

Le 21 août 2017

PAR COURRIER/COURRIEL/SDÉ

M. Pierre Méthé, Secrétaire par intérim
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
Tour de la Bourse, C.P. 001
800, Place Victoria, 2^e étage, bur. 255
Montréal, QC, H4Z 1A2

**DOSSIER : R-4011-2017 : Demande relative à l'établissement des tarifs
d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019**

OBJET : Renseignements relatifs à l'intervention du RNCREQ

Bonjour M. Méthé,

Dans sa décision D-2017-086, la Régie reconnaissait d'office le statut d'intervenant aux personnes qui avaient été reconnues à ce titre dans le dossier R-3897-2014, ce qui inclut le RNCREQ. La Régie demandait néanmoins à ces personnes de lui transmettre les renseignements précisés aux paragraphes 15 et 16 de sa décision. La présente vise à répondre à cette demande. Le statut d'intervenant ayant déjà été reconnu, le RNCREQ a choisi de transmettre ces renseignements par lettre et a omis les sections sur la présentation, l'intérêt et la représentativité du RNCREQ, qui se retrouvent habituellement dans une demande d'intervention formelle. Nous espérons le tout conforme.

Sujets d'interventions et conclusions recherchées

Mesurage net

Le Distributeur demande une modification importante au régime de mesurage net, qui aurait l'effet de réduire significativement la valeur attribuée à l'énergie solaire injectée sur le réseau intégré.¹

Le régime actuel de mesurage net a été établi par la Régie suite au dossier R-3551-2004 - Demande d'approbation de modalités tarifaires et de conditions de services liées à l'autoproduction d'électricité, un dossier dédié qui a étudié la question en détail. Il a ensuite subi certaines modifications dans le cadre de différents dossiers tarifaires.

¹ Document B-0047 (HQD-13, doc. 2), p. 48, lignes 15 à 18.

Le Distributeur argumente, dans une seule phrase, que le présent dossier est le forum approprié pour considérer cette modification majeure au programme de mesurage net :

Le dossier tarifaire, qui permet la participation d'intervenants représentant divers intérêts, constitue un forum adéquat pour discuter des paramètres de l'option.²

Le RNCREQ soumet respectueusement que la modification proposée ici est majeure et risque d'avoir de répercussions importantes sur l'essor de l'industrie solaire au Québec, notamment. Elle affecterait sérieusement les intérêts économiques de tous les acteurs de cette industrie ainsi que de l'ensemble de leurs clients, passés et potentiels. Ces entreprises et individus ne sont pas des participants réguliers aux causes tarifaires et n'ont pas été avisés que leurs droits et intérêts seraient affectés dans le présent dossier. Par conséquent, nous jugeons que le traitement de cette question dans le dossier tarifaire ne rejoint pas adéquatement la piste de solution 17 de la Régie formulée dans l'Avis, qui demande d'envisager « une consultation publique sur l'autoproduction afin de revoir les paramètres de l'option de mesurage net (...) ».

De plus, la preuve au soutien de la demande est presque inexistante, se limitant à quelques mots :

Les nouvelles options proposées permettraient d'accorder à l'électricité injectée dans le réseau d'Hydro-Québec une valeur économique reflétant davantage le coût évité en énergie, incluant les pertes, soit 2,92 ¢/kWh en réseau intégré et pour celui de Schefferville (Option II). En réseaux autonomes (Option III), le montant accordé au client est calibré sur le coût évité du combustible, soit 17 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au mazout lourd, 33 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au diesel léger et 47 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales au diesel arctique. (nos soulignés)

Pour toutes ces raisons, le RNCREQ considère que le présent dossier n'est pas le bon forum pour l'étude de la modification demandée au programme de mesurage net. Qui plus est, le présent dossier est déjà très chargé, comportant l'ensemble du contenu régulier d'une cause tarifaire, ainsi que les questions complexes reliées au MRI.

Ainsi, le RNCREQ demande respectueusement à la Régie de déclarer la demande de modification du programme de mesurage net hors de la portée du dossier et de demander au Distributeur de la présenter dans un dossier dédié.

² Ibid., page 48, lignes 13 et 14.

Si cette demande n'est pas retenue, le RNCREQ indique qu'il entend aborder cette question dans sa preuve, notamment par le biais d'un rapport d'expertise dont la portée sera précisée ultérieurement.

MRI

Les questions soulevées par le MRI sont très complexes et le RNCREQ aura besoin de l'assistance d'un témoin expert afin de prendre position et de participer au dossier de manière utile à la Régie. Pour le RNCREQ, l'expérience en phase 1 avec un seul expert pour l'ensemble intervenants (outre les experts d'HQD) n'a pas été concluante. Le RNCREQ maintient que l'approche préconisée au départ par la Régie en phase 1, soit de partager deux experts parmi les intervenants, serait préférable. Le RNCREQ demande à la Régie de bien vouloir préciser ses intentions quant au recours aux services d'un ou de plusieurs témoins experts pour cette portion du dossier. Le cas échéant, il est disposé à faire des démarches afin d'identifier un témoin expert approprié pour cette tâche.

Le Distributeur n'a pas encore complété sa preuve sur les facteurs X et I, ni sur le MTÉR. Le cas échéant, le RNCREQ se réserve le droit d'amender sa preuve et son budget de participation suite au dépôt de la preuve complète du Distributeur.

Stratégie tarifaire

Le Distributeur propose plusieurs modifications de sa stratégie tarifaire adoptée en 2016 :

- Dans sa décision D-2016-033, rendue dans le dossier R-3933-2015 qui visait à établir la stratégie tarifaire à long terme, la Régie avait accepté la proposition du Distributeur de remplacer la redevance pour le tarif D par une facture minimale.³ Le RNCREQ s'était retiré du dossier R-3980-2016, en appuyant, avec quelques réserves, cette proposition du Distributeur.

Le RNCREQ était étonné d'apprendre, en lisant la décision D-2017-022, que la Régie a renversé cette décision antérieure, rejetant l'idée d'éliminer la redevance et se prononçant « en faveur du maintien de la redevance actuelle ».⁴ Cette décision s'appuyait sur la position du Distributeur à l'effet qu'en raison de nouveaux éléments de contexte, l'élimination de la redevance devait être « réévaluée ».⁵ Selon le RNCREQ, cette décision de la Régie mène inévitablement à une réévaluation de la stratégie tarifaire à long terme établie, après de longs débats, dans le dossier antérieur. Le RNCREQ prend pour acquis que cette réévaluation aura lieu pendant le présent dossier, et entend y participer

³ D-2016-033, p. 247, paragraphe 955.

⁴ D-2017-022, p. 167, paragraphe 633.

⁵ R-3980-2016, B-0179, p. 3.

activement.

En fixant un gel de la redevance, la Régie a également reporté l'application de la facture minimale, qui devait la remplacer. Il est donc surprenant que, dans le présent dossier, le Distributeur prône le maintien de la redevance **en plus de** l'application d'une facture minimale, sans évaluer les conséquences sur les consommateurs de cette nouvelle combinaison de mesures. En l'absence de preuves adéquates justifiant cette modification, le RNCREQ s'y opposerait.

Toujours dans sa décision D-2017-022, la Régie rappelait que des distributeurs d'une trentaine d'états américains ont demandé l'application d'une facture minimale, surtout en réponse à la croissance de l'autoproduction.⁶ La Régie s'est également appuyée sur une information fournie par HQD en R-3933-2015 à l'effet que la redevance ne couvre qu'en moyenne 61% des coûts d'abonnements.⁷

Selon le RNCREQ, il n'a pas été démontré, ni dans le dossier R-3972-2016 ni dans le présent dossier, que le défi créé par l'autoproduction au Québec est de commune mesure avec la situation aux états américains affectés par ce phénomène. Pour cette raison, le RNCREQ plaidera pour la prudence face aux demandes de modifications importantes au régime de réglementation en vigueur, basées sur la simple invocation d'arguments venant du Sud.

Par ailleurs, les chiffres sur les coûts d'abonnement cités par la Régie en D-2017-022, tirés d'une présentation faite lors d'une séance technique et qui n'ont été ni documentés ni validés, ont été remis en question par l'expert et l'analyste du RNCREQ dans le dossier R-3677-2008, où ils ont démontré que c'est uniquement l'inclusion des coûts théoriques d'un réseau minimal dans les coûts d'abonnement — inclusion par ailleurs rejetée par la plupart des autres juridictions réglementaires — qui crée l'apparence que la redevance ne couvre pas les coûts d'abonnement.⁸

Pour toutes ces raisons, le RNCREQ entend remettre en question la proposition du Distributeur de maintenir la redevance tout en mettant en place une facture minimale, et ce, comme orientation à long terme.

- Le Distributeur propose de modifier le **barème pour le prix de la 2^e tranche du tarif D**, en utilisant le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux,

⁶ D-2017-022, p. 171, paragraphe 651. Elle ne mentionne pas les décisions réglementaires qui en résultaient.

⁷ Ibid, paragraphe 652.

⁸ R-3677-08, C-12-7, Setting the Fixed Charge for Residential Rates (expert testimony of Jim Lazar), page 2; C-12-11, The fixed charge in Hydro-Québec Distribution's domestic rates (testimony of Philip Raphals), page 4.

plutôt que le coût évité complet.⁹ Le Distributeur ne démontre pas de manière satisfaisante en quoi ce changement méthodologique permettra de répondre aux défis de l'autoproduction. Le RNCREQ entend questionner le Distributeur à ce sujet et, en l'absence de réponses convaincantes, demander son rejet.

- À l'égard du **tarif DP**, le Distributeur propose des modifications importantes par rapport à ce qui avait été décidé en R-3980-2016, marquées par une prime de puissance applicable aux premiers 50 kW, destiné à croître graduellement pendant 12 ans, ainsi qu'une réduction du prix de la 1^{ière} tranche et une augmentation importante du nombre de kWh inclus dans cette 1^{ière} tranche.

Selon le Distributeur, ces changements seront bénéfiques pour la clientèle DP à haute consommation, et désavantageux pour celle de faible consommation et de faible FU :

Les figures 7 et 8 permettent d'illustrer que les clients ayant une consommation supérieure à environ 100 000 kWh par année sont généralement avantagés alors que ceux ayant une consommation moindre subissent généralement des impacts tarifaires plus élevés¹⁰.

La figure 7 démontre des impacts tarifaires allant jusqu'à 18% pour les consommateurs DP de très faible consommation annuelle.

Selon le principe de causalité des coûts, une telle augmentation pourrait être justifiée si le Distributeur démontrait que l'appel de puissance de ces consommateurs est systématiquement synchronisé avec la pointe du réseau, lorsque les véritables coûts évités sont beaucoup plus élevés que pendant les autres heures. Le Distributeur ne fait toutefois pas cette démonstration et ne soulève aucunement la notion de causalité des coûts à l'égard du tarif DP. Par ailleurs, la figure 13 indique que cette clientèle DP à faible FU est largement agricole¹¹, suggérant que cette modification du tarif DP entraînerait un préjudice sérieux pour les petites entreprises agricoles. Une telle modification serait-elle cohérente avec la politique agricole du Québec? En l'absence de preuves adéquates justifiant cette modification, le RNCREQ s'y opposerait.

Coûts évités

Jusqu'à maintenant, les coûts évités servaient surtout à l'encadrement des programmes d'efficacité énergétique. Le présent dossier en propose une utilisation beaucoup plus

⁹ Document B-0047 (HQD-13, doc. 2), p. 17, lignes 27-33.

¹⁰ Ibid., p. 29, lignes 4 à 6. Voir aussi la page 34.

¹¹ Ibid., p. 35.

large, notamment, dans la fixation du prix de la 2^e tranche du tarif D¹² et pour le programme de mesurage net.¹³ Étant donné cette utilisation élargie, il est d'autant plus primordial que les coûts évités soient justes.

Dans le dossier R-3972-2016, l'expert Christensen reconnaissait cet impératif :

These issues suggest that long-term viability of DG pricing requires unbundling of charges for energy and wires services, improvements in measurement of avoided costs, use of time- and location-varying DG prices that follow the time and location variations of avoided costs, and improvement in metering and related utility capabilities.¹⁴ (Nous soulignons.)

(...)

Hydro-Québec's marginal costs are quite unusual, as mentioned previously. In all but about 300 hours, marginal costs are flat due to the effect of hydraulic dominance and transmission constraints. In remaining hours, in which imports from other jurisdictions are possible, marginal costs may vary, especially at times of low system reserves.¹⁵ (Nous soulignons.)

Ces propos ont trouvé écho auprès de l'expert Hopkins, dans le dossier R-3986-2016 :

To plan well while considering the cost-effectiveness of each DR program, accurate avoided costs are essential. Québec has a particularly complicated structure in which to calculate avoided costs, due to the dynamics between the patrimonial supply structure, other long-term contracts, market interactions with neighbouring states and provinces, and possible additional U.S. inerties.

The patrimonial supply structure places a premium on a load duration curve as similar as possible to the patrimonial curve, with predictable deviations allowing the cost-effective purchase of additional supply. Designing demand response and other load control as tools to make the deviations from the patrimonial “bâtonnets” more predictable, and quantifying the benefits, will be a fascinating challenge. As load rises, the relationship between load and the patrimonial supply structure also changes, so avoided costs must be re-evaluated on a regular basis as part of the planning process. Avoided costs will also differ by the shape and duration of each particular DR or load shaping program—the cost savings from load changes in the top 20 hours, top 300 hours, and top 2000 hours of the year

¹² Ibid, p. 16, lignes 9 à 17.

¹³ Ibid., p. 48, lignes 15 à 18.

¹⁴ R-3972-2016, C-HQD-0005, *A Review Of The Retail Tariffs Of Hydro-Québec Distribution*, Christensen Associates Energy Consulting, LLC, p. 43.

¹⁵ Ibid., p. 46.

are quite different. HQD's approach to calculating avoided costs should be revised (and updated regularly) to take into account the differences in avoided costs in relation to HQD's peak hours and to allow customized avoided costs to be calculated for different kinds of DR interventions.

In order to best match DR potential with avoided costs, HQD may require more extensive data and models regarding the load shapes of different classes or sectors of customers than it currently possesses.¹⁶ (Nous soulignons.)

Le Distributeur affirme que le signal de prix (coût évité) en énergie pour la période d'hiver reflète le coût des achats sur les marchés de court terme.¹⁷ Or, la preuve aux dossiers antérieurs démontre que cette affirmation n'est pas tout à fait exacte : ce signal de prix reflète plutôt le prix au marché à terme au moment de la préparation du dossier tarifaire.

La preuve déposée par le RNCREQ dans les dossiers R-3933-2015 et R-3986-2016, notamment, démontre que le véritable coût des achats du Distributeur sur les marchés de court terme dépasse très largement les prix estimés qui se trouvent dans les dossiers tarifaires. Le RNCREQ considère donc qu'étant donné l'utilisation élargie des coûts évités que propose de faire le Distributeur, cette ancienne méthode ne peut plus être retenue. Il entend mandater un expert pour l'aider à développer une proposition concrète pour l'établissement des coûts évités, qui correspondra mieux à la réalité du Distributeur.

Présentation de la preuve et budget de participation

Le RNCREQ entend participer activement à ce dossier, par la présentation d'un mémoire rédigé par ses analystes, de même que par une participation active à l'audience.

Il entend également déposer un rapport d'expert sur la question de l'établissement des coûts évités. M. Philip Raphals agira à titre de témoin expert sur cette question. Son expertise sur cette question a déjà été reconnue par la Régie dans deux audiences antérieures. Dans l'éventualité où ce recours aux services d'un témoin expert ne serait pas accepté par la Régie, le RNCREQ traitera de ce sujet dans son mémoire.

Veillez noter que le budget n'inclut pas les coûts associés à l'étude de la proposition de modification du régime de mesurage net. Si la Régie décide de permettre l'inclusion de cette demande dans le présent dossier, le RNCREQ se réserve le droit de déposer un budget de participation modifié.

¹⁶ R-3896-2016, C-RNCREQ-0021, Best Practices in Utility Demand Response Programs, With Application to Hydro-Québec's 2017–2026 Supply Plan (rapport d'expert du Dr Asa Hopkins), p. 41.


¹⁷ B-0019 (HQD-4, doc. 4), p. 5, ligne 4

Prunelle Thibault-Bédard, Avocate
2267, rue Aylwin
Montréal, QC, H1W 3C7
514-792-6138
prunelle@droitenvironnement.com



Le budget ne reflète pas non plus les coûts liés à l'expertise sur le MRI, le RNCREQ jugeant plus prudent d'attendre des précisions de la Régie à ce sujet avant d'entreprendre des démarches.

Espérant le tout conforme, je vous prie d'accepter, cher M. Méthé, mes salutations distinguées.



Prunelle Thibault-Bédard

cc. Me Éric Fraser, Hydro-Québec