
R-4147-2021

DEMANDE DU TRANSPORTEUR RELATIVE À
L'AJOUT D'UNE SECTION À 735-161 KV AU POSTE
DE LA CHAMOUCOUANE ET D'UNE LIGNE
D'ALIMENTATION À 161 KV

MÉMOIRE DE L'AHQ-ARQ

Préparé par : Marcel Paul Raymond

16 juin 2021

Table des matières

1. Introduction.....	3
2. Justification du besoin.....	4

1. Introduction

Le 24 mars 2021, Hydro-Québec, dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») dépose à la Régie de l'énergie (la « Régie »), en vertu des articles 31 (5°) et 73 de la Loi sur la Régie et des articles 1, 2 et 3 du Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie, une demande 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 ») dont le coût total s'établit à 190,2 M\$.

Le Transporteur indique que le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle » et « Maintien des actifs ». Il vise à répondre à la croissance de la demande d'électricité de la région du Lac St-Jean, tout en tenant compte des besoins de pérennité des installations du Transporteur. La mise en service du Projet est prévue en 2023 et 2024.

L'AHQ et l'ARQ (l'« AHQ-ARQ ») ont examiné en détail la demande du Transporteur de manière à s'assurer qu'elle n'aura pas d'impacts défavorables sur les tarifs d'électricité assumés par leurs membres. De façon plus spécifique, dans ce mémoire, elles ne se prononcent que sur la justification du besoin qu'elles considèrent nettement insuffisante.

Les recommandations de ce mémoire sont basées sur l'information disponible à ce jour. Si de l'information additionnelle devenait disponible, l'AHQ-ARQ se réserve le droit de modifier ses recommandations ou d'en faire de nouvelles.

2. Justification du besoin

Le Transporteur indique que le Projet vise à répondre à des augmentations de charge qu'il présente dans le tableau suivant¹ :

Tableau 1
Détail de la prévision des charges situées à l'ouest du Lac-St-Jean (MW)

Charge du Distributeur	Charges Hydro-Québec Distribution (prévision automne 2020)															
	historique	Prévision de charge 2020-2035														
	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	2032-33	2033-34	2034-35
Poste de Mistassini	72,2	74,2	74,5	74,6	74,8	75,0	75,2	75,3	75,5	75,6	75,7	75,8	75,9	75,9	76,0	76,1
Poste de Normandin	31,3	32,4	32,6	32,7	32,9	33,0	33,1	33,2	33,3	33,3	33,4	33,5	33,6	33,7	33,8	33,9
Poste de St-Félicien	56,1	56,0	56,3	56,4	56,6	56,8	57,0	57,1	57,2	57,3	57,5	57,6	57,7	57,8	57,9	58,0
Poste de Chigoubiche	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Poste de Roberval	58,5	58,3	58,5	58,6	58,8	58,9	59,1	59,2	59,3	59,4	59,5	59,6	59,7	59,9	60,0	60,1
Poste de Desbiens (note 1)	34,0	43,1	43,3	43,4	43,6	43,7	43,8	43,9	44,0	44,1	44,2	44,2	44,3	44,4	44,4	44,5
CHARGE GLOBALE	370,9	400,8	419,0	419,5	435,5	447,2	448,0	467,5	483,1	483,5	499,1	499,5	515,0	515,5	530,9	531,4
Valeurs en rouge : Année pour laquelle la limite de 405 MW pour le soutien de tension est dépassée.																

En réponse à des demandes de renseignements, le Transporteur ajoute les informations suivantes en lien avec le tableau 1 ci-dessus :

- En date du 15 juin 2021, il ne disposait toujours pas, pour l'hiver 2020-2021 terminé depuis longtemps, des valeurs historiques normalisées pour des conditions climatiques régionales des charges apparaissant au tableau². **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.** La Régie, dans sa décision D-2021-077, demandait au Transporteur de fournir à l'AHQ-ARQ les informations préliminaires dont il ou le Distributeur pourrait disposer sur

¹ B-0017, page 5, tableau 1.

² B-0036, page 4, réponse 1.1; B-0038, page 7; et B-0040, pages 4 et 5, réponse 1.1.

les charges réelles ou normalisées, pour l'hiver 2020-2021, tel que demandé à la question 1.1 de la demande de renseignements no. 2 de l'intervenant³. Or, dans sa réponse du 15 juin 2021⁴, le Transporteur refuse toujours de fournir les informations demandées dont il ou le Distributeur dispose sur les données réelles préliminaires de l'hiver 2020-2021, contrairement à ce qui avait pourtant été fait, dès le 14 avril 2021, pour le poste Baie-d'Urfé dans le dossier R-4140-2020.

- Les données de la colonne intitulée « Historique » du tableau sont normalisées⁵.
- [REDACTED]
[REDACTED]⁶.
- [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]⁷.
- [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]⁸.
- La prévision de charge utilisée date déjà de l'automne 2020. Le Transporteur n'a pas demandé à Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») s'il avait produit une prévision

³ A-0017, page 4, paragraphes 18 et 19, et page 8.

⁴ B-0040, pages 4 et 5, réponse 1.1.

⁵ B-0036, pages 4 et 5, réponse 1.2.

⁶

⁷

⁸

plus récente, qui aurait pu tenir compte notamment des données plus récentes des charges réelles et normalisées de l'hiver 2020-2021⁹.

- [REDACTED]
[REDACTED]¹⁰.
- Outre l'information qui précède, l'AHQ-ARQ n'a pu obtenir la portion de la Charge globale des clients adhérant aux divers tarifs et options interruptibles afin de valider l'affirmation du Transporteur selon laquelle le Transporteur ne disposerait pas d'autres moyens que le délestage advenant un dépassement des capacités du réseau de transport régional du Lac St-Jean¹¹. Toutefois, la Régie, dans sa demande de renseignements no. 3, a fait certaines demandes sur les charges interruptibles, dont les réponses sont attendues au plus tard le 22 juin¹², soit après la préparation du présent mémoire.

[REDACTED]

[REDACTED]¹³ :

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

⁹ B-0036, pages 5 et 6, réponse 1.6.

¹⁰ [REDACTED]

¹¹ B-0036, page 7, réponse 1.9.

¹² A-0015 et A-0016.

¹³ [REDACTED].

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] 14 :

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] 15 :

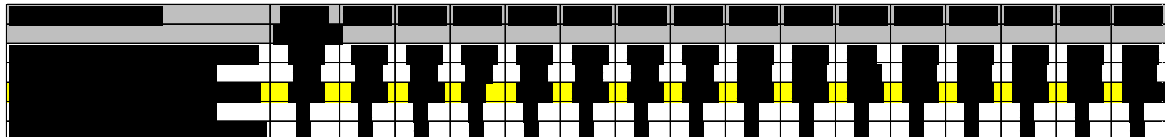
14 [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Tableau AHQ-ARQ-1
Prévision des charges situées à l'ouest du Lac St-Jean – Période 2019-2035
(MW)



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] 16 [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Application régionale des charges interruptibles

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] 17 [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] 18.

Le Distributeur a d'ailleurs déjà procédé à des interruptions différenciées par région dans le cas de l'option d'électricité interruptible¹⁹ :

« 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

16 [REDACTED]

17 [REDACTED]

18 [REDACTED]

¹⁹ R-3980-2016, B-0076, page 20, réponse 8.2.

réseau principal en raison de sa localisation géographique. » (Nous soulignons)

Le Distributeur a aussi récemment indiqué la possibilité de procéder à l'application régionale des interruptions permises par les moyens de gestion de la puissance²⁰. L'AHQ-ARQ est d'avis qu'une telle mesure pourrait s'appliquer dès maintenant indépendamment de la coïncidence ou non de la charge entre une région du réseau et la pointe en matière d'approvisionnement et indépendamment des travaux amorcés depuis plus de 14 mois avec le Distributeur²¹, comme le démontre la solution de délestage retenue par le Transporteur et décrite ci-dessus.

C'est aussi exactement ce que font les réseaux municipaux pour certaines régions du Québec²².

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)²³, la FERC américaine (2006)²⁴ et BC Hydro (2014)²⁵.

²⁰ R-4041-2018 Phase 2, A-0091, pages 16 à 18.

²¹ B-0036, page 7, réponse 1.9.

²² R-4045-2018, B-0240, pages 8 à 10, section 7.

²³ Targeting DSM for transmission and distribution benefits: A case study of PG&E Delta district: https://www.researchgate.net/profile/Joel-Swisher/publication/236445423_Targeting_DSM_for_transmission_and_distributions_benefits_A_case_study_of_PG_E%27s_Delta_District/links/595e59cc0f7e9b8194b7173d/Targeting-DSM-for-transmission-and-distributions-benefits-A-case-study-of-PG-Es-Delta-District.pdf?origin=publication_detail, consulté le 14 juin 2021.

²⁴ The Role of Demand Resources In Regional Transmission Expansion Planning and Reliable Operations: <https://info.ornl.gov/sites/publications/files/Pub2194.pdf>, consulté le 14 juin 2021.

²⁵ Transmission System Studies Guide :

<https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/regulatory-planning-documents/transmission-planning/transmission-system-studies-guide.pdf>, consulté le 14 juin 2021.

**En conclusion, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas approuver le
Projet puisque le Transporteur n'a pas démontré le besoin** [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]