

Par SDÉ, courriel et messenger

Le 2 novembre 2018

M^e Véronique Dubois
Secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria
2^e étage, bureau 2.55
Montréal, Québec H4Z 1A2

Me Simon Turmel
Avocat

Hydro-Québec
Vice-présidence – Affaires juridiques
4^e étage
75, boul. René-Lévesque Ouest
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Tél. : (514) 289-2211, poste 3563
Télec. : (514) 289-2007
C. élec. : turmel.simon@hydro.qc.ca

OBJET : Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2019 – 2020
Votre dossier : R-4057-2018/ Notre référence : R056265 ST

Chère consœur,

Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) accuse réception des contestations à certaines de ses réponses aux questions des intervenants AHQ-ARQ, FCEI, GRAME, RNCREQ, ROEE et SÉ-AQLPA.

Par la présente, le Distributeur réplique à ces contestations et apporte certaines précisions, selon le cas.

Commentaires généraux

Le Distributeur rappelle tout d'abord certains principes décidés par la Régie relativement aux contestations de réponses aux demandes de renseignements.

La Régie a déjà indiqué qu'une demande de renseignements vise principalement à permettre à un intervenant de faire préciser ce qui n'est pas clair dans la preuve déposée par le Distributeur, et ce, afin de préparer sa preuve ou articuler autrement sa position¹. Il ne s'agit donc pas d'un moyen, pour l'intervenant de faire faire sa preuve par le Distributeur. Si une preuve additionnelle ou un complément de preuve est requis, il revient à la Régie de le demander. Une demande de renseignements ne devrait pas servir à forcer le Distributeur à

¹ D-2011-014, page 4.

produire des données non disponibles ou encore à confectionner des tableaux qu'il n'a pas².

Le Distributeur est également d'avis qu'une demande de renseignements doit être examinée en tenant compte des décisions procédurales rendues, lesquelles précisent le cadre d'examen du dossier et la portée des interventions des intervenants. La Régie abonde d'ailleurs dans le même sens dans sa décision D-2017-024³.

C'est donc en considération de ces éléments que le Distributeur réplique aux contestations des intervenants.

AHQ-ARQ

Questions 1.3, 1.6 et 1.7

L'information demandée serait nécessaire, selon les prétentions de l'intervenant, pour pouvoir comparer les indicateurs *Indice de continuité* et *Durée moyenne des interruptions par client (BT et MT)*, sur des années avant et après l'implantation de l'IMA et des compteurs communicants.

Nonobstant le fait que la production d'évaluation dépasse l'objet d'une demande de renseignements, le Distributeur ne possède pas de données qui lui permettraient d'évaluer la différence moyenne de l'heure de début d'une interruption de client (question 1.3) ni la différence moyenne annuelle des indicateurs *Indice de continuité* et *Durée moyenne des interruptions par client (BT et MT)* (question 1.7) entre les méthodes de détermination avant et après l'implantation de l'IMA.

Le Distributeur rappelle à l'intervenant que le déploiement massif de l'IMA s'est déroulé progressivement, débutant en 2013 pour se terminer à la fin de l'année 2016. L'analyse, sans impact de l'implantation de l'IMA, ne pourrait être qu'antérieure à l'année 2013, dépassant ainsi largement la période d'analyse du présent dossier qui est, pour les indicateurs de qualité de service, de 5 ans (de 2013 à 2017). Le Distributeur s'interroge sur la pertinence de l'analyse que l'intervenant prétend vouloir réaliser alors que ses activités se réalisent progressivement, depuis 2013, avec l'IMA.

Le Distributeur s'est par ailleurs montré généreux dans ses réponses aux questions 1.1 à 1.7 de la demande de renseignements de l'AHQ-ARQ puisqu'il a

² D-2008-055, pages 6 et 13.

³ D-2017-024, paragraphe 11.

informé l'intervenant des processus pour déterminer les heures de début et de fin d'une interruption de service. Il a également spécifié que l'implantation de l'IMA a eu comme impact d'augmenter la précision de la détermination de l'heure de début de l'interruption de service.

Quant à la contestation de l'intervenant à l'égard de la réponse à la question 1.6, elle est sans objet considérant la réponse à la question 1.1.

Question 6.2

Le Distributeur réitère sa réponse. En effet, il a référé l'intervenant à l'information la plus à jour déposée à la Régie. Le Distributeur précise également que l'*État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026*, déposé à la Régie le 1^{er} novembre 2018, couvre l'horizon de 10 ans du Plan d'approvisionnement. Si l'intervenant souhaite obtenir la dernière prévision déposée et couvrant strictement un horizon de 10 ans, le Distributeur invite l'intervenant à se référer aux informations présentées dans le *Plan d'approvisionnement 2017-2016*, au dossier R-3986-2016.

FCEI

Questions 10.2, 10.11 et 10.12

Ces questions portent sur l'indicateur des achats de court terme présenté en preuve et plus spécifiquement sur les résultats de celui-ci. Concernant sa réponse à la question 10.2, le Distributeur réitère que les informations demandées pour les années 2013 à 2016 sur les achats de court terme et les besoins réguliers du Distributeur ne sont pas conciliées ni validées. De plus, les simulations des besoins réguliers du Distributeur ne sont pas compilées ni archivées. Les simulations des besoins réguliers du Distributeur de 2017 ont été intégrées à la figure 1 à titre illustratif pour donner une appréciation de la stratégie retenue pour les approvisionnements. À elles seules, les informations demandées par l'intervenant ne permettent pas de faire un lien direct entre les achats de court terme et l'électricité patrimoniale inutilisée.

À l'égard de ses réponses aux questions 10.11 et 10.12, le Distributeur soutient que, contrairement à ce que l'intervenant semble avancer, sa demande implique un fort volume de données à traiter et à concilier. Le Distributeur est d'avis que les informations demandées sont du domaine opérationnel et qu'elles ne sont pas pertinentes et nécessaires à l'analyse de l'indicateur en preuve. Ces informations ne permettent pas d'établir une inférence à l'égard des achats de court terme et de l'électricité patrimoniale inutilisée, soit l'indicateur présenté dans le présent dossier. En effet, hormis la possibilité de constater une

différence entre les besoins prévisionnels et réels ainsi qu'entre les achats effectués et prévus, aucune appréciation ne peut être faite à l'égard de la stratégie des approvisionnements retenue et des différents aléas auxquels le Distributeur a dû faire face. Cela est d'autant plus vrai pour le mois de décembre qui constitue le mois de l'année présentant les plus fortes fluctuations de consommation.

Questions 11.8 à 11.10

Le Distributeur rappelle tout d'abord que la notion de rupture technologique a été mentionnée, lors de sa présentation du 26 septembre 2018, comme un des éléments expliquant les travaux en cours sur les coûts évités de transport et de distribution. Plus spécifiquement, il a indiqué que les analyses portaient notamment sur l'impact que pourraient avoir les nouvelles technologies sur la planification future des investissements en transport et distribution et, par conséquent, sur les coûts évités de transport et de distribution. Ces technologies n'étant pas déployées sur les réseaux, aucun impact sur leur planification à court ou moyen terme n'est prévu.

Quant aux questions 11.8 à 11.10, le Distributeur n'est pas certain de bien comprendre ce que la FCEI vise à démontrer ou le lien qu'il cherche à faire.⁴ Malgré cela, le Distributeur n'a pas évalué de coût de stockage d'électricité, car il n'a déposé aucune demande d'autorisation en lien avec cette technologie dans un dossier antérieur ou en cours.

GRAME

Questions 8.2 et 8.4 à 8.6

Comme le reconnaît le GRAME, ses questions 8.2 et 8.4 à 8.6 portent sur la stratégie de conversion des réseaux autonomes, sujet relevant d'un plan d'approvisionnement. À cet égard, le Distributeur invite l'intervenant à consulter l'état d'avancement déposé le 1^{er} novembre 2018.

L'intervenant mentionne dans sa correspondance « qu'en application de la décision D-2015-153, ces questions sont pertinentes dans la mesure où elles réfèrent à l'année de référence ». Or, les investissements de l'année de référence en lien avec la conversion des réseaux autonomes sont indiqués au tableau C2 de l'annexe C de la pièce HQD-9, document 1 (B-0022). Il s'agit plus

⁴ « Les questions 11.8 à 11.10 visent à connaître le coût de la gestion des besoins d'équilibrage de la charge par l'utilisation de stockage versus les coûts évités utilisés par le Distributeur. », pièce C-FCEI-0007, page 2.

particulièrement de l'intégration du projet de 6,4 MW d'énergie éolienne aux Îles-de-la-Madeleine dont le contrat d'approvisionnement a été approuvé par la Régie le 22 octobre 2018 par sa décision D-2018-148. Quant aux investissements prévus à Quaqtaq, ils permettront au Distributeur d'amorcer un premier projet pilote éolien au Nunavik.

Question 8.3

En ce qui concerne la question 8.3, le Distributeur confirme qu'il n'a fait aucune demande de budget spécifique dans l'enveloppe des projets d'investissement inférieurs à 10 M\$.

RNCREQ

Questions 3.3, 3.2 (bis) et 4.1

Le Distributeur réitère sa réponse selon laquelle les informations demandées sont déjà accessibles.

En effet, contrairement aux allégations de l'intervenant, le suivi détaillé des activités d'achat du Distributeur sous dispense permet à l'intervenant d'estimer le nombre d'heures d'achat pour les années 2013 à 2016. Ce suivi présente, pour les transactions boursières, les dates de début et de fin des livraisons et pour les transactions bilatérales, le produit acheté par le Distributeur (pointe, 24 heures et autres). Aussi, ce suivi fournit pour chaque transaction la quantité acquise et le prix moyen déboursé. De plus, il est aisé de constater si le Distributeur fait régulièrement des achats de court terme hors hiver, puisqu'il est possible de calculer le nombre de transactions réalisées d'avril à novembre, ainsi que le nombre de jours d'achat. Par ailleurs, le même suivi présente le prix moyen obtenu pour chacune des transactions.

Le Distributeur constate par ailleurs qu'au dossier R-4045-2018, à la pièce C-RNCREQ-0018, page 2, tableau 1, l'intervenant présente les données agrégées des achats de court terme. Ces données ont vraisemblablement été compilées à la suite d'une analyse exhaustive des suivis auxquels il est fait référence dans la réponse du Distributeur.

Question 5.1

Le Distributeur estime avoir répondu adéquatement à la question. En effet, dans sa réponse à la question 5.1, le Distributeur précise que l'ensemble des moyens de gestion de la demande en puissance intégrés au bilan en puissance étaient

utilisés à sa demande (appelés par le Distributeur). Si par « sous le contrôle direct (sic) du Distributeur », l'intervenant demande si les charges sont directement interrompues par le Distributeur, le Distributeur a bien répondu que ce n'est pas le cas, en précisant que les clients sont responsables d'effacer leur charge, à sa demande.

Question 5.2

Le Distributeur estime avoir répondu adéquatement à la demande en indiquant que la totalité des MW étaient inscrits au bilan en puissance. En effet, le Distributeur considère que la totalité des MW, en tenant compte de la réserve appliquée, permet de repousser un appel d'offres de long terme en puissance et, de cette façon, assure un service équivalent à un contrat de long terme en ce qui a trait à sa contribution au bilan en puissance.

Questions 6.1 a), 6.3 et 6.4

Le Distributeur maintient ses réponses aux questions 6.1 a), 6.3 et 6.4. En effet, l'ensemble des remarques présentées à la référence donnée (annexe 3G de la pièce HQD-1, document 2.3 (B-0009) du dossier R-3986-2016) y répondent.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle que l'établissement de la contribution de 1 100 MW a été traité au dossier R-3986-2016 et approuvé par la Régie dans sa décision D-2017-140. Le Distributeur précise également qu'il ne note aucun changement significatif dans les moyens de production à l'intérieur de la zone de réglage et rappelle que les quantités disponibles dépendent des engagements des différents producteurs sur les autres marchés, information dont il ne dispose pas.

Questions 7.1 et 7.2

Le Distributeur considère que sa réponse est complète. Il réitère que le signal utilisé pour les approvisionnements de court terme en puissance est basé sur son évaluation, sachant que l'acquisition de ces produits est faite par appel d'offres qu'il lance et que, bien que certains signaux de marché puissent être utilisés dans cette évaluation, il n'a pas accès directement aux encans sur les marchés.

Question 13.2

L'intervenant conteste également la réponse du Distributeur à sa question. Le Distributeur considère y avoir répondu en rectifiant le sous-entendu selon lequel

la simulation de la neutralité du TDÉ n'est pas faite en fonction des coûts évités. Le Distributeur a également référé l'intervenant à son document présenté en séance de travail, où est explicitée la méthodologie générale sur l'attribution des coûts évités en énergie et en puissance aux différentes catégories de consommateurs en fonction de leurs caractéristiques de consommation.

Le Distributeur comprend que les termes du tableau 12 de la simulation de neutralité du TDÉ ne sont pas exactement ceux employés usuellement. Le Distributeur rappelle toutefois que le TDÉ a été soumis pour approbation et est en vigueur depuis le dossier R-3905-2014. Les détails de la simulation de neutralité du TDÉ ont ainsi déjà été précisés. Par courtoisie, il réfère le RNCREQ à ses réponses à la demande de renseignements n° 3 de la Régie dans le cadre de ce dossier (pièce HQD-15, document 1.4 [B-0107], réponse à la question 6.1), de même qu'à ses réponses aux questions 48.1 à 48.12 de la Régie et 34.1 à 34.4 de l'ACEF de Québec du présent dossier.

ROÉÉ

Questions 19 à 22

À la lecture de la correspondance du ROÉÉ, le Distributeur comprend que la contestation n'est pas tant le fait que le Distributeur n'aurait pas répondu à la question, mais plutôt que l'intervenant est en désaccord avec la réponse donnée notamment en regard des paragraphes 119 et 120 de la décision D-2014-205. Dans la mesure où l'intervenant est en désaccord avec la réponse donnée, il pourra faire des représentations à cet effet.

Cela étant, le Distributeur maintient sa réponse voulant que les appels au public ne font pas partie de ses moyens de gestion. Celui-ci n'intègre donc aucune contribution de ce moyen à son bilan en puissance.

Toutefois, le Distributeur ajoute que l'adhésion des clients aux options de tarification dynamique proposées permettra, à terme, d'intégrer leur contribution au bilan en puissance, ce qui n'est pas le cas pour les appels au public. Les options proposées permettront donc au Distributeur de réduire ses achats en puissance pour respecter son critère de fiabilité et aux clients de recevoir une compensation financière pour leurs efforts.

SÉ-AQLPA

Le Distributeur réitère que les demandes dépassent le cadre de l'intervention de SÉ-AQLPA fixé par la Régie au paragraphe 52 de la décision D-2018-129.

Questions 12.2, 12.3 et 12.4

Le Distributeur rappelle que la liaison des indicateurs de qualité du service au MTÉR vise à s'assurer que les efforts d'efficience ne se font pas au détriment de la qualité du service. Dans ce contexte, le Distributeur considère que les questions pointues de l'intervenant sur les investissements négatifs apparaissant dans un tableau spécifique, sur les coûts évités en énergie pour le Nunavik, ou encore, les prix des combustibles et leur mise à jour n'apportent aucun éclairage sur les trois indicateurs de qualité du service proposés pour tenir compte de la fiabilité du service électrique.

Question 13.2

Le Distributeur ne voit toujours pas le lien que fait SÉ-AQLPA entre les indicateurs proposés et les bornes de recharge pour les véhicules électriques. Ces trois indicateurs auxquels l'intervenant fait référence visent à mesurer la fiabilité du service électrique offert aux clients alors que les bornes de recharge constituent un usage parmi l'ensemble des usages possibles de l'électricité. Par ailleurs, le Distributeur constate que l'intervenant semble profiter de sa contestation pour modifier sa question.

Veillez recevoir, chère consœur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

(S) Simon Turmel

SIMON TURMEL, avocat

ST/ab

c.c. Intervenants