

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL
No : R-4147-2021

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE

Demanderesse

- et -

ASSOCIATION HÔTELLERIE QUÉBEC,

(ci-après « AHQ »)

-et-

ASSOCIATION RESTAURATION
QUÉBEC,

(ci-après « ARQ »)

Partie intéressée

ARGUMENTATION DE L'AHQ-ARQ

DHC Avocats
Me Steve Cadrin
2955, rue Jules-Brillant, bureau 301
Laval (Québec) H7P 6B2
Tél. : 514-392-5725
Fax : 514-331-0514
scadrin@dhcavocats.ca

ARGUMENTATION

L'AHQ-ARQ demande à la Régie de l'énergie (la « Régie ») de donner effet à l'ensemble des propositions présentées dans le cadre de son mémoire¹ portant sur la demande d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») relative à l'ajout d'une section à 735-161 kV au poste de la Chamouchouane et d'une ligne d'alimentation à 161 kV (le « Projet »).

Dans ce document, l'AHQ-ARQ répond à l'argumentation du Transporteur déposée le 16 juillet 2021 (B-0055 et 0056).

Le mémoire de l'AHQ-ARQ n'a porté que sur la justification du besoin qui n'a pas été démontrée de façon prépondérante par le Transporteur dans le présent dossier.

Justification du besoin

1. « [...] **L'AHQ-ARQ est d'avis qu'une telle situation est pour le moins préoccupante alors que ces données auraient pu permettre une mise à jour plus récente des prévisions de charge qui sont à la base même du Projet et, conséquemment, elle déplore le manque de vélocité dans les processus du Distributeur et du Transporteur pour l'intégration dans la prévision de charge des données les plus récentes et donc les plus pertinentes. [...]** »²

Le Transporteur plaide ce qui suit³ :

« En réponse, le Transporteur mentionne qu'il planifie son réseau sur la base des prévisions normalisées du Distributeur qui sont émises officiellement à l'automne de chaque année. Concernant la révision de la prévision, tel que spécifié dans sa réponse à la demande de renseignement (« DDR ») numéro 2 de l'AHQ-ARQ [note de bas de page omise], l'analyse du présent Projet a été initiée au début de l'année 2018. Depuis et à chaque automne, lors de la réception des nouvelles prévisions du Distributeur, le Transporteur évalue les besoins du Projet et a poursuivi ses activités d'avant-projet sur la base des prévisions de charges du Distributeur qui confirmaient une progression des charges année après année et une atteinte des limites du réseau de transport et ce, dès l'hiver 2021-2022. Il n'est donc pas pertinent de demander une révision des prévisions pour une plus courte échéance considérant la planification des projets qui se réalise sur plusieurs années. » (Nous soulignons)

Dans cet argumentaire, le Transporteur fournit des informations qui étaient déjà en possession de l'AHQ-ARQ lorsque celle-ci a exprimé sa préoccupation reproduite ci-dessus.

¹ C-AHQ-ARQ-0015 et 0017.

² Les citations numérotées proviennent du mémoire de l'AHQ-ARQ, pièces C-AHQ-ARQ-0015 et 0017.

³ B-0055, page 9.

Par exemple, l'AHQ-ARQ n'est pas en accord avec l'affirmation du Transporteur selon laquelle il ne serait pas pertinent de disposer d'une révision à jour des prévisions pour une plus courte échéance considérant la planification des projets qui se réalise sur plusieurs années. Une telle affirmation présume qu'une prévision à jour sur les 15 prochaines années maintiendrait une progression des charges année après année, ce qui ne peut être vérifié si justement le Transporteur n'a pas accès à une telle prévision à jour à la suite de l'hiver dernier.

L'AHQ-ARQ maintient sa préoccupation et le commentaire qui est reproduit ci-dessus.

Relativement à cet extrait, le Transporteur plaide ce qui suit⁴ :

« En réponse, le Transporteur mentionne que le Distributeur l'a informé que le traitement de l'effacement des besoins provinciaux ne peut être le même que celui utilisé à l'échelle régionale. En effet, à l'échelle provinciale, le Distributeur prend en compte l'effacement relatif à l'OÉA dans ses bilans de puissance, car les appels sont généralement coïncidents à la pointe provinciale. Ce traitement est fait par le biais de la réduction à même la prévision des besoins en puissance puisque le Distributeur ne disposait pas d'analyses sur les données historiques lui permettant de redresser les besoins prévus pour ensuite traiter l'OÉA dans ses bilans comme un moyen de gestion tel la GDP Affaires.

Au niveau régional, la prévision du Distributeur n'inclut pas l'effacement de l'OÉA ou celui attribuable aux autres moyens de gestion. Tel que mentionné dans sa réponse à l'intervenant, « la quantification de l'impact d'une telle réduction à la source en matière de besoins de transport est un exercice délicat à réaliser ». De plus, le Transporteur invoquait dans le même document la non-coïncidence entre la pointe d'un poste et la pointe provinciale.

Le Transporteur réitère qu'il doit assurer en tout temps la fiabilité de son réseau de transport pour l'ensemble des clients qui y sont raccordés et s'assurer que les quantités de charges raccordées ne dépassent pas les limitations de son réseau et ce, tout au long de l'année et sur l'horizon de

⁴ B-0036, pages 9 et 10.

planification. Malgré le fait que des travaux conjoints sont menés actuellement avec le Distributeur afin d'analyser la contribution des différents moyens de gestion de la demande dans la planification du réseau, le cas particulier du réseau de transport du Lac-St-Jean doit être considéré par la Régie.

À cet égard, le Transporteur souligne sa réponse à la DDR numéro 3 de la Régie relativement au dépassement des limites du réseau dès l'hiver 2021-2022 et de la progression soutenue des prévisions de charges d'ici 15 ans. Le maintien d'une charge à l'intérieur des limitations du réseau de transport exigerait une importante réduction de charge et cette réduction devra être réalisée de façon soutenue même en dehors des périodes de pointes. La réduction requise ne pourrait être réalisée en raison des modalités des moyens de gestion de la puissance à la disponibilité du Distributeur. En effet, les clients adhérant notamment à l'option d'électricité additionnelle et soumis à des périodes prolongées de restriction de consommation ont la possibilité d'augmenter au cours d'une année leur puissance de référence, ne contribuant pas ainsi à la réduction de la consommation d'électricité requise. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

Premièrement, l'AHQ-ARQ est au courant qu'à l'échelle provinciale, le Distributeur prend en compte l'effacement relatif à l'option d'électricité additionnelle (« OÉA ») dans ses bilans de puissance, car les appels sont généralement coïncidents à la pointe provinciale et qu'un tel traitement est fait par le biais de la réduction à même la prévision des besoins en puissance. En d'autres mots, les restrictions (ou effacements) de l'OÉA sont retirées à l'avance de la prévision du Distributeur que celui-ci transmet au Transporteur. Ainsi, ce dernier, ne planifiera pas d'ajouts d'équipements sur son réseau principal dans le but de transporter les charges qui, de toute façon, sont sous le contrôle du Distributeur qui peut les effacer en pointe.

Au niveau régional, contrairement à ce qu'affirme le Transporteur dans son argumentation, la prévision du Distributeur devrait bel et bien considérer l'effacement de l'OÉA, celui-ci devant être retiré à la source selon ce que le Distributeur a mentionné le 5 juillet 2021⁵ et qu'il n'a manifestement pas fait dans le présent dossier :

« Q. [34] Une question également de clarification toujours. Donc, toujours par rapport à l'OEA. C'est aussi vrai de dire, dans le fond, ce que vous venez de mentionner, là, que dans la prévision de la demande fournie au Transporteur par poste ou encore pour les clients industriels rattachés au réseau de transport, là, c'est la façon de fonctionner que vous utilisez également?

R. En effet. La seule chose, c'est sûr que quand on tombe dans des prévisions géographiques, là, faut faire attention entre la pointe du poste et la pointe du réseau principal, là. Fait qu'il y a quand même une vigilance à regarder, là, à ce niveau-là, mais oui, le principe même, là, de la prévision, comme quoi qu'on inclut l'effacement de la même façon est vrai, là. » (Nous soulignons)

⁵ R-4110-2019, A-0059, pages 55 et 56.

Deuxièmement, l'AHQ-ARQ constate que les travaux conjoints menés actuellement avec le Distributeur afin d'analyser la contribution des différents moyens de gestion de la demande dans la planification des réseaux sont toujours en cours après une longue période de 14 mois et que le Distributeur n'en voit pas la date d'échéance selon ce qu'il a mentionné à la Régie le 5 juillet 2021⁶. L'AHQ-ARQ est d'avis que la clientèle du Distributeur ne devrait pas assumer des investissements comme celui du Transporteur dans le présent dossier qui devraient, par ailleurs, être justifiés par des travaux communs qui n'ont pas d'échéance. L'AHQ-ARQ soumet respectueusement que le Projet ne devrait pas être approuvé tant que les conclusions des travaux communs dont il est question ci-dessus ne seront pas communiquées à la Régie.

Troisièmement, l'AHQ-ARQ est en désaccord avec le Transporteur lorsque celui-ci affirme que le réseau de transport du Lac Saint-Jean devrait être traité comme un cas particulier sous prétexte que le maintien d'une charge à l'intérieur des limitations du réseau de transport exigerait une importante réduction de charge et cette réduction devra être réalisée de façon soutenue même en dehors des périodes de pointes. Rien dans la preuve du Transporteur ne supporte cette affirmation. Au contraire, lorsque questionné par l'AHQ-ARQ sur le nombre d'heures prévu où l'abaissement des charges des serres maraîchères serait requis pour les hivers 2021-2022 et 2022-2023, le Transporteur a répondu qu'il ne possédait pas une telle information⁷. On pourrait imaginer que le commentaire non démontré du Transporteur sur une « *importante réduction de charge* » pourrait survenir vers la fin de la décennie⁸ dans un cas hautement hypothétique et prématuré où toutes les additions de charge prévues par le Distributeur se concrétiseraient tel que prévu, ce qui est loin d'être sûr. De toute façon, si de telles prévisions du Distributeur s'avéraient exactes, le Transporteur n'aurait pas à hausser dès maintenant la capacité de son réseau régional tel qu'il le propose.

Quatrièmement, quant à la possibilité, pour les clients adhérant notamment à l'OÉA et soumis à des périodes prolongées de restriction de consommation, d'augmenter au cours d'une année leur puissance de référence, celle-ci n'est pas pertinente puisqu'elle ne fait pas l'objet de la prévision du Distributeur et, si ceci devenait le cas, alors les revenus du Distributeur seraient vraisemblablement supérieurs contribuant ainsi à assumer des modifications au réseau de transport. Ce n'est toutefois pas le cas en l'instance. Rappelons que, selon les tarifs d'électricité au 1^{er} avril 2021 et tel que mentionné dans le mémoire de l'AHQ-ARQ, Hydro-Québec n'a pas à assumer des coûts additionnels de raccordement, d'installation ou de renforcement du réseau de transport ou de distribution afin de desservir les clients qui désirent se prévaloir de l'OÉA, que le client assume tous les coûts associés à la livraison de l'électricité au titre de l'OÉA et qu'Hydro-Québec ne construira aucun nouvel équipement pour offrir l'OÉA, ni n'affectera d'équipements existants aux charges d'électricité additionnelle afin de garantir la disponibilité de l'énergie.

Pour l'ensemble de ces raisons, l'AHQ-ARQ demande à la Régie de ne pas retenir le commentaire précédent du Transporteur.

⁶ R-4110-2019, A-0059, pages 122 à 131.

⁷ B-0047, page 8, réponse 1.12.

⁸ B-0025, page 8, tableau 2.

3. « **Le Distributeur a d'ailleurs déjà procédé à des interruptions différenciées par région dans le cas de l'option d'électricité interruptible : « Un seul client n'a pas été interrompu durant l'hiver 2014-2015 puisque son interruption n'était pas nécessaire pour la gestion de son sous-réseau et son interruption n'aurait pas contribué à la fiabilité du réseau principal en raison de sa localisation géographique. » (Nous soulignons) » (référence omise) »**

Relativement à cet extrait, le Transporteur plaide ce qui suit⁹ :

« En réponse, le Transporteur soutient que l'intervenant fait référence à un événement pour démontrer qu'Hydro-Québec réalise déjà une gestion régionale d'un sous-réseau avec des charges interruptibles. Or, l'intervenant ignore le fait que les interruptions étaient nécessaires non pas pour la gestion de la pointe d'un sous-réseaux, mais bien pour s'assurer du maintien de l'équilibre offre-demande à la suite d'un déclenchement majeur affectant le territoire desservi par la limite sud du réseau de transport provincial. L'arrêt du client non interrompu n'aurait pas permis de transiter plus d'énergie vers la région affectée. »

L'AHQ-ARQ tient à préciser qu'elle a fourni cet exemple pour démontrer qu'il était tout à fait possible, peu importe la raison, d'appliquer des moyens d'effacement de charge dans certaines régions données et de ne pas le faire dans d'autres régions. Une telle possibilité appuie la recommandation du mémoire de l'AHQ-ARQ de généraliser une telle pratique comme l'a d'ailleurs évoqué le Distributeur récemment¹⁰.

Puisque le commentaire du Transporteur n'ajoute aucune information qui vient infirmer la conclusion no. 3 de l'AHQ-ARQ qui précède, celle-ci est maintenue.

4. « **Enfin, l'application régionale des moyens de gestion de la puissance est une pratique utilisée depuis plus de 30 ans dans d'autres juridictions. Sans faire une analyse de balisage exhaustive, citons les exemples de rapports réalisés pour Pacific Gas & Electric en Californie (1992), la FERC américaine (2006) et BC Hydro (2014) » (Notes de bas de page omises)**

Relativement à cet extrait, le Transporteur plaide ce qui suit¹¹ :

« En réponse, le Transporteur soutient qu'il n'a trouvé aucune référence dans les documents cités quant à l'application de moyens de gestion à l'échelle d'un sous-réseau afin de maintenir la fiabilité d'alimentation des clients comme requis en l'espèce pour le réseau du Lac-Saint-Jean. De plus, la notion de « région » cités dans les documents couvre de grandes superficies. Dans le cas du document de la FERC, il appert qu'une région réfère à plusieurs États ou provinces. Quant au document de BC Hydro, celui-ci ne considère pas le délestage de charge comme une solution permanente pour pallier un dépassement de la capacité du réseau de transport. Par ailleurs, bien qu'une application des moyens de gestion à une échelle comparable au réseau du Lac-Saint-Jean puisse exister, le Transporteur rappelle que le

⁹ B-0055, page 11.

¹⁰ C-AHQ-ARQ-0017, page 10.

¹¹ B-0036, pages 10 et 11.

dépassement de charge selon la preuve est considérable et correspond à 131 % de la capacité du réseau, justifiant amplement la réalisation du *Projet*. » (Nous soulignons)

Dans le cas de la référence de Pacific Gas & Electric, sans reprendre le document en entier, il suffit de citer le passage suivant de l'introduction pour constater que ce qui a été fait sur un sous-ensemble géographique du réseau correspond tout à fait au cas qui est sous étude dans le présent dossier :

« *This paper describes a utility DSM strategy, built on intensive campaigns with limited geographical coverage, rather than conventional DSM programs with broad coverage but modest impact. The rationale for such a strategy is that some geographical areas within a utility's service territory are more expensive to serve than others. This means that DSM programs in some areas have higher avoided costs and therefore higher cost-effectiveness thresholds compared to other areas, and compared to the system average. Although utility DSM has been implemented mostly in North America, and the examples given in this paper are from US utilities, the methods we use and the implications of our results can be applied more generally, in particular to utility systems introducing deregulation and competition.* » (Nous soulignons)

Pour ce qui est du document de la FERC américaine, l'essence même du document est de démontrer que la gestion de la consommation peut permettre d'éviter des investissements en transport sans discrimination sur la grosseur des régions, des réseaux ou des sous-réseaux. Des exemples peuvent être notés chez Bonneville Power Administration (pages 21 et 42). Le document reconnaît même (page 4), tout comme on peut le constater dans le présent dossier, l'inadéquation entre les messages véhiculés par certains et la réalité de la planification des investissements en transport :

« *Conversely, some institutions specifically state that they always evaluate demand response alternatives for transmission enhancements but demand response solutions do not show up in their transmission expansion plans.* » (Nous soulignons)

Dans le cas de BC Hydro, le passage suivant à la page 21 démontre que, contrairement à ce que le Transporteur indique ci-dessus, les solutions de gestion de la demande (« *non-wires* ») peuvent tout autant s'appliquer sur le long terme comme solution permanente que pour retarder des investissements :

« *Non-wires solutions include new generation, generation re-dispatch, load management, and other options that typically involve customers modifying their demand or use of the transmission network. *Non-wires solutions may provide a long term solution, or possibly just a short term bridging solution until long term system reinforcement can be implemented.* » (Nous soulignons)*

Enfin, le dépassement de la charge de 131 % mentionné par le Transporteur dans sa plaidoirie, ne s'appliquerait, sans qu'il ne le mentionne, qu'en 2033-2034¹², le rendant peu probable et prématuré comme expliqué plus haut. Par exemple, en 2025-2026, le

¹² B-0025, page 8, tableau 2.

dépassement de la charge avant effacement ne serait que de 110 % et ce, à la condition que les clients industriels augmentent leur consommation de façon significative, ce qui n'est pas garanti pour l'instant.

Pour l'ensemble de ces raisons, l'AHQ-ARQ demande à la Régie de ne pas retenir le commentaire précédent du Transporteur.

Aussi, pour l'ensemble des éléments de réponse de l'AHQ-ARQ dans la présente argumentation, celle-ci maintient la recommandation à la page 11 de son mémoire de ne pas approuver le Projet puisque le Transporteur n'en a pas justifié le besoin.

En conclusion, l'AHQ-ARQ maintient l'ensemble des recommandations de son mémoire et soumet que la plaidoirie du Transporteur ne remet en question aucune de celles-ci.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

Laval, ce 20 juillet 2021

DHC Avocats

DHC Avocats

Procureurs de la partie intervenante
AHQ-ARQ

758177