

Réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 3 de la Régie de l'énergie (« la Régie »)



DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) DANS SES ACTIVITÉS DE TRANSPORT RELATIVE À LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 735 KV ENTRE LES POSTES MICOUA ET DU SAGUENAY

CONTEXTE

1. Références : (i) Pièce <u>B-0032</u>, p. 10 et 11, R2.1;

(ii) Pièce <u>B-0041</u>, p. 24, R5.1.

Préambule:

(i) «L'ajout de la ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île a eu pour effet de changer la configuration du réseau et de réduire de façon importante ces contraintes. L'endroit du réseau où apparaissent les plus grandes contraintes se retrouve maintenant dans le corridor Manic-Québec, lors d'événements impliquant la perte de lignes au sud des postes Micoua, aux Outardes et de la Manicouagan. Les contraintes identifiées lors de l'analyse du projet Chamouchouane – Bout-de-l'Île peuvent toujours exister, mais à des niveaux qui respectent les critères de conception du réseau.

Les études de planification ayant justifié le projet Chamouchouane — Bout-de-l'Île datent d'avant 2013, soit avant l'observation des baisses significatives de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord. Bien que ces études aient permis de constater le déplacement de l'endroit où apparaissent les plus grandes contraintes, celles-ci étaient alors à l'intérieur des limites permises par les critères de conception du réseau et il n'était pas justifié à ce moment de déclencher un renforcement du corridor Manic-Québec.

<u>L'ajout de la ligne Micoua-Saguenay, tout comme l'ajout de toute autre ligne, aura</u> également pour effet de changer la configuration du réseau. [...] ». [nous soulignons]

(ii) « La planification du réseau principal de la Côte-Nord a fait l'objet de deux présentations du Transporteur à ses clients, les 27 mars et 13 novembre 2015, dans le cadre du Processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport prévu à l'appendice K des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec ».

Demandes:

1.1 Compte tenu que l'ajout de la ligne Micoua-Saguenay aurait pour effet de changer la configuration du réseau, veuillez préciser si les études de planification justifiant le Projet permettent de constater un déplacement de l'endroit où apparaissent les plus grandes contraintes. Dans l'affirmative, veuillez préciser à quel(s) endroit(s) les plus grandes contraintes apparaîtraient.



Réponse :

Le Transporteur rappelle que le respect des critères de conception du réseau est notamment évalué sur la base du comportement dynamique du réseau de transport à la suite de la simulation d'événements. L'identification des événements qui engendrent les perturbations les plus importantes permet de localiser les endroits où le réseau est le plus contraint.

Le comportement dynamique dépend de la configuration du réseau, mais aussi de la quantité et de la localisation de la demande d'électricité et des sources de production. Autrement dit, de nouveaux besoins, tant au niveau de la demande que de la production, peuvent également modifier la localisation des plus grandes contraintes.

Le Projet a pour effet de modifier la configuration du réseau de transport de façon à améliorer son comportement dynamique à la suite d'événements dans le corridor Manic-Québec. Les études du Transporteur ont permis de démontrer que la performance du réseau à la suite de la mise en service du Projet respecte l'ensemble des critères de conception. Toutefois, ces études ont aussi permis de constater que le corridor Manic-Québec demeure susceptible d'être l'endroit où se trouvent les plus grandes contraintes, particulièrement si de nouveaux besoins viennent augmenter la quantité d'électricité devant être transportée par les lignes de ce corridor. Le Transporteur constate également qu'à la suite de l'ajout de nouveaux besoins sur le réseau et indépendamment du Projet, la partie sud du réseau peut aussi de nouveau devenir contraignante et requérir un renforcement.

- 1.2 Veuillez préciser si le Transporteur dispose d'un plan d'évolution portant sur :
 - son réseau de transport exploité à 735 kV. Le cas échéant, veuillez déposer le plan;
 - le réseau de transport exploité à 735 kV du corridor Manic-Québec. Le cas échéant, veuillez déposer le plan.

Réponse :

Au Québec, les ressources de production sont principalement localisées dans le nord de la province, à de grandes distances des principaux centres de consommation localisés dans le sud de la province. La principale fonction du réseau de transport à 735 kV est donc d'acheminer l'ensemble des ressources de production vers la demande d'électricité sur une grande distance.

L'évolution du réseau à 735 kV est ainsi influencée par l'évolution des besoins du réseau, que ce soit au niveau de la demande d'électricité, des ressources de production ou des interconnexions qui y sont raccordées. Pour réaliser un plan d'évolution du réseau à 735 kV, le Transporteur devrait disposer d'une prévision pour l'ensemble de ces besoins. Bien qu'il dispose de la prévision de la demande que lui fournit le Distributeur, le Transporteur ne dispose pas de



4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

prévision des nouvelles ressources de production, ni de prévision des nouvelles interconnexions.

En vertu du cadre réglementaire actuel, le Transporteur peut uniquement étudier l'impact de l'ajout de ressources ou d'interconnexions sur son réseau par le biais des demandes qui lui sont faites par le système OASIS. Puisque le Transporteur ne dispose pas de prévisions de l'ensemble des besoins de transport à moyen ou à long terme, il n'est pas en mesure de réaliser un plan d'évolution de son réseau à 735 kV, ni du réseau à 735 kV du corridor Manic-Québec.

Le Transporteur développe donc son réseau à 735 kV en fonction des demandes OASIS et de la prévision de la demande du Distributeur qu'il reçoit. Le Transporteur utilise l'ensemble des études d'intégration qu'il réalise afin de valider ses orientations (par exemple l'utilisation du niveau de tension 735 kV) pour le développement du réseau de transport principal. C'est aussi à partir des résultats des diverses études qu'il réalise en vertu du cadre réglementaire actuel que le Transporteur évalue la robustesse des solutions qu'il propose et qu'il évalue les plus grandes contraintes sur son réseau.

- 2. Références :
- (i) Pièce <u>B-0023</u>, p. 5 et 6;
- (ii) Pièce B-0027, p. 14;
- (iii) Pièce B-0041, R3.10, p. 15;
- (iv) Rapport annuel 2017 du Transporteur, pièce <u>B-0040</u>, R21.2 et R21.5, p. 33 à 36.

Préambule:

- (i) « Lorsqu'il réalise une étude de planification, le Transporteur utilise un réseau de pointe prévue pour une année future donnée dont les principales hypothèses sont les suivantes :
 - Tous les équipements du réseau de transport sont considérés disponibles et en service;
 - Toutes les centrales sont modélisées, à leur puissance maximale, moins les restrictions hydrauliques (lorsqu'applicable) et 1 000 MW de réserve synchrone;
 - Tous les projets de transport et de production dont la date de mise en service est à <u>l'intérieur de l'horizon considéré par l'étude</u> et qui ont minimalement débuté la phase d'étude d'avant-projet sont modélisés;
 - La charge est ajustée afin de correspondre à la plus récente prévision de charge du Distributeur pour l'horizon à l'étude;
 - L'excédent au bilan production-charge (lorsqu'il y a excédent) est <u>exporté jusqu'à</u> concurrence du total des demandes de réservation de transport ferme dans le



<u>système OASIS</u>. Les réservations les plus contraignantes pour le réseau de transport principal sont priorisées.

Le Transporteur a réalisé plusieurs études depuis 2013 qui permettent d'identifier les besoins liés au Projet. L'étude de planification dont les hypothèses sont les plus à jour a été réalisée en 2016. Les hypothèses et paramètres utilisés pour cette étude demeurent représentatifs de la planification actuelle du réseau du Transporteur.

Le tableau suivant montre les totaux de production, charge, exportation et importation pour cette étude, qui correspondent à la pointe prévue pour 2020-2021.

Tableau 1 Hypothèses de simulation du réseau à la pointe 2020-2021

Production	Charge	Exportation	Importation
43 811 MW	39 263 MW	4 548 MW	0 MW

» [nous soulignons]

- (ii) Le Transporteur fournit une carte du réseau de transport à 735 kV et 450 kV incluant les projets en chantier ainsi que le projet à l'étude au présent dossier.
- (iii) « 3.10 Veuillez indiquer la capacité totale des demandes de réservation de transport ferme dans le système OASIS prises en compte dans l'étude de planification.

Réponse:

Le Transporteur a considéré une capacité totale des demandes de réservation de transport ferme correspondant à 4 697 MW plus les projets d'interconnexion associés aux demandes OASIS <u>117T QC-NH (1 128 MW)</u> et 157T Hertel-NY (1 037 MW) pour un total de 6 862 MW ». [nous soulignons]

(iv) Le Transporteur fait état de certains reports relatifs au projet de construction d'une ligne à 320 kV et installation d'équipements au poste Des Cantons. Il mentionne notamment que le début de l'approvisionnement des équipements requis pour son projet est revu à une date indéterminée. Il ajoute qu'il évalue que la mise en service de son projet ne pourra se réaliser avant l'automne 2021 alors que la date initialement prévue était en 2019.



Demandes:

2.1 Considérant que le projet cité à la référence (iv) semble être pris en compte dans l'étude de planification justifiant le présent Projet, veuillez préciser l'impact du report prévu cité à la référence (iv) sur les besoins liés au Projet pour la pointe 2020-2021.

Réponse :

- Le Transporteur précise que le projet cité à la référence (iv) correspond effectivement au projet découlant de la demande OASIS 117T et que celui-ci a été pris en compte dans les études de planification justifiant le Projet décrit dans le présent dossier. Puisque ce projet d'interconnexion n'est pas annulé, mais simplement reporté, le Transporteur continue donc à le considérer dans ses études de planification et sa position dans la séquence des études d'impact demeure la même.
- Par ailleurs, le Transporteur informe la Régie que la demande OASIS 157T (1 037 MW) a récemment été retirée.
- Malgré cela, le Transporteur confirme que le Projet serait requis même dans l'éventualité d'un retrait de la demande OASIS 117T en plus du retrait de la demande 157T.
 - Comme mentionné à la référence (i), l'excédent du bilan production-charge est exporté jusqu'à concurrence du total des demandes de réservation de transport ferme dans le système OASIS. Le Transporteur considère comme des demandes de transport fermes celles associées aux projets d'interconnexions comme la demande 117T et la demande 157T.
 - Même sans considérer les demandes de nouvelles interconnexions 117T et 157T, les demandes de transport ferme de 4 697 MW mentionnées à la référence (iii) dépassent déjà l'excédent au bilan production-charge de 4 548 MW montré au tableau 1 de la référence (i). Du point de vue des études de planification du Transporteur, la quantité totale de puissance exportée demeure donc la même. Le retrait des demandes 117T et 157T aurait ainsi pour seule conséquence de modifier la répartition de la puissance exportée par les différentes interconnexions faisant l'objet d'une demande de service de transport ferme.
 - Le comportement du réseau de la Côte-Nord est notamment tributaire du transit de puissance dans le corridor Manic-Québec. Le retrait des demandes 117T et 157T ne modifierait pas le transit de puissance dans ce corridor et donc n'aurait pas d'impact sur les besoins liés au Projet.
 - 2.2 Veuillez préciser s'il y a, parmi les projets pris en compte, d'autres reports ou modifications anticipés qui sont susceptibles d'influencer les hypothèses et paramètres



de l'étude de planification du Projet. Le cas échéant, veuillez préciser les reports et leur impact sur les besoins liés au Projet.

Réponse :

- La demande OASIS 157T liée à l'interconnexion Hertel-New York (1 037 MW) a récemment été retirée. Le Transporteur confirme que le Projet demeure requis malgré ce retrait. Voir aussi la réponse à la question 2.1.
- La mise en service de la centrale de la Romaine-4, prévue initialement en 2020, a également été retardée d'un an. Ce report n'a pas d'impact sur les besoins liés au Projet puisque qu'ils sont déjà présents dès 2018¹, soit avant la mise en service de la centrale de la Romaine-4.

DESCRIPTION DES TRAVAUX

3. Référence : Pièce <u>B-0032</u>, p. 24, R8.1.

Préambule:

« 8.1 Parmi les travaux présentés en référence (i), veuillez préciser lesquels feront l'objet de la mise en service d'une valeur de 64,7 M\$ prévue en juin 2021, en indiquant les actifs associés à ces travaux.

Réponse :

La mise en service des équipements de poste, notamment les départs de lignes incluant leur raccordement, est prévue pour juin 2021. Comme décrit aux références (i) et (ii), le Projet prévoit les raccordements des lignes existantes aux nouveaux départs et le raccordement de la nouvelle ligne à des départs existants, ce qui permet d'éviter des croisements de lignes à 735 kV et de minimiser les retraits. Les nouveaux départs doivent être mis en service avant la nouvelle ligne ».

Demandes:

Original: 2018-12-14

La Régie cherche à avoir un portrait clair des équipements et circuits qui seront mis en service en juin 2021 et dont l'inclusion à la base de tarification serait éventuellement demandée.

3.1 Veuillez lister chacun des circuits qui feront l'objet de la mise en service d'une valeur de 64,7 M\$ prévue en juin 2021 pour les postes Micoua et Saguenay.

Voir R12.1 de la demande de renseignements numéro 1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQT-3, Document 2.1.



9

11

16

Réponse :

- Pour le poste Micoua, les circuits qui font l'objet d'une mise en service prévue en juin 2021 sont :
 - 7019 (vers le poste du Saguenay);
- 7101 (vers le poste aux Outardes).
- 5 Pour le poste du Saguenay, il s'agit du circuit :
- 7019 (vers le poste Micoua).
 - 3.2 Veuillez préciser les équipements de poste dont la mise en service est prévue pour juin 2021

Réponse :

- Les équipements du poste Micoua faisant l'objet d'une mise en service prévue en juin 2021 sont associés au nouveau départ de ligne, soit :
 - 5 sectionneurs à 735 kV;
- 1 sectionneur de mise à la terre à 735 kV;
 - 1 parafoudre;
- 2 disjoncteurs à 735 kV.
- Les équipements du poste du Saguenay faisant l'objet d'une mise en service prévue en juin 2021 sont :
- 6 sectionneurs à 735 kV :
 - 1 sectionneur de mise à la terre à 735 k;
- 1 parafoudre :
- 3 disjoncteurs à 735 kV;
- 1 inductance shunt de 330 Mvar.

JUSTIFICATION DU PROJET

- **4. Références :** (i) Pièce B-0057, R3.16, p. 18 et 19;
 - (ii) Pièce B-0032, R1.1, p. 4 et 5.

Préambule:

(i) « 3.16 En supposant toutes les autres hypothèses constantes incluant la charge hors Côte-Nord, veuillez indiquer la charge sur la Côte-Nord à partir de laquelle le problème de stabilité identifié par le Transporteur disparaît.



Réponse:

La demande sur la Côte-Nord devrait être au moins de l'ordre de 3 450 MW, soit 1 000 MW de plus que la prévision émise par le Distributeur en 2018, pour que le réseau de transport respecte les critères de conception. Cette valeur demeure toutefois préliminaire et une étude détaillée intégrant les informations plus précises des projets d'augmentation de la demande devrait être réalisée pour le confirmer ».

(ii) « 1.1 Veuillez élaborer sur le niveau de la demande d'électricité sur la Côte-Nord déclenchant le besoin pour le Projet, considérant que les prévisions de la demande d'électricité sur la Côte-Nord pour la pointe de l'hiver 2020-2021 s'établissaient respectivement à 2 196 MW et 2 205 MW en 2015 et en 2016 (référence (i)), soit les années où les besoins du Projet ont été confirmés (référence (ii)). Notamment, veuillez préciser si le Projet serait requis si le contexte actuel était tel que les prévisions de la demande de pointe pour les hivers 2020-2021 et 2030-2031 s'étaient maintenues à leur niveau de 2010 présenté à la référence (i).

Réponse:

Le Transporteur rappelle que le respect des critères de conception du réseau dépend du comportement dynamique du réseau de transport à la suite des événements. Ce comportement dynamique est affecté par plusieurs facteurs, dont les suivants :

\square la quantité, la localisation et le type (hydraulique, éolienne,) de la production;	
\square la quantité et la localisation de la demande d'électricité;	
□ la configuration du réseau.	

La fermeture des centrales thermiques au sud du réseau, de même que tout ajout d'équipements qui modifie la configuration du réseau contribue aussi aux modifications du comportement dynamique du réseau qui est à la base des besoins du Projet.

Il est donc difficile pour le Transporteur de déterminer le niveau exact de la demande d'électricité sur la Côte-Nord déclenchant le besoin du Projet, puisqu'il ne s'agit pas du seul facteur en cause.

Le Transporteur est toutefois en mesure de confirmer que :

- 1. Avec le niveau de demande d'électricité de 2015 et 2016, soit d'environ 2 200 MW, le Projet est requis.
- 2. Avec un niveau de demande d'électricité s'approchant de celui de <u>2010 (3 300 MW) et</u> <u>avec la présence des centrales thermiques au sud du réseau, le réseau du Transporteur respecte les critères de conception sans le Projet.</u>

Le Transporteur estime donc que la demande d'électricité sur la Côte-Nord devrait être de l'ordre du niveau de la demande prévue en 2010 pour éliminer le besoin du Projet. <u>Le</u>



Transporteur devrait toutefois réaliser une étude afin de confirmer que, compte tenu de la fermeture des centrales dans le sud du réseau, le besoin n'est effectivement pas requis à ce niveau de demande.

Par ailleurs, le Transporteur souligne que ces études sont réalisées en fonction des prévisions fournies par le Distributeur et qu'en date d'aujourd'hui, le Transporteur ne dispose pas d'une information provenant du Distributeur lui indiquant un tel niveau de charge ». [nous soulignons]

Demande:

- 4.1 Veuillez élaborer sur la manière dont la valeur préliminaire de 3 450 MW a été identifiée en précisant notamment :
 - si cette valeur tient compte de la fermeture des centrales dans le sud du réseau;
 - si cette valeur découle d'une étude, par exemple, celle mentionnée à la référence (ii) (extrait souligné par la Régie). Le cas échéant, veuillez décrire cette étude.

Réponse :

La valeur préliminaire de 3 450 MW tient effectivement compte de la fermeture des centrales dans le sud du réseau. Cette valeur ne découle toutefois pas directement d'une étude telle que mentionnée à la référence (ii). À la suite des questionnements de la Régie dans le dossier R-4045-2018² du Distributeur, le Transporteur a réalisé une évaluation sommaire en se basant sur les mêmes hypothèses de réseau que l'étude de planification décrite à la section 1 de la pièce HQT-2, Document 1.1. Le Transporteur a déterminé le niveau de demande requis pour éliminer les besoins à la base du Projet en ajoutant une charge ponctuelle au niveau du réseau à 735 kV sur la Côte-Nord. Ainsi, l'ajout d'une charge ponctuelle de 100, 300 ou 500 MW, soit une augmentation de la prévision de la demande d'électricité de la Côte-Nord à 2 600, 2 750 ou 2 950 MW pour la pointe de l'hiver 2020-2021, n'élimine pas les besoins du Projet.

Le Transporteur a alors élargi son évaluation sommaire pour considérer des ajouts de plus de 500 MW. Il estime qu'un ajout de l'ordre de 1 000 MW, soit une augmentation de la demande d'électricité de la Côte-Nord jusqu'à 3 450 MW, permettrait au réseau de transport de respecter les critères de conception sans le Projet. Le Transporteur réitère toutefois qu'une étude serait requise afin de confirmer son estimation selon les quantités, les caractéristiques et l'emplacement des charges à ajouter.

² Pièce HQD-2, Document 1.4.



5. Références : (i) Pièce <u>B-0005</u>, p. 17;

(ii) Pièce <u>B-0027</u>, p. 6 à 9.

Préambule:

(i) « 4.2 Justification du Projet en fonction des objectifs

Le Transporteur rappelle que le Projet fournit une architecture qui a pour objectif de maintenir la fiabilité du réseau de transport dans le corridor Manic-Québec.

Il est requis pour maintenir la stabilité du réseau de transport face à certains événements sur les lignes de ce corridor dont la sévérité des impacts s'est accentuée à la suite de la fermeture des centrales de Tracy, de La Citière et de Gentilly-2, combinée à la baisse importante de la prévision de la demande d'électricité sur la Côte-Nord. Ces événements sont la perte temporaire (déclenchement) simultanée de deux des six lignes à 735 kV du corridor Manic-Québec à la suite d'un défaut ou encore la perte d'une ligne du corridor Manic-Québec lorsqu'une autre ligne est déjà au retrait dans ce même corridor ».

(ii) En ce qui a trait à l'évènement « Perte d'un circuit de transport dans un réseau de pointe ayant déjà perdu un circuit » correspondant à un évènement de base du réseau de transport selon les critères de conception du Transporteur, ce dernier soumet les suivants.

En pages 6 et 7:

« Le réseau de transport doit disposer d'une capacité suffisante pour desservir la charge prévue à la pointe du réseau avec tous ses équipements en service à l'exception d'un circuit de transport, prenant en compte que la production et les transits peuvent être abaissés d'une quantité de puissance équivalente à la réserve d'exploitation, soit 1 500 MW, à l'endroit le plus favorable pour maximiser la stabilité du réseau.

Ceci correspond à l'événement A en condition (N-1)-1 500 du tableau 2 qui présente un extrait des critères de conception du Transporteur pour les événements de base du réseau de transport. Pour l'événement A, la stabilité du réseau doit être maintenue durant et après un défaut triphasé permanent sur un circuit de transport, éliminé normalement, sans perte de charge et sans l'aide d'un système de protection spécial.

L'état du réseau N, Pn de ce tableau correspond au réseau de base dont les hypothèses en matière de production, charge, exportation et importation sont décrites à la section 1. La condition de réseau (N-1)-1 500 est créée en partant du réseau de base N, Pn dans lequel un circuit du réseau de transport est mis hors service et la production au nord du circuit au retrait est réduite de 1 500 MW ». [nous soulignons].

En page 8:

« L'équivalent de ce critère se trouve à la section 5.4 de la version 2009 du « Directory 1 » du NPCC à laquelle la Régie réfère. Il importe de préciser que la version de 2009 a été remplacée en 2015, dans laquelle l'équivalent de ce critère se trouve à l'exigence « R7 » [...].

L'équivalent de ce critère se trouve à l'exigence 4.1 pour la catégorie d'événement P6 de la norme de fiabilité TPL-001-4 adoptée par la Régie.

Les extraits pertinents de cette norme sont fournis dans le texte et le tableau ci-dessous (se référer notamment au texte surligné en jaune) ». [notes de bas de page omises]

En page 9:

«

Tableau 4 Extrait du tableau 1 de la norme TPL-001-4

Tableau 1 – Événements de planification pour le comportement en régime permanent et en stabilité							
Régime permanent et	Régime permanent et s <i>tabilité</i>						
a) Le réseau doit demeurer stable. Il ne doit pas y avoir de déclenchements en cascade ni d'ilotage non contrôlé.							
b. Une perte de d	b. Une perte de charge subordonnée ou une perte de production résultant des événements ci-après, à l'exception de P0, sont acceptables.						
 c. Simuler le retri 	c. Simuler le retrait de tous les éléments que les systèmes de protection et autres dispositifs sont censés débrancher automatiquement pour chaque événement.						
 Simuler l'élimi 	d. Simuler l'élimination normale d'un défaut, sauf indication particulière.						
e. Les réglages de réseau planifiés, comme les changements à la configuration du transport ou à la répartition de la production, sont autorisés s'ils sont exécutables à l'intérieur du délai applicable aux caractéristiques assignées d'une installation.							
Catégorie	Situation initiale	Événement ¹	Type de défaut	Niveau du BES³	Interruption du service de transport ferme ⁴ autorisée	Perte de charge non subordonnée autorisée	
P6 Contingence multiple (chevauchement de deux contingences simples)	Perte d'un des éléments suivants suivi de réglages du réseau ³ : 1. Circuit de transport 2. Transformateur ³ 3. Élément shunt ⁶	Perte d'un des éléments suivants : 1. Circuit de transport 2. Transformateur ⁵ 3. Élément shunt ⁵	3Ø	THT et HT	Cui	Oui	
	Pôle d'une ligne à courant continu	Pôle d'une ligne à courant continu	1ØT	THT et HT	Oui	Oui	

>>

Demandes:

5.1 Veuillez élaborer sur l'application au Québec du concept « perte de charge non subordonnée ».

Réponse :

1

2

3 4

5

Le Transporteur précise que lorsqu'il indique « sans perte de charge » à la référence (ii), il signifie sans perte de charges subordonnée et non subordonnée, correspondant notamment aux événements de base selon les critères de conception, tels qu'indiqués à la référence (ii). Le Transporteur utilise également l'expression « continuité de service » dans ses critères, qui signifie également sans perte de charge subordonnée et non subordonnée.



Finalement, lorsque le Transporteur permet le recours à un automatisme de délestage de charge, comme pour l'événement particulier « perte de deux lignes simultanées », il fait référence à la perte de charge non subordonnée.

5.2 Veuillez confirmer qu'en vertu de la norme TPL-001-4, lors d'une contingence multiple P6, autant l'interruption du service ferme que la perte de charge non subordonnée sont autorisées.

Réponse :

- 4 Le Transporteur le confirme.
 - 5.3 Veuillez préciser si, selon le « Directory 1 » du NPCC, l'interruption du service ferme et la perte de charge non subordonnée sont autorisées pour l'équivalent de cet évènement.

Réponse :

5

6

7

8

9

10

15

16

17

18

19

20

21

22

23 24

25

- Le Transporteur précise que selon le « Directory 1 » du NPCC, l'interruption du service ferme et la perte de charge non subordonnée sont autorisées pour l'équivalent de cet événement.
 - 5.4 Veuillez préciser si, selon les critères de conception du Transporteur, l'interruption du service ferme et la perte de charge non subordonnée sont autorisées pour l'équivalent de cet évènement.

Réponse :

- Le Transporteur précise que selon ses critères de conception, l'interruption du service ferme et la perte de charge non subordonnée ne sont pas autorisées pour l'équivalent de cet événement sur le réseau à 735 kV.
- 11 Cette position découle de la volonté du Transporteur de structurer un plan de 12 défense cohérent reposant notamment sur le principe que la continuité de 13 service doit être assurée pour les événements les plus susceptibles de se 14 produire en réseau.
 - Le plan de défense du Transporteur est composé de trois principaux niveaux de sévérité d'événements. Pour les événements dits « de base », l'utilisation d'automatismes est interdite. Pour les événements dits « complémentaires », le Transporteur autorise l'utilisation des automatismes de façon limitée. Finalement, pour les événements dits « exceptionnels », le Transporteur autorise l'utilisation des automatismes sans limitation.
 - Ainsi, pour la catégorie des événements « de base », la conception du réseau de transport doit s'assurer de pouvoir supporter, sans interruption de service, des événements de bonne sévérité dont la probabilité d'occurrence, bien que faible, demeure assez élevée pour qu'il faille s'en prémunir. Pour contrer de tels événements, le Transporteur met l'accent sur la robustesse du réseau afin

de permettre à celui-ci de s'adapter à toutes les conditions normales de fonctionnement auxquelles il doit faire face.

Autrement dit, le Transporteur ajoutera des équipements sur son réseau pour rétablir le niveau de fiabilité pour les événements « de base ». Pour les événements « complémentaires » ou « exceptionnels », le Transporteur tentera de rétablir le niveau de fiabilité par l'utilisation d'automatismes de réseau.

Dans le cas du Projet, les équipements ajoutés pour rétablir le niveau de fiabilité requis pour l'événement « de base », soit la perte d'une ligne en condition N-1-1500, sont suffisants pour couvrir également l'événement « complémentaire », soit la perte simultanée de deux circuits de transport. Bien que l'utilisation d'automatismes aurait été permis pour l'événement « complémentaire », le fait que l'événement « de base » ne puisse être subit tout en respectant les critères de conception du réseau de transport amène le Transporteur à choisir des solutions comportant l'ajout d'équipements sur son réseau.

Le Transporteur a adopté ces critères de conception du réseau à la fin des années 80. Il considère toujours nécessaire de maintenir ces spécificités compte tenu de la grande dépendance de la clientèle du Québec à l'électricité, particulièrement en période hivernale alors qu'une importante partie de la population dépend de l'électricité pour se chauffer, et considérant les caractéristiques particulières de son réseau.

L'étendue du réseau à 735 kV et par conséquent les grandes distances entre la majorité des ressources de production et les grands centres de consommation fait partie des caractéristiques particulières du réseau du Transporteur. Également, par comparaison avec les réseaux de ses voisins, le réseau à 735 kV du Transporteur est moins maillé. Ces caractéristiques font en sorte que le respect des critères de conception du Transporteur est requis afin d'obtenir un niveau de fiabilité de son réseau qui soit équivalent à celui de ses voisins.

- **6. Références :** (i) Pièce B-0027, p. 9 à 11;
 - (ii) Pièce <u>B-0032</u>, p. 21 et 22, R7.2;
 - (iii) Norme de fiabilité TPL-001-4.

Préambule :

(i) En ce qui a trait à l'évènement « Perte temporaire simultané de deux circuits de transport » faisant partie des critères complémentaires du réseau de transport selon les critères de conception du Transporteur, ce dernier soumet les suivants.

En page 9:



« Le réseau de transport, avec tous ses équipements en service, doit disposer d'une capacité suffisante pour desservir la charge prévue à la pointe du réseau intégré selon la condition suivante : la stabilité du réseau doit être maintenue durant et après un défaut monophasé permanent sur un circuit de transport, avec élimination normale du défaut, entraînant simultanément la perte d'un autre circuit parallèle (mauvais fonctionnement des protections de ligne), compte tenu du système de réenclenchement. La continuité de service est requise en tout temps avec l'exception qu'il est permis, dans les cas impliquant une instabilité de la tension, de recourir à un automatisme de délestage de charge en sous-tension jusqu'à un maximum de 1 500 MW.

Le tableau suivant, extrait des critères de conception du Transporteur, résume ses critères complémentaires, lui permettant de recourir à des automatismes de réseau lors de certains événements particuliers. On y trouve l'événement A avec l'état du réseau N, Pn correspondant à l'événement décrit ci-dessus ».

En page 10:

« Les critères complémentaires du Transporteur découlent de la structure distinctive du réseau à 735 kV et regroupent les événements jugés assez probables pour que le Transporteur souhaite respecter le plus possible la continuité de service. Ils sont considérés comme des événements extrêmes par le NPCC et la North American Electric Reliability Corporation.

L'événement perte temporaire simultanée de deux lignes est donc un événement déterminé d'après l'expérience du Transporteur. On trouve ce type d'événement au tableau suivant reproduisant des extraits de la version 2015 du « Directory 1 ».

 $[\ldots]$

Original: 2018-12-14

On trouve également ce type d'événement au « Tableau 1 – <u>Événements extrêmes pour le comportement en régime permanent et en stabilité</u> » de la norme TPL-001-4 adoptée par la Régie ». [nous soulignons]

(ii) « Le Transporteur entend par « niveau de fiabilité adéquat » le respect des critères de conception de son réseau de transport. Celui-ci est conçu pour s'assurer de pouvoir supporter, sans interruption de service, des événements de bonne sévérité dont la probabilité d'occurrence, bien que faible, demeure assez élevée pour qu'il faille s'en prémunir. Pour contrer de tels événements, l'accent est mis sur la robustesse du réseau. Cette robustesse est particulièrement importante pour le réseau à 735 kV du Transporteur. En effet, ce réseau est déployé selon deux grands axes de transport d'environ 1 000 km, l'un vers le nord-est et le second vers le nord-ouest québécois afin d'intégrer d'immenses centres de production éloignés. Ces axes comportent de nombreuses sections de réseau raccordées par plusieurs postes de sectionnement. Les appareils de sectionnement que l'on peut décompter sont donc beaucoup plus nombreux que si la production était plus rapprochée des centres de consommation. À cause du grand nombre d'appareils, la possibilité d'indisponibilité d'un de



ces appareils à la suite d'un bris ou pour entretien s'en trouve donc singulièrement accrue, la robustesse inhérente du réseau à la pointe permet ainsi l'obtention d'un niveau de fiabilité adéquat toute l'année, dans toutes les conditions d'exploitation possibles.

Pour les événements de nature moins fréquente, les objectifs de comportement du réseau visent davantage l'intégrité du réseau et la sécurité des équipements et les moyens permis pour atteindre ces objectifs sont plus permissifs en termes d'automatismes de réseau.

L'utilisation d'automatismes de façon temporaire pour les événements « de base » implique de ne plus se fier seulement à la robustesse du réseau, réduisant ainsi sa capacité à s'adapter à toutes les conditions d'exploitation auxquelles il doit faire face ». [nous soulignons]

(iii) En pages 5 et 6:

« E3. <u>Pour la portion analyse en régime permanent</u> de l'évaluation de la planification, chaque planificateur de réseau de transport et coordonnateur de la planification doit effectuer des études pour l'horizon de planification du transport à court et à long terme conformément aux alinéas 2.1 et 2.2 de l'exigence E2. Ces études doivent utiliser des modèles de simulation informatique alimentés par les données spécifiées à l'exigence E1. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]

[...]

3.2. <u>Des études doivent être effectuées pour évaluer l'impact des événements extrêmes qui sont identifiés dans la liste établie d'après l'alinéa 3.5 de l'exigence E3.</u>

[...]

3.5. Les événements extrêmes du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le réseau doivent être identifiés et une liste de ces événements à évaluer, conformément à l'alinéa 3.2 de l'exigence E3. Le raisonnement du choix des contingences à évaluer doit être fourni à l'appui. Si l'analyse conclut que certains événements extrêmes risquent de provoquer des déclenchements en cascade, <u>une évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité de ces événements ou d'en atténuer les conséquences et les effets nuisibles doit être effectuée</u> ».

En pages 7 et 8:

« <u>E4. Pour l'analyse de stabilité</u> prescrite aux alinéas 2.4 et 2.5 de l'exigence E2 dans le cadre de l'évaluation de la planification, chaque planificateur de réseau de transport et coordonnateur de la planification doit effectuer les analyses de contingences indiquées au tableau 1. Ces analyses doivent utiliser des modèles de simulation informatique alimentés



par les données spécifiées à l'exigence E1. [Facteur de risque de la non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon de temps : planification à long terme]

[...]

4.2. Des études doivent être effectuées pour évaluer l'impact des événements extrêmes qui sont identifiés dans la liste établie d'après l'alinéa 4.5 de l'exigence E4.

[...]

4.5. Les événements extrêmes du tableau 1, qui sont susceptibles de produire des impacts plus sévères sur le réseau doivent être identifiés et une liste de ces événements à évaluer, conformément à l'alinéa 4.2 de l'exigence E4. Le raisonnement du choix des contingences à évaluer doit être fourni à l'appui. Si l'analyse conclut que certains événements extrêmes risquent de provoquer des déclenchements en cascade, <u>une évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité de ces événements ou d'en atténuer les conséquences doit être effectuée</u> ». [nous soulignons]

Demandes:

6.1 Veuillez indiquer si une évaluation des mesures qui permettraient de réduire la probabilité d'évènements extrêmes ou d'en atténuer les conséquences a été réalisée.

Réponse :

1

2

3

4

9

10

11

12 13

14

15

16

- Le Transporteur évalue diverses mesures périodiquement dans le cadre de revues de fiabilité et lorsque l'évolution des besoins du réseau le requiert. Le Transporteur effectue ce genre d'évaluations et ajuste lorsque requis son plan de défense, constitué de l'action concertée de plusieurs grands automatismes.
- Ce plan de défense découle de la révision des critères de conception du Transporteur, réalisée à la fin des années 80, qui l'a amené entre autres à inclure à ses critères des mesures spécifiques pour le traitement de certains événements.
 - Ces mesures visaient notamment à atténuer les conséquences de ces événements désignés complémentaires, dont la fréquence s'apparente à celle des événements de base, pour lesquels la continuité de service est requise. Il a choisi de privilégier le plus possible l'objectif de continuité de service pour faire face à ces événements complémentaires et ainsi restreindre les moyens permis à des automatismes à portée limitée (par exemple un rejet de production limité, le télédébranchement d'élément shunt et le délestage de charge en sous-tension).
- Par l'action de ce plan de défense, les conséquences de l'événement « perte simultanée de deux lignes » sont grandement atténuées.



6.2 Veuillez expliquer davantage la structure distinctive du réseau à 735 kV référée en (i) qui fait en sorte que le Transporteur juge assez probable l'évènement extrême « perte temporaire simultanée de deux lignes » référé également en (i). Dans votre réponse, veuillez notamment faire la mise en contexte avec la norme TPL-001-4 tel que référée en (iii) ainsi que les extraits de la version 2015 du « Directory 1 » référés en (i).

Réponse :

1

3

4 5

6

7 8

9

10

11

12 13

14

15 16

17 18

19

20 21

22

23 24

25

26

27

28 29

30 31

32

33

34

35 36

37

La statistique de perte de deux lignes à 735 kV est un élément qui a été retenu par le Transporteur pour établir un de ses critères complémentaires. Cet élément est relié à la fiabilité des corridors d'énergie composant son réseau à 735 kV. En effet, bien que les lignes à 735 kV soient protégées indépendamment les unes des autres, il n'en demeure pas moins qu'au fil des ans, on observe une fréquence de perte simultanée de deux lignes parallèles dépassant le taux d'une fois par année. Ce taux paraît élevé pour ce genre d'événement d'autant plus qu'il peut causer un impact majeur sur le réseau si rien n'est prévu.

Le Transporteur mentionne également que l'exploitation du réseau est régulièrement exposée à la perte simultanée de deux lignes lors une contingence simple. En effet, l'indisponibilité d'un seul disjoncteur à 735 kV peut positionner le réseau dans un état où un événement de base peut entraîner la perte simultanée de deux lignes. À cet effet, le Transporteur précise que les événements A, B et C du tableau de ses critères complémentaires du réseau de transport, présentés à la page 10 de la pièce HQT-2, Document 1.1, ont tous comme conséquence la perte simultanée de deux lignes. Ils ont également un impact équivalent sur le comportement du réseau. Cependant, les événements B et C se produisent couramment lors de l'exploitation du réseau, car un seul disjoncteur à 735 kV indisponible expose le réseau à la perte de deux lignes. Les événements B et C sont donc des événements qui limiteront la capacité de transit du réseau. Aussi, l'utilisation de certains automatismes pour bonifier les transits est permise dans cette situation qui comporte une indisponibilité d'équipement pour une période limitée.

Quant au Directory 1, ces événements ne sont pas explicitement identifiés dans la « Table 2 » mais découlent plutôt de l'application de la dernière clause « Any additionnal extreme contingency... ». Au niveau des exigences de performance, une évaluation est demandée et lorsque des conséquences sérieuses sont constatées, une évaluation de la conception ou de l'exploitation doit être réalisée. Quant à la norme de fiabilité TPL-001-4, ces événements peuvent être classés sous 2f de la colonne « Stabilité » dans le tableau 7 de la pièce HQT-2, Document 1.1.

Comme mentionné à la réponse de la question 6.1, le Transporteur a effectué l'évaluation des événements de perte de deux lignes à la fin des années 80 et a adopté un critère propre qui constitue une mesure d'atténuation des conséquences de ces événements sur la fiabilité du réseau.



2

3

4

5

6 7 Finalement, il souhaite rappeler qu'à lui seul, l'événement A en condition (N-1)-1 500 du tableau 2 de la pièce HQT-2, Document 1.1 permet de justifier la réalisation du Projet. Il s'agit en effet d'un événement de base pour lesquels la robustesse intrinsèque du réseau doit permettre d'atteindre l'objectif de continuité de service. Le Projet permettant également de maximiser la continuité de service lors des événements de perte simultanée de deux lignes, sa justification s'en trouve renforcée.

ANALYSE ÉCONOMIQUE

- 7. **Références :** (i) Pièce B-0032, R11.1, p. 28 et 29;
 - (ii) Pièce <u>B-0007</u>, Annexe 5, p. 4 à 10 et pièce B-0012.

Préambule:

(i) «[...]

Demande:

Par sa décision D-2018-121 citée en référence (i), la Régie cherchait à obtenir le niveau de variation de pertes (en puissance et en énergie) que procure chacune des solutions par rapport au réseau de transport actuel. Par réseau de transport actuel, la Régie référait au réseau de transport sans ajout d'équipements visés par le présent Projet.

11.1 Veuillez fournir l'impact sur le niveau de pertes (en puissance et en énergie) de chacune des solutions par rapport au réseau 2017 ajusté.

Réponse:

Le tableau qui suit reprend l'information présentée à la pièce HQT-2, Document 1.1, page 19, tableau 11, en ajoutant la différence des pertes du réseau 2017 ajusté. Les valeurs du tableau représentent les différences de pertes des solutions par rapport à la solution 2. Ainsi, la solution 2 présente 73 MW de pertes de moins à la pointe que le réseau 2017 ajusté alors que la solution 1 présente 36 MW de pertes de moins à la pointe que le réseau 2017 ajusté.

Tableau R11.1

Écarts de pertes de chacune des solutions par rapport au réseau de transport 2017 ajusté



	Réseau 2017 ajusté	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua- Saguenay	Solution 2 Nouvelle ligne à 735 kV Outardes- Laurentides	Solution 3 Compensation série dans le corridor Manic- Québec
Écart des pertes à la pointe (MW)	73	37	0	73
Écart des pertes annuelles (GWh)	270	123	0	285

>>

(ii) Le Transporteur présente l'analyse économique du Projet dans laquelle il évalue la valeur des pertes de chacune des solutions.

Demandes:

La Régie comprend du tableau R11.1 que la solution 1 permettrait, comparativement au réseau actuel, sans ajout d'équipements visé par le Projet, un niveau de pertes inférieur de 36 MW (73 MW – 37 MW) et de 147 GWh (270 GWh – 123 GWh), annuellement.

7.1 Veuillez valider la compréhension de la Régie et, au besoin, la corriger.

Réponse :

1

Le Transporteur confirme la compréhension de la Régie. Cependant, il tient à préciser que le réseau actuel n'est pas une solution viable sans ajout d'équipements puisqu'il ne respecte pas les critères de conception du réseau de transport. Celui-ci ne peut donc pas être comparé à la solution 1. Le Transporteur compare des réseaux représentant des solutions viables d'ajout d'équipements respectant tous les critères de conception lorsqu'il calcule les pertes différentielles pour réaliser une analyse économique.

7.2 Veuillez évaluer, en M\$ actualisés, la valeur des pertes de la solution 1 par rapport au réseau actuel, considérant les valeurs confirmées à la question précédente et les valeurs monétaires de la référence (ii).



Réponse :

1 La valeur en M\$ actualisés est présentée dans le tableau ci-dessous.

Tableau R7.2

Valeur des pertes différentielles Réseau actuel ajusté par rapport à la solution 1

	Réseau 2017 ajusté	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV Micoua- Saguenay
Pertes en puissance	36 MW	0 MW
Pertes en énergie	147 MW	0 MW
Coûts reliés aux pertes électriques évitées	302,3 M\$	0,0 M\$

Le Transporteur réitère la mise en garde énoncée à la réponse à la question 7.1, soit que dans ses études de pertes différentielles, il compare habituellement des réseaux représentant des solutions d'ajout d'équipements respectant tous les critères de conception du réseau de transport.

7.2.1. Veuillez fournir le détail annuel du calcul sous le même format que celui utilisé pour l'évaluation des pertes faite à la pièce B-0012.

Réponse :

2

3

4

5

6 7

8

Le détail annuel de l'évaluation des pertes différentielles est fourni sous le même format que la pièce B-0012 dans le fichier Excel déposé à accès restreint.