Réponses du Transporteur
à la demande de renseignements numéro 2
de la Régie de l'énergie
(la « Régie »)

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS Nº 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'INSTALLATION D'ÉQUIPEMENTS AU POSTE HERTEL ET À LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 400 KV (LE PROJET)

DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET EN RELATION AVEC LES OBJECTIFS VISÉS

1. Références : (i) Pièce B-0004, p. 5 et 7;
(ii) Site OASIS du Transporteur, Séquence des études d'impact, Études d'impact 1 à 236, p. 19.

Préambule :

(i) En page 5, le Transporteur soumet ce qui suit à l'égard de la date de mise en service du Projet :

« Le coût total du Projet s'élève à 1 138,0 M$ et vise la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle » afin de répondre à une demande de service de transport ferme de point à point à long terme. La mise en service est prévue pour le mois de décembre 2025 » [nous soulignons].

En page 7, le Transporteur soumet ce qui suit à l'égard de la puissance transportée :

« La convention de service pour le service de transport ferme de point à point à long terme qui en découle, portant sur une livraison[1] de 1 283 MW à la frontière, est d'une durée de 20 ans à compter du 1er décembre 2025 ou de la date à laquelle les ajouts au réseau visés par le Projet sont terminés, selon la plus lointaine de ces deux dates » [nous soulignons].

Avec la note de bas de page suivante :
«[1] Les équipements qui seront installés, notamment le convertisseur à courant continu, sont conçus pour permettre leur utilisation en mode réception » [nous soulignons].

(ii) L'information ci-dessous est présentée sur le site OASIS du Transporteur:
«

Hydro Québec TransÉnergie — **Études d'impact**

No.	Date demande reçue	Nom du projet/Description	Localisation	MW	Mise en service demandée	Client	Statut
			vers le Vermont (NECPL)				
223R	2018-08-07	Projet lié à A/O 2009-02	Montérégie	24	Décembre 2021	HQ Distribution	Terminée (2018-12-20)
224T	2018-10-09	Demande de service de transport ferme de point à point	HQT et nouveau chemin vers New York (CHPE)	1 000	31 décembre 2024	Exploitation et Hydro-Québec Production	Retirée (2019-06-19)
225T	2019-06-19	Demande de service de transport ferme de point à point	HQT et nouveau chemin vers New York (CHPE)	1 250	31 décembre 2024	Exploitation et Hydro-Québec Production	Terminée (2019-10-18)

»
[nous surlignons en jaune].

Demandes :

1.1 Veuillez expliquer les motifs pour lesquels la date de mise en service indiquée au présent dossier (référence (i)) est différente de celle figurant dans le document d'études de l'impact du réseau (référence (ii)).

Réponse :

La liste des études d'impact qui est publiée sur le site OASIS[1] du Transporteur indique l'information contenue dans la demande de service de transport, telle qu'exprimée par le client du service de transport. Toutefois, c'est le Transporteur qui détermine la date à laquelle les ajouts au réseau de transport peuvent être complétés afin de pouvoir fournir le service de transport demandé par le client. Dans le cas de la demande 225T, la date de mise en service retenue à la suite de la réalisation de l'étude d'impact est en décembre 2025, comme indiqué à la convention de service de transport[2].

1.2 Veuillez expliquer les motifs pour lesquels la puissance de livraison à la frontière indiquée au présent dossier (référence (i)) est différente de celle figurant dans le document d'études de l'impact du réseau (référence (ii)).

Réponse :

Le client a fait une demande de service de transport ferme à long terme de point à point pour lui permettre de transiter 1 250 MW, comme indiqué à la référence (ii), au point de livraison au poste Astoria du projet CHPE à New York. Le Transporteur a évalué qu'une capacité à la frontière de 1 283 MW, comme indiqué à la référence (i), permet d'assurer la livraison demandée en considérant les pertes électriques encourues entre la frontière et le point de livraison du projet CHPE.

1.3 Veuillez fournir des exemples potentiels de situations dans lesquelles les équipements installés, notamment le convertisseur à courant continu (référence (i)), pourraient être utilisés en mode réception.

Réponse :

En réponse à une demande de service de transport ferme à long terme en réception exprimée par un client, le Transporteur pourrait, à la suite d'une coordination avec le réseau voisin, permettre des transactions d'électricité vers

[1] https://www.oasis.oati.com/hqt/index.html
[2] B-005, HQT-1, Document 1, annexe 1.

le Québec. Il serait aussi possible de mettre en place des transactions d'électricité d'urgence en cas de besoin.

1.4 Veuillez préciser si les coûts des équipements qui sont conçus pour fonctionner en mode livraison-réception sont supérieurs à ceux des équipements en mode livraison uniquement. Veuillez expliquer et quantifier le cas échéant.

Réponse :

Il n'y a pas de coûts supplémentaires associés aux équipements pour fonctionner en mode livraison-réception, plutôt qu'en mode livraison uniquement. En effet, les équipements de l'interconnexion sont dimensionnés pour le mode de livraison uniquement et leur capacité en mode réception correspond à la capacité intrinsèque obtenue avec le dimensionnement pour le mode livraison.

OBJECTIFS VISÉS

2. Référence : Pièce B-0004, p. 6.

Préambule :

Le Transporteur soumet, entre autres, ce qui suit à l'égard des objectifs visés :

« *Le Projet permet de fournir le service de transport ferme de point à point à la suite de la demande que le Transporteur a reçue, le 19 juin 2019, de la part d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité. Le Transporteur a achevé l'étude d'impact sur le réseau en octobre 2019* ».

Demandes :

2.1 Veuillez fournir les principales hypothèses prises en compte par le Transporteur lors de la réalisation de son étude d'impact (ex : niveau du courant de court-circuit au poste Hertel).

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.1.

2.1.1. Veuillez expliquer chacune de ces hypothèses.

Réponse :

Les principales hypothèses concernent la liste des projets et les réservations de service de transport ferme à long terme qui ont été prises en compte, de même que la prévision des besoins de la charge locale.

Les demandes qui précèdent la demande 225T associée au Projet et qui étaient actives au moment de la réalisation de l'étude d'impact réseau ont été considérées. Notamment, cela inclut les demandes 197R, 199R, 203T, 212R, 213R, 214R, 216R, 217R, 218R et exclut les demandes précédemment retirées[3].

Les réservations de service de transport ferme à long terme en livraison qui ont été considérées sont présentées au tableau suivant.

Tableau R2.1.1
Réservations de transport ferme à long terme en livraison

Point de livraison	Réservation de transport ferme à long terme (MW)
ON	1 250
MASS	1 450
NE	1 457
HIGH	225
CORN + DEN	45
MER (203T)	1 243

Aussi, les informations incluses à la prévision de la charge locale fournie en septembre 2018 par le Distributeur ont été considérées, soit les plus récentes disponibles au moment de la réalisation de l'étude d'impact réseau.

Par ailleurs, en lien avec le niveau du courant de court-circuit au poste Hertel, le Transporteur précise qu'une vérification du pouvoir de coupure des disjoncteurs du poste a été effectuée dans le cadre de l'étude d'impact réseau pour confirmer que l'ajout du convertisseur au poste Hertel n'induit pas de dépassement. D'autre part, lors de l'étude d'avant-projet, le niveau de court-circuit au poste Hertel a été inclus à la spécification technique du convertisseur transmise au manufacturier en vue de sa conception. Le niveau de court-circuit à la section à 735 kV du poste Hertel à laquelle se raccorde le convertisseur est évalué à 21 000 MVA pour une condition d'exploitation habituelle.

[3] Ont été exclues notamment les demandes 117T, 201T, 202T, 204R à 211R, 215R, 219R, 220R, 221R, 222T et 224T.

COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

3. Référence : Pièce B-0012, p. 9 et 10.

Préambule :

Le Transporteur fournit la provision du Projet et explique:

« *La provision est un montant inclus dans une estimation pour couvrir les incertitudes imputables aux risques et aux imprécisions associés notamment aux durées, aux quantités, au contenu technique, au mode d'approvisionnement, à la concurrence sur le marché (fournisseurs, entrepreneurs), aux conditions climatiques et géographiques, au contexte social, économique ou politique, ainsi qu'à tout autre élément défini dans l'étendue des travaux du Projet.*

Conformément à la pratique généralement suivie dans l'industrie, la méthodologie de calcul de la provision est basée sur la fiabilité de la source de données, le degré de détail du contenu, les facteurs de risque inhérents à chaque étape de réalisation du Projet ainsi que sur le degré de risque que l'organisation est prête à accepter.

Les provisions prévues sont déterminées en fonction des risques propres à chaque projet et peuvent donc varier grandement d'un projet à un autre. Ces provisions ne sont « facturées » à un projet que dans la mesure où des risques se sont matérialisés et ont engendré des coûts réels lors de la réalisation de ce projet. Ainsi, les sommes engagées (ou prévues au budget) pour le Projet du Transporteur et non utilisées ne seront pas imputées à ce dernier. Par conséquent, le coût final du Projet correspond au montant réellement engagé au cours de sa réalisation. Aucune provision n'est calculée sur les autres coûts et les frais financiers » [nous soulignons].

Demandes :

3.1 Veuillez présenter les principaux risques associés au Projet, tel qu'identifiés par le Transporteur lors du calcul de la provision du Projet.

Réponse :

Le montant de la provision du Projet reflète principalement la variabilité des conditions économiques[4] et les principaux risques suivants :

- **Les risques systémiques ;**
- **Les difficultés techniques associées à la réalisation des travaux pour la transition des câbles de puissance de la terre vers la rivière Richelieu ;**

[4] Dont notamment l'inflation et les conditions de marché.

- **Les modifications au tracé de ligne ;**
- **Les difficultés techniques pour le transport des équipements nécessitant un transport spécialisé ;**
- **L'incapacité d'un entrepreneur majeur à réaliser les travaux civils de la ligne souterraine.**

Une provision particulière a aussi été incluse à la provision globale du Projet afin de considérer le risque d'un report de la mise en service. Les principales sources de celui-ci et les probabilités d'occurrence associées sont énumérées ci-dessous :

- **Délais pour l'obtention de l'ensemble des autorisations requises à la réalisation du Projet (probabilité moyenne) ;**
- **Délais associés à la coordination du Projet avec le projet CHPE à la suite d'un report d'échéancier de ce dernier (probabilité moyenne) ;**
- **Délais d'approvisionnement pour le convertisseur et les câbles souterrains dans un contexte mondial de fragilité des chaînes d'approvisionnement (probabilité moyenne).**

3.1.1. Veuillez expliquer en quoi ces risques pourraient avoir un impact sur le délai de mise en service du Projet ainsi que leur probabilité d'occurrence.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

Impact tarifaire

4. Références : (i) Pièce B-0004, p.10, 13 à 15;
(ii) Pièce B-0015, p. 6.

Préambule :

(i) « *Les câbles souterrains sont installés à l'intérieur d'une canalisation bétonnée enfouie. La technique de traversée par forage est utilisée afin de franchir certains obstacles.*

[…]

La solution 2 diffère de la solution 1 seulement par le fait que la ligne à 400 kV est enfouie sur toute sa longueur.

La solution 2 n'est pas la plus économique, toutefois il s'agit de la seule solution qui permet une mise en service du projet prévue pour décembre 2025, comme demandé par le client. Les coûts imputables à l'option souterraine sont assumés par ce dernier. » [note de bas de page omise]

(ii) « *Par ailleurs, et bien que le Transporteur juge que le sujet déborde du cadre de la présente demande d'autorisation, il évalue que les délais additionnels de réalisation d'une solution majoritairement aérienne sont essentiellement attribuables aux démarches de consultation publique et aux autorisations gouvernementales.* »

Demande :

4.1 Outre les explications de la référence (ii), et compte tenu des contraintes associées à l'enfouissement des câbles dans une canalisation bétonnée et de l'usage de la technique de traversée par forage afin de franchir certains obstacles, veuillez expliquer que l'option souterraine solution 2B permette une mise en service plus tôt que la solution 1 (référence (i)).

Réponse :

L'écart d'échéancier d'environ deux ans entre la solution 2B souterraine et la solution 1 entièrement aérienne s'explique principalement par le temps requis par les démarches de consultation publique et pour l'obtention des autorisations gouvernementales.

Dans son évaluation, le Transporteur a considéré notamment le contexte spécifique du milieu d'accueil du Projet qui a déjà fait l'objet de consultations publiques en 2012 et 2013 pour un projet d'interconnexion entièrement souterrain et qui visait un même objectif, soit un raccordement au projet CHPE.

La solution retenue ne comporte pas d'impacts résiduels significatifs au niveau de l'environnement et limite les impacts sur les activités agricoles. De plus, elle permet de longer, en grande partie, des emprises publiques, ce qui ne serait pas nécessairement le cas d'une ligne aérienne. Ces éléments favorisent l'acceptabilité sociale et permettent donc de réduire les délais de consultation publique et d'autorisations comparativement à la solution 1.

Enfin, la construction d'une ligne souterraine en canalisation bétonnée permet de séparer les travaux civils (excavation, bétonnage, forage, etc.) des travaux électriques (tirage des câbles, jointage, etc.), ce qui offre des possibilités d'optimisation de l'échéancier des travaux de construction. De plus, il est possible de compresser l'échéancier des travaux de construction en parallélisant les activités sur plusieurs portions du tracé.

Le Transporteur rappelle qu'il propose une solution ayant recours à la technologie du courant continu afin de permettre un raccordement à la ligne à courant continu du projet CHPE. Cette technologie a aussi pour caractéristique de faciliter l'enfouissement de la ligne par rapport à une ligne à courant alternatif. En effet, l'enfouissement de lignes à courant alternatif nécessite le surdimensionnement et la multiplication des équipements servant à transporter l'électricité afin de gérer de façon appropriée le phénomène de la puissance réactive. Ce phénomène ne s'applique pas à une ligne à courant continu, facilitant ainsi son enfouissement sur une longue distance. D'ailleurs, le projet CHPE est entièrement enfoui sur une distance de 545 km du côté américain. Il n'est pas envisageable d'enfouir une ligne à haute tension à courant alternatif sur une telle distance. C'est pourquoi la solution proposée par le Transporteur vise l'enfouissement de la ligne à courant continu sur la portion québécoise de son tracé, en harmonie avec la solution choisie par son partenaire américain et conformément à la demande du client du service de transport. Enfin, le Transporteur rappelle que les coûts associés à l'arrangement électrique différent sont entièrement assumés par le client du service de transport.

Entitée détenue conjointement par Hydro-Québec et le Conseil des Mohawks de Kahnawà:ke

5. Référence : Pièce B-0004, p. 10.

Préambule :

« *Enfin, des négociations sont en cours pour qu'à la mise en service du Projet, la ligne constitue un actif d'une entité détenue conjointement par Hydro-Québec et le Conseil des Mohawks de Kahnawà:ke (« CMK »). Le CMK représente la communauté de Kahnawà:ke, établie près du point de départ de la ligne au poste Hertel. En lien avec sa mise en service, le Transporteur prévoit entreprendre auprès de la Régie les démarches visant notamment l'achat de service de transport auprès de cette entité. Par ailleurs, les autres équipements visés par le Projet seront intégrés aux actifs du Transporteur.* » [nous soulignons]

Demande :

5.1 Veuillez détailler l'ensemble des étapes réglementaires à venir auprès de la Régie que le Transporteur prévoit compte tenu qu'il est envisagé qu'à la mise en service du Projet, la ligne constitue un actif d'une entité détenue conjointement par Hydro-Québec et le Conseil des Mohawks de Kahnawà:ke.

Réponse :

Comme annoncé par le communiqué de presse conjoint du 14 juin 2021, un partenariat a été conclu entre le Conseil des Mohawks de Kahnawà:ke et Hydro-Québec. Il est envisagé que lorsque la ligne d'interconnexion Hertel-New York sera mise en service, le Conseil des Mohawks de Kahnawà:ke deviendra copropriétaire de la ligne de transport au Québec. Ce partenariat doit se concrétiser par une entente finale entre les parties, laquelle n'est pas encore signée.

Selon la décision autorisant le Projet en cette instance et le partenariat envisagé, la séquence possible des étapes réglementaires à venir auprès de la Régie serait comme suit :

- **Suivis administratifs de la décision ;**
- **Demande d'autorisation afin de disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité, en faveur d'une entité détenue conjointement par Hydro-Québec et le Conseil des Mohawks de Kahnawà:ke ;**
- **Demande tarifaire :**
  - **Pour les actifs du Projet détenus par le Transporteur, inclusion à la base de tarification du Transporteur selon la juste valeur des actifs que la Régie estimera prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport d'électricité associés au Projet ;**
  - **Détermination des montants de dépenses que la Régie juge nécessaires pour assumer le coût de la prestation du service, dont celles afférentes à l'achat de la capacité totale de la ligne en cause et ce, dans le but de permettre au Transporteur de fournir les services de transport requis par Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité[5].**

Le Transporteur réitère que ces éléments sont en cours de discussions et qu'aucune entente finale n'est encore intervenue entre les parties. Le tout est donc sujet à changement.

Le Transporteur assurera le suivi de ce Projet selon la décision à venir en l'instance et prévoit informer la Régie des développements associés à cette séquence des étapes réglementaires au Projet en temps opportun.

[5] À cet effet, le Transporteur anticipe qu'il exercera l'exploitation et l'entretien de la ligne en cause, le chemin commercial associé serait affiché sur son site OASIS et les demandes de services de transport seraient traitées en conformité avec les encadrements applicables, dont les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* approuvés par la Régie.

IMPACT SUR LA FIABILITÉ ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT DE L'ÉLECTRICITÉ

6. Références : (i) Pièce B-0004, p. 20;
(ii) Dossier R-4058-2018, décision D-2019-047, p. 104;
(iii) Dossier R-4058-2018, pièce B-0031, Annexe 1.

Préambule :

(i) Le Transporteur soumet ce qui suit à l'égard de l'impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité :

« *Comme il est décrit à la section 3.1, le Projet vise à fournir le service de transport ferme de point à point à long terme demandé. Par conséquent, il permet au Transporteur de respecter ses obligations aux termes des Tarifs et conditions. Par ailleurs, la solution retenue dans le cadre du Projet ne modifie pas la topologie du réseau de transport principal.*

L'ajout de la batterie de condensateurs au poste de la Montérégie contribue à assurer la fiabilité, la capacité et la continuité de service à l'ensemble des clients du réseau de transport.

Le Projet entraîne donc un impact positif sur la fiabilité et la qualité de prestation du service de transport d'électricité que le Transporteur est tenu de fournir à sa clientèle » [note de bas de page omise].

(ii) Dans la décision D-2019-047 rendue dans le dossier R-4058-2018, la Régie indiquait ce qui suit :

« *[443] Un des motifs pour lesquels le Transporteur n'estime pas nécessaire de refaire la simulation est sa prétention qu'à la suite de la réalisation de l'étude, le transit nord-sud est un bon indicateur de tendance pour le taux de pertes afin d'expliquer comment, d'une année à l'autre, le taux de pertes peut varier à la hausse ou à la baisse*[207]*. Or, comme le Transporteur le souligne lui-même, il considérait la limite sud comme un bon indicateur dans un dossier tarifaire précédent*[208]*, ce qu'il a été porté à réévaluer à la suite de la réalisation de l'étude* ».

Avec les notes de bas de page suivantes :

« [207] Pièce A-0062, p. 103.
[208] Pièce A-0065, p. 30 et 31 »

(iii) Dans le cadre de son étude, le Transporteur a analysé les facteurs suivants influençant le taux de pertes de transport :

- Conditions climatiques;
- Intégration ou fermeture de production;
- Raccordement ou fermeture de client industriel majeur;
- Variation des échanges avec les réseaux voisins;

- Renforcement du réseau;
- Ajustement de l'équilibre offre-demande.

Entre autres, pour ce qui est de la variation des échanges avec les réseaux voisins, le Transporteur explique en page 19 :

« *La diminution des échanges avec les réseaux voisins, dont les interconnexions sont principalement au sud du réseau, a un impact à la baisse sur le taux de pertes du Transporteur. À l'inverse, l'augmentation des échanges avec les réseaux voisins a un impact à la hausse sur ce dernier. Il est à noter que les interconnexions à courant continu génèrent des pertes de l'ordre de 1 à 2 %, uniquement dans les convertisseurs* » [nous soulignons].

En page 22, le Transporteur ajoute ce qui suit à l'égard de l'interdépendance entre les facteurs :

« *Les seuls facteurs qui ont un impact significatif sur le taux de pertes du Transporteur et qui sont indépendants des autres facteurs, sont ceux qui modifient le réseau intrinsèquement (ex. : renforcement de réseau), ou les facteurs externes qui n'influencent pas le transit sur le réseau du Transporteur (ex. : effet couronne).*

Les autres facteurs qui influencent le taux de pertes du Transporteur ont tous aussi une influence sur les transits. Il est donc difficile d'établir l'impact spécifique des différents facteurs, étant donné la forte interdépendance entre ceux-ci. Par exemple, lors de la fermeture d'un client industriel majeur au sud, de l'énergie devient disponible. L'impact sur le taux de pertes du Transporteur est alors différent selon l'utilisation de cette énergie. Si cette énergie est stockée dans les barrages au nord du réseau, le taux de pertes du Transporteur sera à la baisse. Toutefois, si cette énergie est utilisée pour alimenter de la charge locale ou des échanges, le taux de pertes du Transporteur sera alors à la hausse.

L'étude confirme également qu'il est difficile de quantifier l'impact d'un facteur considéré individuellement, puisqu'il existe une forte interdépendance entre les facteurs qui influencent le taux de perte. Bien qu'il soit réalisable dans une étude, grâce à des simulations, de quantifier l'impact des différents facteurs influençant le taux de pertes en considérant les autres facteurs constants ainsi que l'équilibre offre-demande, la mesure réelle du taux de pertes intègre un ensemble de facteurs de manière combinée et indissociable. Il est donc impossible pour le Transporteur d'isoler et de quantifier les facteurs qui ont contribué à l'évolution du taux de pertes » [nous soulignons].

Demandes :

6.1 Veuillez expliquer de quelle façon le Transporteur s'est assuré que le Projet n'a pas d'impact négatif sur la fiabilité du réseau de transport (ex. impact de l'ajout d'une charge à la pointe du réseau de transport lors d'évènements sur le réseau), outre le fait d'ajouter une batterie de condensateurs de 100 Mvar au poste de la Montérégie.

Réponse :

Le Transporteur s'est assuré que le Projet n'a pas d'impact négatif sur la fiabilité du réseau de transport en s'assurant que les critères et normes de planification du réseau d'Hydro-Québec, du NPCC et de la NERC soient respectés. Ces critères et normes encadrent les événements de réseau à considérer et les exigences de performance attendues.

Voir aussi la réponse à la question 6.4.

6.2 Veuillez expliquer en quoi l'ajout d'une batterie de condensateurs shunt au poste de la Montérégie justifié par l'ajout d'interconnexion au poste Hertel « *contribue à assurer la fiabilité, la capacité et la continuité de service à l'ensemble des clients du réseau de transport* » (référence (i)).

Réponse :

L'ajout de la batterie de condensateurs shunt au poste de la Montérégie est requis pour rencontrer l'ensemble des critères et normes de planification, qui déterminent le niveau de fiabilité du réseau de transport. Voir aussi la réponse à la question 1.4 de la demande de renseignements no. 1 de la Régie[6].

La batterie de condensateurs est un équipement qui fournit de la puissance réactive pour soutenir la tension du réseau de transport principal. Il s'agit donc d'un équipement qui va améliorer la capacité du réseau de transport à répondre aux besoins de l'ensemble des clients du réseau de transport. Voir aussi la réponse à la question 1.5.2 de la demande de renseignements no. 1 de la Régie[7].

6.2.1. Veuillez présenter les indicateurs ou les mesures utilisées par le Transporteur qui permettent d'apprécier l'impact sur la fiabilité, la capacité et la continuité de service à l'ensemble des clients du réseau de transport.

Réponse :

Les normes et critères applicables au réseau de Transport définissent son niveau de fiabilité. La mesure du respect de ces normes et critères permet d'apprécier l'impact sur la fiabilité, la capacité et la continuité de service à l'ensemble des clients du réseau de transport.

Voir aussi la réponse à la question 6.1.

[6] B-0018, HQT-2, Document 1.2, p. 11.
[7] B-0018, HQT-2, Document 1.2, p. 12.

6.3 Veuillez également expliquer en quoi le Projet « *entraîne donc un impact positif sur la fiabilité et la qualité de prestation du service de transport d'électricité que le Transporteur est tenu de fournir à sa clientèle* » (référence (i)).

Réponse :

Le Projet prévoit l'installation d'équipements qui génèrent de la puissance réactive et qui contribueront ainsi à soutenir et stabiliser la tension sur le réseau de transport principal. Il s'agit de la batterie de condensateurs shunt qui sera installée au poste de la Montérégie et du convertisseur à courant continu qui sera installé au poste Hertel. Ce dernier inclut une capacité dynamique réactive intrinsèque de 425 Mvar qui permettra d'améliorer la stabilité du réseau de transport principal en cas de perturbation.

6.3.1. Veuillez présenter les indicateurs et mesures utilisées par le Transporteur qui permettent d'apprécier l'impact positif sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.2.1.

6.4 Veuillez indiquer si le Projet influence le transit du nord au sud sur le réseau de transport. Veuillez expliquer.

Réponse :

Afin d'assurer le respect des normes et critères de planification du réseau, le Transporteur a évalué deux conditions de réseau, soit la condition de pointe hivernale et la condition de pointe estivale. La condition de pointe hivernale est utilisée pour évaluer la stabilité de tension et la stabilité dynamique du réseau ainsi que les dépassements éventuels du pouvoir de coupure de courant de court-circuit des disjoncteurs. La condition de pointe estivale est utilisée pour évaluer la capacité thermique du réseau.

En condition de pointe hivernale, les besoins à alimenter (soit la charge locale ainsi que les demandes de service de transport ferme en mode livraison) excèdent les ressources disponibles. L'équilibre production-charge est donc obtenu en simulant la production maximale disponible et en effectuant des variations sur les besoins. Ainsi, le Projet n'a que peu d'influence sur le transit du nord vers le sud sur le réseau de transport en condition de pointe hivernale, puisque l'équilibre production-charge est retrouvé en réduisant la charge locale, principalement située au sud, ou en réduisant le transit sur les interconnexions existantes du sud du réseau. Le Transporteur s'assure de considérer les cas les

plus contraignants pour dimensionner le réseau, afin d'assurer une capacité de transport suffisante pour répondre aux besoins de ses clients.

La situation est différente en condition de pointe estivale, alors que les ressources disponibles excèdent les besoins. Le transit du nord vers le sud est principalement déterminé par le niveau total de charge à alimenter au sud, incluant les livraisons aux réseaux voisins. En effet, l'équilibre production-charge est obtenu en faisant varier la quantité de production (majoritairement située au nord) pour équilibrer les charges, soit la charge locale selon les prévisions du Distributeur et les livraisons aux réseaux voisins selon les demandes de services de transport ferme à long terme. Ainsi, le Projet, en augmentant les besoins au sud, a pour effet d'augmenter le transit du nord vers le sud, puisque l'équilibre production-charge est retrouvé en augmentant la production simulée au nord.

6.5 Veuillez indiquer si le Projet a un impact sur les limites de transit sur le réseau, en particulier sur la limite sud (référence (ii)). Veuillez expliquer.

Réponse :

Les études définissant les limites de transit n'ont pas encore été réalisées pour tenir compte de ce Projet. Toutefois, le Transporteur anticipe que le Projet permettra de rehausser certaines limites de transit, dont celle de la limite sud, puisqu'il prévoit l'installation d'équipements offrant un support de puissance réactive.

Voir aussi la réponse à la question 6.3.

6.6 Compte tenu des facteurs analysés par le Transporteur influençant le taux de pertes (référence (iii)), veuillez indiquer si le Projet a un impact sur les pertes et le taux de pertes du réseau de transport. Veuillez expliquer en faisant le lien avec les facteurs analysés et les conclusions présentées au dossier R-4058-2018 (référence (iii)).

Réponse :

Les équipements ajoutés par le Projet permettront d'ouvrir un nouveau chemin d'interconnexion d'une capacité de livraison de 1 283 MW à la frontière. En considérant un facteur d'utilisation de 95 %, l'électricité annuelle pouvant être livrée à la frontière sur ce nouveau chemin est évaluée à 10,7 TWh.

Par ailleurs, le projet ajoutera des équipements sur le réseau qui généreront des pertes électriques, principalement par effet Joule, qui varieront en fonction de leur utilisation. À pleine capacité, les pertes électriques dans le convertisseur au poste Hertel sont estimées à environ 9 MW et à environ 3 MW dans la ligne

souterraine à 400 kV. Il est à noter que les câbles isolés ne génèrent pas de pertes par effet couronne et les pertes shunt générées par la batterie de condensateurs au poste Montérégie sont négligeables dans l'ensemble des pertes qui seront générées par les équipements du Projet.

Comme mentionné à la référence (iii), la variation des échanges avec les réseaux voisins peut impacter les pertes et le taux de pertes du réseau de transport. Il est donc possible d'anticiper que le Projet viendra impacter la quantité d'électricité échangée avec les réseaux voisins et, par conséquent, les pertes électriques et le taux de pertes du réseau de transport.

Toutefois, il n'est pas possible pour le Transporteur de quantifier l'impact de l'augmentation par le Projet de la capacité de livraison du réseau de transport vers les réseaux voisins sur les échanges globaux d'électricité. En effet, ce sont les clients qui déterminent l'utilisation des chemins d'interconnexion et par conséquent, la quantité globale d'échanges sur les réseaux voisins.

De plus, une éventuelle variation des échanges avec les réseaux voisins pourrait modifier la gestion du parc de production, ce qui mènerait à des variations d'heure en heure dans les transits sur le réseau, à la hausse ou à la baisse selon les cas. Comme mentionné à la référence (iii), il est difficile d'établir l'impact sur les pertes électriques de la variation d'un seul facteur (augmentation des échanges), étant donné la forte interdépendance entre les différents facteurs.

D'ailleurs, le Transporteur souligne que la Régie a retenu[8] une proposition de suivi de la prévision de l'impact des projets sur les pertes de transports. La Régie demande au Transporteur de déposer dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires, une évaluation qualitative ou quantitative de l'impact de certains projets sur les pertes. Le cas échéant, le Transporteur donnera lieu à ces évaluations.

Par ailleurs, considérant la nature et les caractéristiques similaires du Projet par rapport au projet Appalaches-Maine[9] (voir le tableau R6.6 ci-dessous), les hypothèses et résultats sont également applicables dans le présent dossier. Comme indiqué par le Transporteur en réponse à la demande de renseignements no. 1 de la Régie dans le dossier R-4112-2019[10], les résultats ont conclu à un écart (toutes choses étant égales par ailleurs) des pertes en puissance à la pointe de +128 MW et à un écart des pertes en énergie annuelle de +848 GWh par rapport au réseau de référence ajusté de 2019. Ces résultats sont basés sur l'hypothèse que les échanges avec les réseaux voisins sur les chemins d'interconnexion existants sont maintenus et que l'électricité livrée par

---

8 D-2020-041 (R-4096-2019), section 14.2.1 et par. 601, à la suite des propositions du Transporteur relativement au suivi de l'impact des projets sur les pertes électriques, en suivi de la décision D-2019-047, par. 458 à 460 du dossier de la référence (iii).

9 R-4112-2019.

10 B-0026, tableau R6.1, p. 16.

la nouvelle interconnexion provient d'une production additionnelle des centrales à réservoir situées dans la partie nord du réseau. Ces hypothèses présentent donc les résultats d'un scénario où les pertes de transport seraient parmi les plus élevées.

Tableau R6.6
Comparatif des projets d'interconnexion Hertel-New York et Appalaches-Maine

	Interconnexion Hertel-New York	Interconnexion Appalaches-Maine (R-4112-2019)
Localisation de l'interconnexion	Sud du réseau (poste Hertel)	Sud du réseau (poste des Appalaches)
Capacité de livraison à la frontière	1 283 MW	1 243 MW
Évaluation de l'électricité annuelle livrée	10,7 TWh	9,45 TWh
Pertes du convertisseur (à capacité nominale)	9 MW	9 MW
Pertes de la ligne à courant continu reliant le convertisseur à la frontière (à capacité nominale)	3 MW	9 MW

6.6.1. Veuillez indiquer si le Transporteur est en mesure de fournir cet impact. Le cas échéant, veuillez fournir l'impact. Dans le cas contraire, veuillez expliquer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.6.