 2007**

La preuve soumise montre que la convention collective sur les conditions de travail des ingénieurs et scientifiques de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) pour la période du 1^{er} janvier 2004 au 31 décembre 2009 a été renouvelée en septembre 2005. Bien que ce renouvellement ait été effectué après la date d'émission de la décision D-2005-50²⁵, les conditions liées aux bonis n'ont pas changé²⁶. Dans le cas des spécialistes, la Régie note une amélioration. Le renouvellement des conventions collectives, en juin 2006 établit un lien plus étroit avec la performance de la division de l'employé.

La Régie rappelle au Transporteur ses exigences quant à sa politique de rémunération, telles que précisées dans ses décisions D-2002-95 et D-2005-50. Elle réitère l'importance d'intégrer les objectifs de performance de sa division à tout son personnel. **Les objectifs et orientations du Transporteur en matière de régimes de rémunération variable doivent faire partie de sa preuve afin de lui permettre d'établir qu'ils répondent aux exigences précisées par la Régie dans ses décisions. Elle lui demande de faire rapport des actions prises à cet égard lors de son prochain dossier.**

La Régie note que les mandats de négociation avec le personnel syndiqué concernant la rémunération globale sont approuvés par le Conseil d'administration et sont soumis pour approbation au Conseil du trésor. Elle considère, cependant, que cette réalité ne dispense aucunement le Transporteur de présenter les mesures prises pour assurer un contrôle adéquat de la croissance de l'effectif et des charges salariales dans l'objectif d'assurer des tarifs à la fois justes et raisonnables pour les clients.

Le coût de retraite

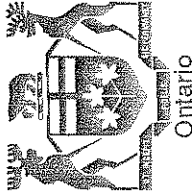
Le coût de retraite du Transporteur passe d'un montant de 29,7 M\$ en 2005 à une projection de 48,8 M\$ pour chacune des années 2006 et 2007. Le Transporteur explique cette augmentation de 19,1 M\$ par la baisse des taux d'intérêt à long terme constatée sur les marchés entre 2004 et 2005.

La Régie prend acte de la preuve à l'effet que l'année 2007 marque le début d'un régime de croisière plus stable quant à ces coûts.

²⁵ Décision D-2005-50, dossier R-3519-2004, Phase 1, 31 mars 2005.

²⁶ Pièce B-1, HQT-6, document 2, page 21.

ANNEXE 2



EB-2006-0501

IN THE MATTER OF AN APPLICATION BY

HYDRO ONE NETWORKS INC.

FOR 2007 AND 2008 ELECTRICITY TRANSMISSION REVENUE
 REQUIREMENTS

DECISION WITH REASONS

August 16, 2007

Summary of the Decision with Reasons
 (EB-2006-0501)

Clause	Application	Reasons/Decision
2	Revenue Requirement Adjustment Mechanism for 2009 and 2010	Not approved.
3	Board's jurisdiction to provide guidance on human resource costs	Board has the authority to make findings and provide guidance on the reasonableness of compensation costs.
4	OM&A expenses	Approved. Data on asset condition to be improved.
	Compensation levels	Approved. Improved reporting required and any reasons for executive compensation to be tracked.
5	Capital expenditure budget	Approved. Data on asset condition to be improved.
	Prevalence of Niagara Reinforcement Project	Approved.
6	Special treatment for designated capital projects	Not approved.
	Special treatment of Niagara Reinforcement Project	Applicant allowed to expense carrying costs.
7	Return on Equity	Not approved. Applicant to use the Distribution RCE formula.
	Capital Structure	Same as allowed for electricity distributors.
8	O&E Costs deferral account	Not approved.
	2006 Earnings Sharing Mechanism	Adjustments required to success income calculation. Capital contribution treatment not allowed.
9	2007 Revenue Deficiency Deferral Account	To be effective January 1, 2007.
	Load forecast	Weather-normal peak load forecast approved. Report required on weather normalization and differences with the IESO forecast.
	CDM Impact	Reduced by 350 MW.
10	Charge determinants	Status quo approved.
11	Implementation	Uniform Ontario Transmission Rates to be set in a further proceeding. Issued effective date of change November 1, 2007.

This summary excludes the particulars in the Settlement Proposal and does not form part of the Decision nor does it minimize all findings. It is not to be relied on for the purpose of applying or interpreting the Decision.

3. JURISDICTION

The Society of Energy Professionals (the "Society") has challenged the Board's jurisdiction to provide detailed guidance to Hydro One with respect to compensation costs negotiated as part of the collective bargaining process with its various unions. In its written submissions it stated:

It is the position of the Society that the statutory jurisdiction of the Ontario Energy Board to set rates for the transmission of electricity does not include the jurisdiction to:

1. Issue directions or orders which would in effect require Hydro One to violate the terms of a binding collective agreement with any of the unions representing Hydro One employees;
2. Issue directions or orders regarding positions Hydro One must take or objectives it must pursue in collective bargaining with unions representing Hydro One employees;
3. Issue directions or orders which in any other way would have the effect of pre-empting free and good faith collective bargaining between Hydro One and the unions representing Hydro One employees.

The Board notes that the Society did not challenge a specific decision of the Board. Rather, the Society appears to be anticipating reasons from the Board similar to those issued in Hydro One's 2006 Distribution Rates Decision (RP-2005-0020/EB-2005-0378), the "Distribution decision"; in particular, certain paragraphs which state clearly the Board's concerns with the Company's labour rates and compensation costs. In its Distribution decision the Board said:

3.4.3 The Board notes that the high compensation issue for Hydro One has a considerable history before this Board, dating back to the Ontario Hydro days.

The Board has noted in this proceeding that since the de-merger of Ontario Hydro, Hydro One has taken a number of steps to control its overall compensation costs by, for example, instituting a voluntary retirement program, outsourcing, use of the PWU hiring hall, initiating various cost efficiency programs, holding the line on compensation increases for management employees and imposing a two-tiered pension structure on a pension plan that is less generous for new employees represented by the Society of Energy Professionals. These are positive steps and the Board expects the company to continue and enhance such efforts in the future and report to the Board at the next main rates case. The Board is particularly concerned about the apparently high labour rates. In this respect, the Board expects Hydro One to identify what steps the company has taken or will take to reduce labour rates.

3.4.4 Even so, the comparisons between Hydro One's cash compensation with certain other utilities presented by intervenors are of concern. For example, SEC calculated that by applying Ottawa Hydro's compensation costs to Hydro One employees there would be a reduction of about \$85 million in Hydro One's cash compensation. The Board recognizes that there may be some roughness in the derivation of that figure and some differences in the profiles of the two utilities. However the contrast between the compensation structures is of concern to the Board.

3.4.5 The Board will not make an adjustment to the proposed OM&A costs based on compensation levels at this time but expects the utility to demonstrate in the future that lower compensation costs per employee have been achieved or demonstrate concrete initiatives whereby compensation costs will be brought more in line with other utilities.

In the Society's view, such directions are beyond the jurisdiction of this Board as they interfere with and have the effect of frustrating the statutorily mandated collective bargaining process at the utility.

The Society also contended that in so far as the Board appears to mandate reductions in labour rates or compensation costs, it has assumed a direct role in the negotiation process which is improper and inconsistent with the collective bargaining process. It suggests that in such circumstances, the Board has become "the ghost at the bargaining table" imposing limits on the scope of negotiation without any direct accountability to others participating in the process.

DECISION WITH REASONS

While it appears to find the Board's comments in the Distribution decision to be problematic, the Society did not seek a review of that decision, either at the Board or elsewhere. A consideration of jurisdictional issues is best undertaken when a specific action or decision by the tribunal is considered by a party to fall outside its jurisdiction. Dealing with jurisdictional issues on a speculative or theoretical basis is awkward, and not particularly useful.

If the Society regards some aspects of this Decision to be outside the Board's jurisdiction, it has a range of remedies available to it where its concerns can be addressed and adjudicated. Nonetheless, it may be helpful and appropriate to address some of the issues raised by the Society now.

The scope of the Board's jurisdiction is always subject to its own assessment in light of specific challenges, and, ultimately, when invoked by a party, to that of the Court.

The Board's jurisdiction with respect to ratemaking has been the subject of considerable recent examination by the Board itself and by the courts. While most of that commentary has concerned the process for establishing gas distribution rates, it is clear that the Legislature has endowed the Board with broad powers in the establishment of just and reasonable rates for electricity transmission as well. The Board's jurisdiction derives from the following sections of the Act:

19(1) The Board has in all matters within its jurisdiction authority to hear and determine all questions of law and fact.

19(6) The Board has exclusive jurisdiction in all cases and in respect of all matters in which jurisdiction is conferred on it by this or any other Act.

78(1) No transmitter shall charge for the transmission of electricity except in accordance with an order of the Board, which is not bound by the terms of any contract.

78(3) The Board may make orders approving or fixing just and reasonable rates for the transmitting or distributing of electricity and for the retailing of electricity in

DECISION WITH REASONS

order to meet a distributor's obligations under section 29 of the *Electricity Act*, 1998.

78(7) Upon an application for an order approving or fixing rates, the Board may, if it is not satisfied that the rates applied for are just and reasonable, fix such other rates as it finds to be just and reasonable.

78(8) Subject to subsection (9), in an application made under this section, the burden of proof is on the applicant.

78(9) If the Board of its own motion, or upon the request of the Minister, commences a proceeding to determine whether any of the rates that the Board may approve or fix under this section are just and reasonable, the Board shall make an order under subsection (3) and the burden of establishing that the rates are just and reasonable is on the transmitter or distributor, as the case may be.

128(1) In the event of conflict between this Act and any other general or special Act, this Act prevails.

In addition, when carrying out its responsibilities under the Act, the Board is subject to explicit objectives to protect the interests of consumers with respect to prices and the adequacy, reliability and quality of electricity service; to promote economic efficiency and cost effectiveness in the transmission of electricity; and to facilitate the maintenance of a financially viable electricity industry.

In assessing the Society's assertions it is important to note that where there is jurisdiction to regulate there is also an obligation to regulate. A regulatory body such as the Board has a positive obligation to fulfill the mandate bestowed upon it by the Legislature.

The Board has a positive obligation pursuant to section 78 to ensure that the rates governing the transmission of electricity are just and reasonable. In a decision that has been relied upon and cited numerous times, the Supreme Court of Canada has held that just and reasonable rates are those which strike an appropriate balance between

DECISION WITH REASONS

the interests of consumers on one hand, and the right of the utility to make a reasonable return on its investment, on the other.⁷

A number of intervenors argued, and Board staff observed, that the Board's method of determining just and reasonable rates does not include prohibiting the subject utility from making expenditures or incurring costs at rigidly prescribed levels. Rather, the Board approves a revenue requirement that is consistent with its findings on various cost categories, including operating costs. The courts have recognized that operating costs include compensation costs⁸, and that in the course of setting just and reasonable rates, numerous costs may be subject to challenge including those related to compensation plans.⁹

The Board's obligation to arrive at just and reasonable rates, and to protect the interests of consumers, requires it to assess the reasonableness of all cost categories for which recovery is sought. The Board has a wide discretion to allow, disallow or adjust the components of both rate base and expense¹⁰.

In the Distribution decision, the Utility's labour rates and compensation costs appeared consistently higher than those of comparable North American utilities. As a result, the Board panel deciding the Distribution case asked the Utility to identify steps it had taken or would take to reduce labour rates in the next Distribution rates case filing. The panel also required the Utility "to demonstrate in the future that lower compensation costs per employee have been achieved or demonstrate concrete initiatives whereby compensation costs will be brought more in line with other utilities".

⁷ "Just and reasonable" rates have been defined by the courts as those which are fair to the consumer and which permit the company to earn a fair return on the capital invested: *Northwestern Utilities, Ltd. v. City of Edmonton et al.*, [1929] S.C.R. 466, cited in *Re Union Gas Ltd. v. Ontario Energy Board et al.* (1983) 1 D.L.R. (4th) 698 (Ont. H.C.J.), p. 706.

⁸ *Re Union Gas Ltd. v. Ontario Energy Board et al.*, *ibid.*, p. 702.

⁹ *TransCanada Pipelines Ltd. v. Canada (National Energy Board)* [2004] F.C.J. No. 654. (C.A.), para. 34.

¹⁰ *Re Union Gas Ltd. v. Ontario Energy Board et al.*, *supra.*, p. 712.

DECISION WITH REASONS

That panel also required the Utility to provide further detailed information respecting the full extent of what appeared to be a disparity in comparative compensation costs. The underlying rationale for this finding was to ensure that the costs incurred by the Utility with respect to labour rates and compensation costs are reasonable, and can therefore form the basis of part of the overall revenue requirement of the Utility.

The same approach is taken for all other categories of costs that comprise a utility's revenue requirement. In making the finding that it did in the Distribution case, the Board was giving the Utility fair warning that the Board had concerns about the apparent disparity in comparative labour rates and compensation costs.

The Board did not and does not prohibit the Utility from paying to its workforce whatever it negotiates within the context of its labour relations environment. What the Board does do is limit the recovery as part of the revenue requirement to that portion of compensation cost which the Board finds to be reasonable.

In other words, the Utility is free within the negotiating environment to arrive at whatever resolution it sees fit. It has to do so, however, with knowledge that full recovery of the consequential cost may not be available to the extent that the Board considers the settlement to be unreasonable.

To do otherwise would make the ratepayers captive to whatever private arrangements are agreed to by the Utility and its unions. The Board can only meet its responsibility to protect the interests of consumers if it assesses the reasonableness of the costs which result from such settlements and provides for recovery according to a fair, transparent, and principled regulatory approach.

In its Reply submission, the Society argued that the Board has no authority to make orders which have the effect of compelling the Utility to violate labour relations agreements to which it is bound.

DECISION WITH REASONS

It is not the practice of this Board to make any such orders. The Board is expressly not bound by the terms of any contract in its establishment of just and reasonable rates pursuant to Section 78 of the Act. The Board assesses the reasonableness of the cost consequences of the utility's arrangements, and establishes the revenue requirement on the basis of that assessment. The Board's view of the reasonableness of compensation costs is just one of the factors that the parties at the bargaining table must take into account. The consequence of a Board finding that this category of cost is excessive is a possible disallowance of a portion of the amount claimed by the utility for inclusion in the revenue requirement. In that hypothetical case, the utility would decide whether to attempt to change its compensation practices or to source the additional funding from the shareholder.

Accordingly, the Board finds that it has the authority to make findings and to provide guidance with respect to the reasonableness of a utility's compensation costs for the purpose of setting just and reasonable rates for utility service.

DECISION WITH REASONS

action SEC said was not appropriate because management salaries "set the bar for all the Company's pay bands." SEC recommended that the Board disallow the portion of forecast compensation costs resulting from this change without specifying an amount, or if the amount involved is material.

SEC said the Board should reaffirm the direction given in the Distribution decision and warn Hydro One that it will risk not recovering all of its compensation costs if it fails to take reasonable steps to reduce compensation.

VECC and SEC noted that the compensation comparisons provided by Hydro One look only at base salary and short-term incentives. Both intervenors recommended that in future filings Hydro One should provide information on how its total compensation, including pension and similar benefits, compares to other companies. VECC also recommended that Hydro One should develop measures that would allow parties to judge whether the size of the Company's management group is appropriate.

Board Findings

The Board finds itself in the same position after this hearing as it was after the hearing on Hydro One's 2006 distribution rates – it has lingering concerns about the size and growth of overall compensation costs at Hydro One. Having said that, the Board will accept the forecast compensation costs for 2007 and 2008. The evidence on compensation costs in this proceeding, while less than optimal, is sufficient to enable the Board to make this finding. While intervenors have expressed concerns about these costs, they have not been able to challenge these amounts convincingly, nor have they provided any coherent basis upon which the costs could be reduced. The Board notes that none of the intervenors recommended any disallowances except for SEC, which advocated that due to widening pay bands, any increases in management compensation should be disallowed.

Some intervenors recommended that the Board should direct Hydro One to prepare a

DECISION WITH REASONS

more comprehensive study of its compensation costs and how they compare with the costs of comparable utilities. Hydro One indicated during the hearing that it is carrying out further work now that will be filed as part of its next distribution case.

The Board looks forward to the filing of a study which provides useful and reliable information concerning Hydro One's compensations costs, and how they compare to those of other regulated transmission and/or distribution utilities in North America.

To that end, the Board directs Hydro One to consult with stakeholders about the type of information to be gathered and the types of utilities and other companies that should be used for comparison purposes. The Board also expects Hydro One to gather and compare data reflecting total compensation costs, not just base salaries. Detailed comparisons of compensation costs for specific job categories are of some help in understanding how Hydro One compares to others in the industry. Equally important is the size and trend of labour costs per unit of output of various sustainment, development, and corporate activities. In the study that Hydro One is now preparing, the Board expects it to provide empirical evidence which reveals the relative productivity of its workforce in comparison to other utilities. Deficiencies in the evidence which are not fully justified could be construed against the utility in its next rates case.

The PA study filed in this Application suffered from various deficiencies and shortcomings, as noted by the authors of the study, the Applicant and the intervenors. The Board expects the new study to be comprehensive and reliable, with none of the limitations of the PA study. If Hydro One cannot correct all of these deficiencies in time for the Company's 2008 Distribution rate filing, the Board expects them to be corrected in the 2009 transmission filing.

4.3 OTHER COMPENSATION ISSUES

In its decision on Hydro One's 2006 distribution rates, the Board approved the inclusion of incentive compensation payments in the revenue requirement. The Board also made the following comment:

ANNEXE 3

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2007-12	R-3610-2006	27 février 2007
-----------	-------------	-----------------

PRÉSENTS :

Jean-Paul Théorêt
François Tanguay
Richard Lassonde
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page 7

Décision

*Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
pour l'année tarifaire 2007-2008*

3. MESURE DE L'EFFICIENCE ET BALISAGE DU DISTRIBUTEUR

3.1 EFFICIENCE EXTERNE DU DISTRIBUTEUR

En 2005, le Distributeur participait, pour la troisième année consécutive, au programme de balisage de la firme PA Consulting. Dans le cadre du présent dossier tarifaire, le Distributeur présente les résultats 2004 des exercices de balisage portant sur les processus « Service à la clientèle (SALC) » et « Distribution », qui comportent chacun leur propre modèle de balisage.

3.1.1 Processus SALC

Un total de 39 participants, dont 16 étaient considérés comparables au Distributeur, ont pris part à cet exercice. Le tableau ci-dessous indique que les coûts par abonnement du Distributeur augmentent de 6,55 \$US (ou 12 %) entre 2003 et 2004, et qu'ils sont supérieurs de 4,00 \$US à ceux de la moyenne des autres entreprises participantes. Cette hausse de 12 % s'explique principalement par la hausse du dollar canadien et par l'ajout d'un nouvel élément de coût, soit les *payroll taxes*²³.

TABLEAU 1
COÛTS PAR ABONNEMENT – CLASSEMENT

Coûts par abonnement (en \$US)	2003		2004			
	Rang HQD	HQD	Moyenne	Q1	HQD	Rang HQD
Centre d'appels	Q4	11,99	9,56	7,03	14,92	Q4
Facturation	Q3	7,02	6,81	5,37	6,67	Q3
Encaissement	Q1	0,86	2,66	1,52	1,28	Q1
Relève	Q2	7,56	8,29	5,30	9,15	Q3
Activités terrain (messagerie)	Q4	3,03	8,46	3,43	3,34	Q1
Recouvrement	Q4	15,10	13,97	7,67	16,74	Q4
Substitution	Q3	0,90	0,62	0,37	0,78	Q4
Support	Q3	6,27	4,97	1,78	6,40	Q3
Total	Q3	52,73	55,14	43,12	59,28	Q3

Source : Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 7 et 10

²³ Les cotisations sociales (*payroll taxes*), soit la part des avantages sociaux (CSST, assurance emploi, assurance parentale, RRQ, etc.) que l'employeur doit payer, ont été introduites dans le grille d'évaluation de PA Consulting.

Le Distributeur présente également les résultats de quatre services liés au processus « SALC »²⁴.

Le Distributeur doit améliorer sa performance globale relative au processus « SALC ». Malgré certaines particularités propres au contexte québécois, le Distributeur n'a pas su démontrer qu'il améliore son efficacité par rapport aux autres entreprises similaires, et ce, plus particulièrement en regard des coûts par abonnement.

3.1.2 Processus Distribution

Les résultats du programme de balisage 2005 sur le processus « Distribution » reposent sur des données de 2004. Un total de 40 participants ont pris part à cet exercice, dont 27 distributeurs d'électricité. PA Consulting utilise 24 indicateurs de performance regroupés en trois grands domaines d'intérêt, soit 13 indicateurs de coûts, sept indicateurs de continuité de service et quatre indicateurs sur la sécurité des travailleurs²⁵.

TABLEAU 2
RÉSULTATS GLOBAUX

Valeurs	2003		2004	
	Rang sur 33	Rang HQD	Rang sur 27	Rang HQD
Coûts	9	Frontière Q1-Q2	7 à 9	Frontière Q1-Q2
Continuité de service	11 à 16	Q2-	13 à 14	Frontière Q2-Q3
Sécurité au travail	29	Q4+	22	Q4+
Global	12	Q2+	16	Q3+

Source : Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 13

Volet Coûts

Des 13 indicateurs calculés séparément et utilisés dans le calcul du classement global du Distributeur, trois attirent davantage l'attention de la Régie, car ils établissent un lien direct avec la croissance des charges d'exploitation :

- Coût d'exploitation et d'entretien / Client de distribution;

²⁴ Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 9.

²⁵ Une pondération de 40 % pour les coûts, de 40 % pour la continuité de service et de 20 % pour la sécurité des travailleurs a été utilisée pour calculer le classement global du Distributeur.

- Coût d'exploitation et d'entretien / MWh distribué;
- Dépenses / Client de distribution.

Bien que le Distributeur se maintienne à la frontière des quantiles Q1 et Q2 au classement global du volet « Coûts du processus Distribution », les trois indicateurs précédents démontrent des hausses de coûts de 5 % à 12 % entre 2003 et 2004²⁶.

Le Distributeur doit améliorer sa performance au niveau des coûts de distribution afin de les maintenir à un niveau raisonnable.

*Volet Continuité de service*²⁷

La Régie porte une attention particulière à trois des sept indicateurs de continuité de service qu'elle considère plus pertinents dans le contexte spécifique du présent dossier tarifaire :

- nombre d'interruptions incluant les événements majeurs et les interruptions planifiées par 100 milles de circuit;
- IC incluant les événements majeurs et les interruptions planifiées²⁸;
- IF incluant les événements majeurs et les interruptions planifiées²⁹.

La Régie considère satisfaisante la performance du Distributeur quant à la continuité de service.

Volet Sécurité au travail

Le Distributeur se classe dans la première moitié du quatrième quartile (Q4⁺), avec une 22^e position sur 27 entreprises participantes. En comparaison, l'année dernière (données de 2003), il se situait dans la seconde moitié du quatrième quartile (Q4-), avec une 29^e position sur 33 distributeurs électriques.

²⁶ Dossier R-3579-2005, documents relatifs au suivi de la décision D-2006-34, pièce HQD-1, document 1.3, page 31.

²⁷ Dossier R-3579-2005, documents relatifs au suivi de la décision D-2006-34, pièce HQD-1, document 1.3, page 37.

²⁸ L'acronyme (IC) ou Indice de continuité mesure la durée moyenne d'interruption du réseau par client raccordé par année.

²⁹ L'acronyme (IF) ou Indice de fréquence mesure le nombre moyen d'interruptions par client raccordé par année.

Compte tenu de la performance du Distributeur, la Régie lui demande de faire rapport, lors du prochain dossier tarifaire, des divers moyens mis en œuvre pour améliorer la sécurité au travail.

3.1.3 Poursuite et fréquence des exercices de balisage externe

Considérant sa performance globale, le Distributeur mentionne qu'il aurait avantage à adopter les pratiques suivantes :

- mieux cerner les bénéfices associés aux différentes pratiques de maintenance en collaboration avec d'autres distributeurs, notamment en matière de pratiques d'entretien et d'exploitation du réseau;
- suivre la performance des équipes de travail;
- suivre les coûts des projets et des programmes d'entretien;
- améliorer les systèmes d'information et leur utilisation.

La Régie accepte les pratiques proposées par le Distributeur.

Le Distributeur participait en 2006 au programme *Customer Service* (processus « SALC ») de PA Consulting. Les données 2005 devaient être disponibles pour le prochain dossier tarifaire. Après trois années consécutives de participation à ce programme, le Distributeur évalue qu'il y a peu d'intérêt à participer annuellement au programme portant sur le processus « SALC » et propose plutôt une participation aux deux ans.

En ce qui a trait au processus « Distribution », le Distributeur participait en 2006 au programme « Distribution » de PA Consulting et entend y participer encore chaque année.

Ainsi, à l'égard de la participation du Distributeur aux exercices de balisages de PA Consulting, la Régie :

- accepte la proposition de participation aux deux ans pour le processus « SALC »;
- demande au Distributeur de déposer les résultats et l'analyse des indicateurs de l'exercice de balisage 2006 (données de 2005) qui se rapportent au processus « SALC », lors du prochain dossier tarifaire;
- demande au Distributeur de déposer les résultats et l'analyse des indicateurs de l'exercice de balisage 2008 (données de 2007) qui se rapportent au processus « SALC »;

- accepte la proposition de participation annuelle pour le processus « Distribution »;
- demandé au Distributeur de déposer les résultats et l'analyse des indicateurs de l'exercice de balisage 2006 (données de 2005) qui se rapportent au processus « Distribution », lors du prochain dossier tarifaire.

3.2 EFFICIENCE INTERNE DU DISTRIBUTEUR

3.2.1 Indicateurs d'efficacité interne

Le Distributeur présente le suivi de 17 indicateurs d'efficacité qui ont été calculés en excluant les coûts d'approvisionnement en électricité, du service de transport d'électricité, des réseaux autonomes, du PGEÉ et ceux reliés à l'abrogation du tarif BT³⁰.

Le Distributeur propose d'analyser l'évolution moyenne annuelle de tous ses indicateurs sur la période 2001-2007, et précise que son objectif est de contenir leur évolution sous le taux d'inflation sur l'horizon 2001-2010.

La Régie n'accepte pas la méthode d'analyse proposée par le Distributeur. Elle lui demande plutôt de limiter sa fenêtre d'analyse à une période mobile de cinq ans. La Régie est d'avis qu'une telle période établit un juste équilibre entre le souhait du Distributeur de ne pas tenir compte de variations ponctuelles importantes de coûts consécutives à la mise en service ou au déploiement de projets d'envergure, et la préoccupation de la Régie quant à une croissance annuelle raisonnable des charges d'exploitation.

En ce qui a trait à l'analyse des 17 indicateurs d'efficacité, plusieurs d'entre eux, dont tous les indicateurs du processus « Distribution », ont connu une évolution annuelle moyenne supérieure à l'inflation sur la période 2003-2007. Sur la période 2006-2007, tous les indicateurs, sauf un, croissent à un taux égal ou supérieur à l'inflation, taux qui varie de 2,0 % pour le « Coût total du processus Distribution (\$) par abonnement » à 12,7 % pour le « Coût total du processus SALC (\$) par abonnement ». La moyenne de croissance des 17 indicateurs est de 5,0 % sur cette période.

³⁰ Le Distributeur souligne avoir apporté des modifications à son organisation en 2006, soit le transfert des activités de relève et de mesurage de la « vice-présidence Service à la clientèle » vers la « vice-présidence Réseau de distribution ». Les résultats des indicateurs d'efficacité de 2001 à ce jour ont été révisés en conséquence.

TABLEAU 3
INDICATEURS D'EFFICIENCE INTERNE

Description	2003 (réel)	2004 (réel)	2005 (réel)	2006 (est. 67,1- inter. 67,2)	2007 (projeté)	Croissance annuelle moyenne 2003-2007	Croissance annuelle 2006-2007
Indicateurs globaux							
Coût total Distribution et SALC (\$) par abonnement	531	526	520	567	597	3,1 %	6,1 %
CEM Distribution et SALC (\$) par abonnement	251	248	243	251	266	1,5 %	6,6 %
CEM Distribution et SALC (\$) par abonnement	1 981	2 003	1 947	1 957	2 002	1,4 %	6,9 %
Coût total Distribution et SALC (\$) par kWh normalisé	1,17	1,18	1,19	1,26	1,32	1,2 %	4,8 %
CEM Distribution et SALC (\$) par kWh normalisé	0,65	0,66	0,64	0,66	0,69	1,0 %	5,4 %
CEM Distribution et SALC (\$) par kWh normalisé	67,7	69,0	67,4	68,2	73,2	2,0 %	7,3 %
CEM Distribution et SALC (\$) par kWh normalisé	6,79	6,79	6,68	6,73	7,23	1,7 %	7,7 %
Indicateurs du processus SALC							
Coût total SALC (\$) par abonnement	152	150	142	110	124	(6,6 %)	12,5 %
CEM SALC (\$) par abonnement	103	104	126	104	108	(1,7 %)	3,8 %
ETC SALC par 100 000 abonnements	99	98	94	83	65	(8,6 %)	9,2 %
Indicateurs du processus Distribution							
Coût total Distribution (\$) par abonnement	375	371	386	449	458	8,5 %	2,0 %
CEM Distribution (\$) par abonnement	121	116	116	149	155	7,0 %	4,0 %
CEM Distribution (\$) par kWh normalisé	1,29	1,26	1,32	1,54	1,59	5,8 %	3,2 %
CEM Distribution (\$) par kWh normalisé	0,41	0,39	0,40	0,51	0,54	7,9 %	5,8 %
CEM Distribution (\$) par kWh normalisé	12,8	12,8	13,4	13,6	16,0	6,3 %	2,6 %
CEM Distribution (\$) par kWh normalisé	4,1	4,0	4,0	5,2	5,4	7,9 %	3,8 %
ETC Distribution par 1 000 km de réseau	35	35	34	45	45	7,1 %	0,0 %
Abonnement au Québec	3 644 465	3 701 275	3 782 510	3 800 070	3 842 870	1,4 %	1,1 %
Inflation	3,8 %	1,9 %	2,2 %	2,0 %	1,0 %	2,2 %	2,0 %

CEM = Coût moyen par kWh normalisé
ETC = Énergie Transmise Coût

Source: Révisé BT-1-020-3, document 1, page 19 et 20; décision P-3862-03, dossier 6-3179-2003, 26 février 2004, page 157

Note : Les indicateurs en caractère gras sont ceux privilégiés par le Distributeur.

Le Distributeur doit améliorer sa performance globale à l'égard des indicateurs d'efficacité interne étant donné que leur croissance moyenne est de plus du double de celle du taux d'inflation sur la période 2006-2007.

Pour les dossiers tarifaires subséquents, la Régie demande au Distributeur de comparer et d'expliquer les écarts entre l'évolution quinquennale des indicateurs et leur croissance annuelle, afin d'indiquer si la tendance de court terme diverge ou non de la tendance de long terme.

3.2.2 Indicateurs de qualité de service

En conformité avec la décision D-2006-34, le Distributeur inclut les indicateurs de qualité de service provenant de son dernier rapport annuel (2005). Il présente ainsi une comparaison entre les résultats 2004 et 2005³¹ de ces indicateurs.

Comme le souligne le Distributeur, la qualité de service, dans son ensemble, s'est maintenue entre 2004 et 2005, à l'exception de la fiabilité du service électrique qui s'est détériorée. Le nombre moyen d'heures d'interruption de service par client alimenté en moyenne tension, mesuré par l'IC brut, est passé de 2,11 heures en 2004 à 3,58 heures en 2005.

La Régie note cependant que l'IC 2003, tel que calculé par PA Consulting, est de 200,90 clients-minutes interrompus, ou 3,34 clients-heures interrompus, soit un résultat semblable à celui présenté par le Distributeur pour 2005³². Ainsi, la Régie constate que les résultats de l'IC présentent une tendance relativement stable.

Dans l'ensemble, le Distributeur présente des résultats satisfaisants. Ces résultats favorables soulèvent toutefois diverses interrogations sur les hausses de budgets demandées, notamment pour les différentes activités incluses dans le plan d'amélioration de la fiabilité du service électrique.

La Régie demande au Distributeur de présenter les résultats des indicateurs de qualité de service pour une période mobile de cinq ans, de façon cohérente avec les indicateurs d'efficacité interne.

3.2.3 Plan d'amélioration de l'efficacité

En suivi de la décision D-2006-34³³, le Distributeur présente l'approche adoptée pour réaliser la planification intégrée de l'efficacité, l'état d'avancement des travaux et les principales pistes à l'étude ou en cours d'implantation. Pour le Distributeur, l'amélioration de l'efficacité passe par l'atteinte de résultats, tout en conciliant les trois intérêts suivants :

- évolution des besoins d'affaires et prévision de la charge de travail;
- évolution du niveau de la qualité de service;

- évolution des coûts par activité.

Dans le but d'atteindre les résultats souhaités et d'assurer le succès de l'exercice d'amélioration de l'efficacité, le Distributeur mentionne qu'il entreprendra certaines actions spécifiques regroupées en trois grandes catégories qui, toutefois, nécessitent encore analyse et réflexion s'échelonnant sur plusieurs mois :

- Actions de gestion courante;
- Actions structurantes;
- Actions structurantes transversales.

La Régie prend acte des moyens et actions mis en œuvre à ce jour et mentionnés par le Distributeur pour améliorer son efficacité.

L'imprécision des objectifs, le manque d'élaboration quant aux cibles à atteindre et l'inexistence d'un échéancier multianuel d'implantation ne satisfont cependant pas aux exigences de la Régie. À cet égard, elle réfère le Distributeur aux directives de la section 4.5.1 de la présente décision.

3.3 EFFICACITÉ DES FOURNISSEURS INTERNES DU DISTRIBUTEUR

3.3.1 Centre de services partagés (CSP)

Le Distributeur négocie et signe avec chacun de ses fournisseurs internes des ententes client-fournisseur qui spécifient ses attentes en termes de produits et services à recevoir, de conditions de facturation et de niveaux de performance requis. Les tarifs du CSP sont établis sur la base du coût complet et ils sont appliqués de manière uniforme à l'ensemble de la clientèle pour un service comparable.

Dans le but d'évaluer la performance globale de ses fournisseurs internes, le Distributeur présente l'indicateur « Charges de services partagés par abonnement » sur la période 2001-2007. La Régie limite cependant l'analyse à une période de cinq ans, soit de 2003 à 2007 inclusivement.

³¹ Pièce B-1-HQD-3, document 1, page 24.

³² Dossier R-3579-2005, documents relatifs au suivi de la décision D-2006-34, pièce HQD-1, document 1.3, page 38.

³³ Décision D-2006-34, dossier R-3579-2005, 28 février 2006, page 41.

ANNEXE 4

LOI SUR
LES CITÉS
ET VILLES

CITIES
AND TOWNS
ACT

L.R.Q., c. C-19

ET
LOIS CONNEXES

AND
RELATED STATUTES

Édition à jour
au 1^{er} juillet 2007
incluant Envoi n° 42



Wilson & Laffleur Itée

40, rue Notre-Dame Est
Montréal (Québec) H2Y 1B9
(514) 875-6326
(sans frais) 1-800-363-2327

§ 25.1. — *Du jumelage des municipalités*

471.1 [Jumelage des municipalités] Le conseil peut, par règlement, autoriser la conclusion d'ententes aux conditions qu'il détermine en vue du jumelage de la municipalité avec une autre municipalité dont le territoire est situé au Québec ou ailleurs.

1979, c. 36, a. 85; 1996, c. 2, a. 177.

§ 26. — *Des recensements*

472. [Recensement] Le conseil peut faire des règlements pour prendre un recensement des habitants du territoire de la municipalité, dans le but de constater leur nombre, et d'obtenir des statistiques concernant leur condition sociale et économique.

S. R. 1964, c. 193, a. 478; 1996, c. 2, a. 178.

§ 27. — *Des finances municipales*

473. 1. [Programme des immobilisations] Le conseil doit, au plus tard le 31 décembre de chaque année, adopter par résolution le programme des immobilisations de la municipalité pour les trois années financières subséquentes.

2. [Contenu] Ce programme doit être divisé en phases annuelles. Il doit détailler, pour la période qui lui est coïncidente, l'objet, le montant et le mode de financement des dépenses en immobilisations que prévoit effectuer la municipalité et dont la période de financement excède douze mois.

3. (*paragraphe supprimé*).

4. [Dispositions applicables] Dans la mesure où elles sont compatibles avec le présent article, les dispositions régissant une municipalité dotée soit d'un comité exécutif, soit d'un directeur général, soit des deux à la fois, et applicables à la procédure préalable à l'adoption du budget de cette municipalité, s'appliquent, *mutatis mutandis*, à la procédure préalable à l'adoption de son programme des immobilisations.

5. [Plan pluri-annuel de dépenses en immobilisations remplacé] Le présent article remplace toute disposition d'une loi spéciale assujettissant un plan pluri-annuel de dépenses en immobilisations et ses modifications aux approbations requises pour les règlements d'emprunt d'une municipalité.

[Ville de Québec] La Ville de Québec doit adopter le programme de ses immobilisations au plus tard le 20 décembre.

§ 25.1. — *Twinning of municipalities*

471.1 [Twinning of municipalities] The council may by by-law authorize the making of agreements, on such conditions as it determines, for the twinning of the municipality with another municipality whose territory is situated in Québec or elsewhere.

§ 26. — *Census*

472. [Census] The council may make by-laws to take a census of the inhabitants of the territory of the municipality, for the purpose of ascertaining their number, and of obtaining statistics regarding their social and economic condition.

§ 27. — *Municipal finances*

473. (1) [Programme of capital expenditures] The council shall, not later than 31 December each year, by resolution, adopt the programme of the capital expenditures of the municipality for the next three fiscal years.

(2) [Content] This programme shall be divided into annual phases. It shall describe, in respect of the period coincident therewith, the object, the amount and the mode of financing of the capital expenditures that each body plans to incur for which the financing period exceeds twelve months.

(3) (*subsection struck out*).

(4) [Provisions applicable] To the extent that they are consistent with this section, the provisions governing a municipality which has an executive committee or a director general, or both, and applicable to the procedure prior to the adoption of the budget of such municipality also apply, *mutatis mutandis*, to the procedure prior to the adoption of its programme of capital expenditures.

(5) [Multi-annual programme of capital expenditures replaced] This section replaces every provision of a special act by which any multi-annual programme of capital expenditures and amendments thereto are subject to the approvals required for a loan by-law of a municipality.

[Ville de Québec] The Ville de Québec must adopt the programme of its capital expenditures not later than 20 December.

6. [Programme des immobilisations d'une société de transport] Le conseil d'une municipalité à qui, selon la loi, est soumis le budget d'une société de transport, doit aussi adopter le programme des immobilisations de cette société.

[Dispositions applicables] Le cas échéant, les dispositions du présent article s'appliquent, *mutatis mutandis*, et celles qui sont applicables à la procédure préalable à l'adoption du budget de cette société de transport s'appliquent aussi, de la même manière, à la procédure préalable à l'adoption du programme de ses immobilisations, dans la mesure où ces dispositions sont compatibles avec celles du présent article.

1977, c. 52, a. 15; 1979, c. 22, a. 63; 1983, c. 57, a. 168; 1993, c. 67, a. 109; 1995, c. 34, a. 16; 1996, c. 2, a. 179; 2000, c. 56, a. 117.

474. 1. [Adoption du budget] Le conseil doit, durant la période allant du 15 novembre au 31 décembre, préparer et adopter le budget de la municipalité pour le prochain exercice financier et y prévoir des revenus au moins égaux aux dépenses qui y figurent.

2. [Document annexé au budget] Le ministre des Affaires municipales et des Régions peut décréter le contenu d'un document que doit certifier le trésorier ou, selon le cas, le directeur des finances et qui doit être annexé au budget de la municipalité dès son dépôt et le demeurer.

[Formulaire] Le document visé dans l'alinéa précédent est dressé d'après un formulaire que fournit le ministre.

3. [Transmission au ministre] Le budget de la municipalité doit être transmis au ministre des Affaires municipales et des Régions dans les 60 jours de son adoption par le conseil.

[Formulaire] Le ministre peut décréter que cette transmission se fait au moyen d'un formulaire qu'il fournit à cette fin.

[Délais prolongés] Le ministre peut, de son propre chef, prolonger les délais prévus par le présent article jusqu'à la date qu'il fixe, pour toutes les municipalités ou une catégorie d'entre elles.

(6) [Programme of capital expenditures of transit authority] The council of a municipality to which, according to law, the budget of a transit authority is submitted, must also adopt the programme of capital expenditures of such authority.

[Provisions applicable] Where such is the case, the provisions of this section apply, *mutatis mutandis*, and the provisions applicable to the procedure prior to the adoption of the budget of such transit authority also apply, in the same manner, to the procedure prior to the adoption of the programme of its capital expenditures, to the extent that they are consistent with this section.

474. (1) [Adoption of the budget] Between 15 November and 31 December, the council shall prepare and adopt the budget of the municipality for the next fiscal year and provide therein for revenues at least equal to the expenditures provided for therein.

(2) [Document attached to budget] The Minister of Municipal Affairs and Regions may prescribe the content of a document that is to be certified by the treasurer or, as the case may be, the director of finance, which must be attached permanently to the budget of the municipality on its tabling.

[Form] The document contemplated in the preceding paragraph must be drawn up in the form prescribed by the Minister.

(3) [Transmission to the Minister] The budget of the municipality must be transmitted to the Minister of Municipal Affairs and Regions within 60 days of its adoption by the council.

[Form] The Minister may order that such filing shall be on the form provided by him for that purpose.

[Extension] The Minister, of his own motion, may extend the time allowed by this section to such date as he may fix, for all municipalities or any category of municipalities.