

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ À HQT

DESCRIPTION DES TRAVAUX

1. **Références :** (i) [B-0004, page 10, lignes 23 et 24;](#)
(ii) Hydro Presse, septembre 2017, Des limites moins... limitatives avec le CCTG, par Sylvie Bonneau, pages 10 à 12;
(iii) [R-4012-2017, B-0077, page 22 \(PDF 26\);](#)
(iv) [R-4096-2019, B-0059, page 8, réponse 3.1;](#)
(v) R-4270-2024, B-0122, page 2.

Préambule :

- (i) « 10. mise en oeuvre du système de Contrôle de la Consigne de Tension par le Générateur (CCTG) aux centrales Saint-Marguerite-3, Romaine-1 et Romaine-2 ; »
- (ii) « Le projet CCTG a réuni l'IREQ, HQT et HQP autour d'un objectif commun : faire reculer les limites de transit du réseau de transport. CCTG, c'est pour « contrôle de la consigne de tension aux générateurs ». Après deux ans d'élaboration, on a récemment terminé un projet pilote en réseau. Un succès.

Les limites de transit établissent les quantités d'énergie pouvant être transportées sur le réseau. Par exemple, quand HQT retire une ligne pour entretien, on resserre les limites de transit en conséquence. Il y aura donc moins d'énergie qui pourra circuler sur le réseau. « Dans certaines situations, ces limites restreignent les exportations ou, encore, elles rendent difficile le retrait de la ligne au moment voulu. Cela complexifie la planification des travaux d'entretien pour HQT », explique Guylain Savoie, ingénieur – Planification et stratégies du réseau principal, HQT. Pour ce qui concerne HQP, les limites de transit ont un impact sur le coût de ses projets de centrales, notamment. « Pour que le réseau puisse intégrer de nouvelles capacités de production, il faut que les limites de transit soient étendues. Cela signifie : ajouter de l'équipement sur le réseau, par exemple de la compensation série. Le coût de ces travaux sur le réseau vient s'ajouter au coût de nos projets de production », indique Vincent Lachapelle, chef – Planification de la production, HQP.

Les contraintes s'accroissent

Or, les contraintes des limites de transit se font de plus en plus sentir, car le réseau de transport se développe rapidement. De nouvelles capacités de production s'ajoutent, les exportations augmentent, le taux d'utilisation des équipements monte. « Comme le réseau gagne rapidement en puissance, on observe d'ailleurs, dans certaines zones, la présence de puissance inutilisable, dite captive, à cause de la limite de transit. », fait remarquer Guylain Savoie. Les visées du projet CCTG : faire reculer les limites de transit et ainsi offrir une solution de recharge, à moindre coût, aux méthodes habituelles d'augmentation des capacités de transit. Principaux bénéfices attendus : une réduction importante du coût de l'intégration de nouvelles capacités de production, et plus de flexibilité pour la maintenance du réseau et pour les exportations.

Générateurs à la rescousse

*Comment repousser les limites de transit sans perturber la stabilité du réseau?
« En maîtrisant mieux les événements transitoires qui ont amené HQT à fixer des limites de transit, fait valoir Guy Vanier, chercheur – Expertise réseaux électriques et mathématiques à l'IREQ. Notre prémisse était que, si le réseau pouvait contrôler plus efficacement ces événements, les limites de transit pourraient être repoussées sans problème. »*

[...]

DEUX NOTIONS MISES EN LUMIÈRE

L'événement transitoire

Quand un court-circuit se produit sur le réseau de transport, les dispositifs de protection entrent en action pour isoler le défaut. Malgré leur rapidité de réaction, une certaine variation de la tension et de la fréquence apparaît sur le réseau. Cet événement est transitoire. Il dure environ 10 secondes, puis c'est le retour à la normale. Tout cela se fait automatiquement, sans intervention de l'opérateur. D'ailleurs, le fait que les réseaux puissent se rétablir après un événement transitoire fait partie des critères de conception qui en assurent la fiabilité.

L'importance de la variation de tension ne doit pas dépasser un certain seuil, car la stabilité de l'ensemble du réseau pourrait alors être compromise. C'est une des raisons pour lesquelles des limites de transit sont fixées .

La limite de transit

La limite de transit fixe la quantité d'énergie pouvant transiter sur le réseau de transport. Elle est calculée de manière à ce que les événements transitoires demeurent bien contrôlés. Ne pas en tenir compte accentuerait la gravité des événements, ce qui pourrait compromettre la stabilité du réseau.

Il n'y a pas de limite de transit spécifique à chaque ligne. Le réseau de HQT est, à cet égard, subdivisé en cinq grandes zones : Baie-James, Baie-James Sud, Churchill Falls, Manic-Québec et Sud du Québec. » (Nous soulignons)

- (iii) « *Adopter une vision à long terme permettra de remplacer les grands automatismes en fin de vie utile et de les faire évoluer en fonction des besoins du réseau. L'objectif est de trouver des stratégies efficaces pour maintenir la fiabilité du réseau de transport lorsque surviennent des événements majeurs. Développer des automatismes de réseau et des systèmes de commande plus performants en est un exemple. Cette vision à long terme devra également tenir compte de divers projets porteurs visant à améliorer les automatismes actuels et futurs, comme l'intégration à l'horizon 2020 du système de commande globale et locale de la tension des compensateurs (CGLC) et de contrôle de la consigne de tension aux générateurs (CCTG), dont les gains prévus s'élèvent à 400 MW sur la limite sud.* » (Nous soulignons)
- (iv) « Complément de réponse à la suite de la décision de la Régie dans le cadre de l'audience du 1er novembre 2019 :
- Système de commande globale et locale des compensateurs (CGLC)

Tableau R-3.1
Calendrier de déploiement prévu du système CGLC

Année	Postes dans lesquels le système est/sera déployé
2018	- Némiscau - Albanel - Abitibi - Chibougamau - La Vérendrye
2019	- Lévis - Laurentides
2020	- Manicouagan - Chénier - Bout-de-l'Île
2021	- Duvernay - Chamouchouane

Lorsque tous les systèmes seront en service, des gains approximatifs de l'ordre de 400 MW sur la limite sud sont envisagés.

- Contrôle de la consigne de tension au générateur (CCTG)

Le calendrier de déploiement de ce système est sous le contrôle et la responsabilité du Producteur. Il a été déployé en partie sur certains groupes de la Baie-James et d'autres essais sont planifiés par le Producteur dans les prochains mois sur d'autres groupes.

Les gains associés à ce système pourront être évalués une fois les déploiements et essais complétés, **au courant de l'année 2020.** » (Notre emphase)

- (v) « En complément de réponse, le Transporteur indique que le blocage des changeurs de prises a été utilisé avec succès, pour un gain d'environ 400 MW, jusqu'à la mise en service d'une nouvelle ligne de transport vers la boucle de Montréal en 2019. L'automatisme CGLC a été mis en service en décembre 2022, avec des gains d'environ 400 MW en moyenne, variant selon les configurations du réseau. L'ajout des sectionneurs télécommandés dans certains postes de la Baie James a été complété en 2021. Quant à la technologie qui mesure en temps réel le dégagement entre les conducteurs et le sol, un premier déploiement a débuté en 2024 et les gains précis pourront être évalués dans quelques années. Enfin, le système CCTG a été déployé sur plusieurs groupes de production de la Baie-James. Les gains varient selon les configurations du réseau, mais peuvent atteindre environ 450 MW. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 1.1 Pour le système CCTG, veuillez ventiler la valeur de 400 MW apparaissant à la référence (iii) (ou toute autre valeur maintenant connue) sur les centrales de chacune des cinq grandes zones mentionnées à la référence (ii) et préciser si la mise en œuvre de telles valeurs a été réalisée ou est à venir.
 - 1.2 Pour le système CCTG, veuillez lister les zones du réseau de transport sur lesquelles s'appliquera la valeur de 400 MW apparaissant à la référence (iii) et fournir la valeur du gain pour chaque zone concernée.
 - 1.3 Pour le système CCTG, veuillez lister les zones du réseau de transport sur lesquelles s'appliquera la valeur de 450 MW apparaissant à la référence (v) et fournir la valeur du gain pour chaque zone concernée.
 - 1.4 Pour le système CGLC, veuillez lister les zones du réseau de transport sur lesquelles s'appliquera la valeur de 400 MW apparaissant aux références (iv) et (v) et fournir la valeur du gain pour chaque zone concernée.
 - 1.5 Veuillez indiquer si le système CGLC (références (iii) à (v)) a été implanté sur l'ensemble du réseau. Dans la négative, veuillez indiquer les zones du réseau où l'implantation n'a pas été faite et justifier de telles absences.
 - 1.6 Veuillez expliquer pourquoi la mise en œuvre du système CCTG reste à faire aux centrales Sainte-Marguerite-3, Romaine-1 et Romaine-2, selon la référence (i), alors que l'intégration du système CCTG était prévue à l'horizon 2020, selon la référence (iii).
-

- 1.7** Pour l'ensemble de ces trois centrales, des 400 MW mentionnés à la référence (iii), veuillez quantifier le gain escompté sur la limite sud et le gain escompté sur d'autres limites de transit, le cas échéant.
 - 1.8** Pour le système CCTG mentionné aux références, veuillez lister les centrales des grandes zones Churchill Falls et Manic-Québec (référence (ii) où ce système a été implanté et celles où son implantation est à venir. Veuillez fournir les dates réelles et prévues de telles implantations. Dans le cas des centrales de ces zones où aucune telle implantation n'a déjà eu lieu ou n'est prévue, veuillez justifier de telles absences.
 - 1.9** Pour l'ensemble des centrales mentionnées en réponse à la demande précédente, des 400 MW mentionnés à la référence (iii), veuillez quantifier le gain escompté sur la limite sud et le gain escompté sur d'autres limites de transit, le cas échéant.
 - 1.10** La référence (iv) indique que le déploiement du système CCTG est sous le contrôle et la responsabilité du Producteur. Veuillez indiquer qui du Producteur ou du Transporteur a assumé les coûts de ce déploiement à date. Dans le cas où c'est le Transporteur qui a assumé de tels coûts, veuillez fournir la liste des dossiers et des montants où de tels coûts ont été approuvés par le Régie.
 - 1.11** Veuillez préciser le coût prévu au présent projet de la mise en œuvre du système CCTG aux centrales Sainte-Marguerite-3, Romaine-1 et Romaine-2, mentionnée à la référence (i)
-

JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS

2. **Références :** (i) [B-0004, page 18, ligne 10, à page 19, ligne 2;](#)
(ii) <https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/contrats/eol-riviere-du-moulin-contrat.pdf>, page 15 (PDF 21), section 7.3;
(iii) [R-4306-2025, B-0110, page 191 \(PDF 193\);](#)
(iv) [B-0004, page 19, ligne 18, à page 20, ligne 13.](#)

Préambule :

- (i) « L'intégration de 798 MW de puissance additionnelle au poste des Laurentides a un impact significatif sur les courants circulant dans les jeux de barres à 315 kV. Les barres des postes à 735-315 kV sont généralement composées de conducteurs 4 000 MCM, simples ou doubles, selon la position de la barre (barre principale ou barre secondaire). Cette conception faisant en sorte que les barres ne deviennent pas l'élément limitatif est essentielle, puisque la puissance circulant dans les barres n'est pas surveillée par l'exploitant, contrairement aux lignes et aux transformateurs. Or, le poste des Laurentides ayant originalement été conçu comme un poste à 315-230 kV dans les années 50, les barres à 315 kV sont composées en majorité de conducteurs de 1 796 MCM offrant une capacité bien inférieure à celle des transformateurs à 735-315 kV qui ont été ajoutés lors du développement du réseau à 735 kV. Il en résulte que les barres deviennent l'élément limitant dans le poste des Laurentides à 315 kV et l'injection additionnelle de courant par les Parcs éoliens peut provoquer un dépassement de la capacité des barres dans certaines conditions d'exploitation.

La solution développée en phase d'avant-projet comprend deux facettes : le rehaussement de la capacité du départ de ligne 3002 et le déplacement du point de raccordement du secondaire du transformateur T1 à l'autre extrémité du jeu de barres principal ayant pour effet de redistribuer les courants et d'éviter des dépassements de capacité.

Le déplacement du point de raccordement du secondaire du transformateur T1 par la construction d'une nouvelle section de barre offre une alternative avantageuse au rehaussement complet de la capacité des barres principales de la section à 315 kV. En effet, le déplacement du raccordement à l'autre extrémité du poste permet de régler les potentiels dépassements de capacité provoqués par l'intégration de la puissance des Parcs éoliens, mais permet également d'améliorer l'exploitabilité du poste en éliminant les risques de séparation de la section à 315 kV et d'ilotage d'une portion de la charge de la région de Québec sur les centrales Bersimis.

En effet, la configuration actuelle de la section à 315 kV rend difficile l'obtention des retraits pour l'entretien du poste des Laurentides en raison de cette vulnérabilité. » (Nous soulignons)

- (ii) « À la demande du **Distributeur**, le **Fournisseur** doit limiter à certains moments la production du parc éolien au niveau de puissance que le **Distributeur** lui indique. Toute quantité d'énergie non livrée en raison d'une telle demande du **Distributeur** est cumulée comme de l'énergie rendue disponible. »
- (iii) « Aux fins de raccordement d'une centrale au réseau de transport, la puissance maximale à transporter est la puissance spécifiée à l'Entente de raccordement, qui correspond à la puissance installée à la centrale et qui transitera sur le réseau de transport. C'est la puissance qui a été utilisée pour la planification et la réalisation du projet de raccordement électrique de la centrale au réseau de transport.

Dans le cadre d'une demande de service de transport de point à point, la puissance maximale à transporter correspond à la puissance spécifiée à la demande de service de transport déclenchant les ajouts au réseau, majorée des pertes de transport au taux prévu à l'article 15.7.

Dans le cadre d'un projet d'ajout au réseau impliquant un poste satellite, la puissance maximale à transporter correspond au moindre de : (1) la prévision de croissance de charge sur vingt (20) ans pour les postes satellites faisant partie de la zone d'influence du projet, établie à partir des prévisions de charges par poste satellite fournies par le Distributeur ; ou (2) l'ajout de capacité généré par le projet. » (Nous soulignons)

- (iv) « L'ajout des Parcs éoliens a un impact direct sur le transit des lignes à 735 kV du réseau. Tous les événements impliquant la perte d'une des lignes au sud du poste Jacques-Cartier (L7002 et L7017), dans une situation où l'autre ligne est déjà hors service, provoquent des sous-tensions en régime permanent qui sont en dehors des plages permises par les critères de conception du réseau. En effet, cet état de réseau résulte en un transit plus élevé sur l'axe Québec-Montréal provoquant des tensions inférieures à 0,95 p.u. (par unité, soit une tension de 95 % ou moins de sa valeur nominale) dans les postes du réseau de transport principal de cet axe. L'ajout de compensation réactive à des endroits stratégiques sur le réseau, déclenché par l'intégration des Parcs éoliens, est donc nécessaire. Ainsi, le scénario retenu consistant en l'ajout de compensation réactive shunt aux postes Laurentides, Lévis, Appalaches et Montérégie permet de corriger les problèmes de sous-tension relevés et d'assurer l'intégration fiable de la puissance des Parcs éoliens.

L'ajout de batteries de condensateurs dans ces postes implique des études de résonance harmonique qui ont été effectuées lors de l'avant-projet. Ces études ont permis de déceler une amplification excessive des tensions harmoniques

aux postes des Appalaches et de la Montérégie suivant l'ajout des batteries de condensateurs. Pour ces postes, une batterie de condensateurs doit donc être munie d'un circuit d'amortissement visant à atténuer ou prévenir ces résonances harmoniques résultant de l'interaction entre les équipements à réactance capacitive et le réseau électrique.

L'ajout des Parcs éoliens a également un impact sur le comportement transitoire du réseau, particulièrement suivant des événements au poste Arnaud. Notamment, les événements provoquant la perte simultanée de deux (2) lignes parallèles au sud du poste Arnaud provoquent des oscillations de tension inférieures aux limites permises par les critères de conception du réseau. La mise en oeuvre du système CCTG aux centrales de la Sainte-Marquerite-3, de la Romaine-1 et de la Romaine-2 corrige ce problème en permettant aux groupes de production de ces centrales de contribuer de façon plus importante à l'atténuation des oscillations transitoires. Cet automatisme, relativement peu coûteux et de mise en oeuvre simple, consiste à compenser l'impédance des transformateurs élévateurs des groupes de production ciblés permettant de rapprocher électriquement ceux-ci du réseau de transport résultant en une réponse dynamique plus marquée. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 2.1** Veuillez démontrer avec des bilans chiffrés l'existence des « *dépassements de capacité* » mentionnés à la référence (i). Ces bilans devront montrer, mais sans s'y limiter, les capacités des équipements concernés, les productions prévues en amont pour chaque centrale hydroélectrique et parc éolien, les charges prévues en amont, l'impact positif de systèmes tels CGLC et CCTG, le cas échéant, et le tout pour chaque année de l'horizon sur lequel portent les affirmations de dépassements et, au besoin, pour les pointes d'hiver et d'été.
 - 2.2** Pour chacun des dépassements de capacité mentionnés à la référence (i), veuillez quantifier de tels dépassements dans le cas où aucune modification n'était apportée aux équipements en question. Par le fait même, veuillez quantifier la portion des 798 MW de puissance additionnelle installée qui pourrait être intégrée sans la réalisation des travaux demandés dans le cadre du présent projet.
 - 2.3** Veuillez indiquer si Hydro-Québec a effectué des simulations pour évaluer le nombre d'heures par année et l'énergie totale qui feraient l'objet de plafonnement de la production éolienne (dont un exemple est donné à la référence (ii)) en amont du poste Laurentides, sans la réalisation des travaux demandés dans le cadre du présent projet à la référence (i). Dans l'affirmative, veuillez décrire les simulations effectuées et fournir les résultats obtenus. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait.
-

- 2.4** Veuillez fournir la liste les différentes charges (par exemple, postes satellites, charges industrielles, autres) en amont du poste des Laurentides, mentionnées à la référence (i). Pour chacune de ces charges, veuillez fournir les versions les plus récentes de sa prévision non coïncidente et de sa prévision coïncidente au poste des Laurentides et ce, pour chacune des 20 prochaines années (référence (iii)).
- 2.5** Veuillez fournir la liste des axes et/ou lignes du réseau à 735 kV (par exemple, Québec-Montréal, limite sud, etc.) dont la limite serait dépassée par l'ajout des parcs éoliens, tel que décrit à la référence (iv).
- 2.6** Veuillez démontrer avec des bilans chiffrés l'existence des diverses limites dépassées mentionnées en réponse à la demande 2.5. Ces bilans devront montrer, mais sans s'y limiter, les capacités des équipements concernés, les productions prévues en amont pour chaque centrale hydroélectrique et parc éolien, les charges prévues en amont, l'impact positif de systèmes tels CGLC et CCTG, le cas échéant, et le tout pour chaque année de l'horizon sur lequel portent les affirmations de dépassements de limites et, au besoin, pour les pointes d'hiver et d'été.
- 2.7** Pour chacun des dépassements de limites mentionnées en réponse à la demande 2.5, veuillez quantifier de tels dépassements dans le cas où aucune modification n'était apportée aux équipements en question. Par le fait même, veuillez quantifier la portion des 798 MW de puissance additionnelle installée qui pourrait être intégrée sans la réalisation des travaux demandés dans le cadre du présent projet.
- 2.8** Pour chacun des dépassements de limites mentionnées en réponse à la demande 2.5, veuillez indiquer si Hydro-Québec a effectué des simulations pour évaluer le nombre d'heures par année et l'énergie totale qui feraient l'objet de plafonnement de la production éolienne (dont un exemple est donné à la référence (ii)) en amont desdites limites, sans la réalisation des travaux demandés dans le cadre du présent projet à la référence (iv). Dans l'affirmative, veuillez décrire les simulations effectuées et fournir les résultats obtenus. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas l'avoir fait.
- 2.9** Veuillez fournir la liste des différentes charges (par exemple, postes satellites, charges industrielles, autres) en amont de chacun des dépassements de limites mentionnées en réponse à la demande 2.5. Pour chacune ces charges, veuillez fournir les versions les plus récentes de sa prévision non coïncidente et de sa prévision coïncidente en amont du dépassement concerné et ce, pour chacune des 20 prochaines années (référence (iii)).
-

3. **Références :** (i) [B-0004, page 17, lignes 5 à 12;](#)
(ii) [B-0004, page 7, lignes 20 à 30;](#)
(iii) R-4061-2018, B-0042.

Préambule :

- (i) « Les analyses effectuées en cours d'avant-projet par le Transporteur ont toutefois permis de déterminer qu'un raccordement fiable en dérivation du circuit 3095 était possible et avantageux, tant du point de vue économique qu'aux points de vue environnementaux et sociaux, en réduisant significativement la longueur de la ligne à construire (4,9 km au lieu de 22 km). En effet, les études de protection réalisées ont permis de confirmer que le parc DNO-A pouvait être raccordé en dérivation de la ligne 3095 même si le parc éolien Rivière-du-Moulin y est déjà raccordé en dérivation. Par ailleurs, ce raccordement n'impacte pas les engagements contractuels du Transporteur envers le client Rio Tinto. » (Nous soulignons)
- (ii) « Avec les informations disponibles, tant lors de l'étude d'avant-projet qu'à ce jour, concernant l'état de la ligne biterne 3001-3002 et de la ligne 3095, le Transporteur ne prévoit pas d'interventions majeures (remplacement de pylônes ou de conducteurs) sur ces lignes pour la durée de l'engagement d'achat de services de transport. En effet, les pylônes et leurs fondations sont en bon état, les conducteurs ne montrent pas de signe de faiblesse et les analyses en thermographie des manchons n'identifient pas de point chaud. Les isolateurs, qui constituaient la catégorie de composantes la plus à risque pour ces lignes, ont presque tous été remplacés dans les cinq (5) dernières années. Ces isolateurs ont une durée de vie utile de 60 ans. Par ailleurs, la portion de la ligne 3187 à laquelle se raccordera le parc Des Neiges – secteur Ouest-B a été mis en service en 2013 et raccorde les parcs éoliens de la Seigneurie-de-Beaupré. » (Nous soulignons)
- (iii) Hydro-Québec a fourni un chiffrier Excel de données horaires d'un sous-ensemble des parcs éoliens.

Demandes :

- 3.1 Pour chacun des mois des années 2021 à 2025, veuillez fournir la production maximale horaire de chacune des centrales Bersimis-1 et Bersimis-2 mentionnées à la référence (i) de même que le maximum horaire de la somme de la production de ces deux centrales.
- 3.2 Sous le même format Excel qu'Hydro-Québec l'a fait à la référence (iii), veuillez fournir la production horaire réelle du parc éolien Rivière-du-Moulin (référence (i)) et la production horaire réelle des parcs éoliens Seigneurie-de-Beaupré (référence (ii)) et ce, pour la période de 5 ans 2021-2025.
-

ÉTUDE D'IMPACT 233R

4. Référence : [B-0013, page 5 \(PDF 10\), sections 2.2 et 2.3.](#)

Préambule :

« 2.2 Réseau de transport

Le réseau planifié de la pointe hivernale 2028-2029 a servi de référence pour cette étude. Ce réseau a été préparé en considérant l'ensemble des données fournies par les transporteurs, les producteurs et le distributeur de l'interconnexion du Québec, conformément à la norme MOD-032 ainsi que l'exigence R1 de la norme TPL-001-4 de la NERC.

Le réseau planifié pour la pointe estivale 2029 a servi de référence pour les analyses d'atteinte de la capacité thermique des équipements.

De plus, tous les projets actifs dans la liste OASIS et antérieurs à la présente demande ont été ajoutés au réseau de référence.

2.3 Charge

La charge résidentielle considérée pour le réseau de pointe hivernale correspond à la prévision des besoins réguliers d'Hydro-Québec, dans ses activités de distribution (« le Distributeur») pour la pointe de charge 2038-2039. Cette année correspond à la mise en service de la demande la plus tardive dans la séquence d'études OASIS qui est considérée. Conséquemment, la charge résidentielle considérée pour le réseau de pointe estivale correspond à la prévision des besoins du Distributeur pour l'été 2039. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 4.1 Relativement à la référence, veuillez concilier le choix du réseau planifié pour la pointe hivernale 2028-2029 et l'utilisation de la prévision des besoins réguliers d'Hydro-Québec pour la pointe de charge 2038-2039. Veuillez justifier ces choix et élaborer sur la validité de considérer des moments différents.
- 4.2 Veuillez expliquer pourquoi l'extrait en référence mentionne seulement que le Transporteur considère la charge résidentielle et expliquer ce qu'il advient des autres types de charges.
-

4.3 Veuillez fournir les valeurs de la prévision de charge pour la pointe 2038-2039 tel que citée à la référence en fournissant notamment l'information pour chaque charge (par exemple, postes satellites, charges industrielles, autres) ayant un impact sur les travaux requis dans le cadre du présent projet.

5. Référence : [B-0013, page 13 \(PDF 18\), section 4.1.1.](#)

Préambule :

« L'ajout des parcs éoliens S87, S88 et S89 affecte le niveau de puissance à transporter sur les lignes à 735 kV. Les analyses du Transporteur ont montré que la capacité thermique de la ligne L7006 est dépassée à la suite de l'ajout de la nouvelle production. Ainsi, il est nécessaire de rehausser la capacité thermique de la ligne L7006 sur une section d'environ 1,5 km. » (Nous soulignons)

Demande :

5.1 Veuillez quantifier la capacité thermique de la ligne 7006 dont il est question à la référence avant l'ajout de la nouvelle production et cette capacité thermique à la suite du rehaussement mentionné.
