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

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^{O} 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE AU REMPLACEMENT DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE À 735-315 kV AU POSTE DE LA MANICOUAGAN

1. Références : (i) Pièce B-0011, p.4 et 5, R2.1;
(ii) Pièce B-0011, p.5, R2.2;
(iii) Pièce B-0011, p.5, R2.3.

Préambule :

(i) Le Transporteur fournit la prévision de charge du Distributeur seulement pour l'ensemble des charges industrielles raccordées au poste de la Manicouagan.

(ii) Le Transporteur précise que la valeur de transit dans la transformation à 735-315 kV au poste de la Manicouagan pour la pointe hivernale 2018-2019 est de 2145 MW.

(iii) Le Transporteur mentionne :

« *Le Transporteur a considéré la plus récente prévision de charge du Distributeur et les centrales locales ont été ajustées à leur valeur de puissance produite en condition de pointe hivernale.* »

Demandes :

1.1 Veuillez fournir la prévision complète des charges du Distributeur au poste de la Manicouagan.

R1.1

La somme des charges des postes satellites alimentés par le poste de la Manicouagan pour la période 2013 à 2023 varie très peu et représente environ 85 MW annuellement.

Le Transporteur présente, au tableau R1.1 suivant, les valeurs correspondant à la prévision pour l'ensemble des charges du Distributeur raccordées au poste de la Manicouagan.

Tableau R1.1
Prévision pour l'ensemble des charges raccordées au poste de la Manicouagan

Prévision (MW)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
2013	911	680	681	681	681	682	682	682	682	683	683
2012	905	912	943	954	954	954	955	955	955	955	-

Note : La prévision de charge du Distributeur date du mois de septembre 2013 et septembre 2012.

Comme mentionnée dans la réponse 2.1 à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie, à la pièce HQT-2, Document 1, la prévision 2012 a été présentée pour illustrer le fait que la charge industrielle subissait une diminution variant entre 232 et 273 MW entre cette dernière prévision et la prévision 2013.

1.2 Veuillez fournir sur une période de 10 ans, aux pointes estivales et hivernales, la prévision des transits planifiés dans la transformation à 735-315 kV ainsi que de l'ensemble des données relatives à la production et à la charge associées au poste de la Manicouagan

R1.2

Le Transporteur présente, au tableau R1.2 suivant, les valeurs correspondant uniquement à la prévision des transits planifiés en hiver dans la transformation à 735-315 kV relative à la production et à la charge raccordées au poste de la Manicouagan en fonction de la plus récente prévision de charge du Distributeur.

Tableau R1.2
Prévision des transits planifiés en hiver dans la transformation au poste de la Manicouagan sur une période de 10 ans

Transit de pointe (MW)	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
Hivernale	2095	2120	2145	2145	2145	2145	2145	2144	2143	2143	2143

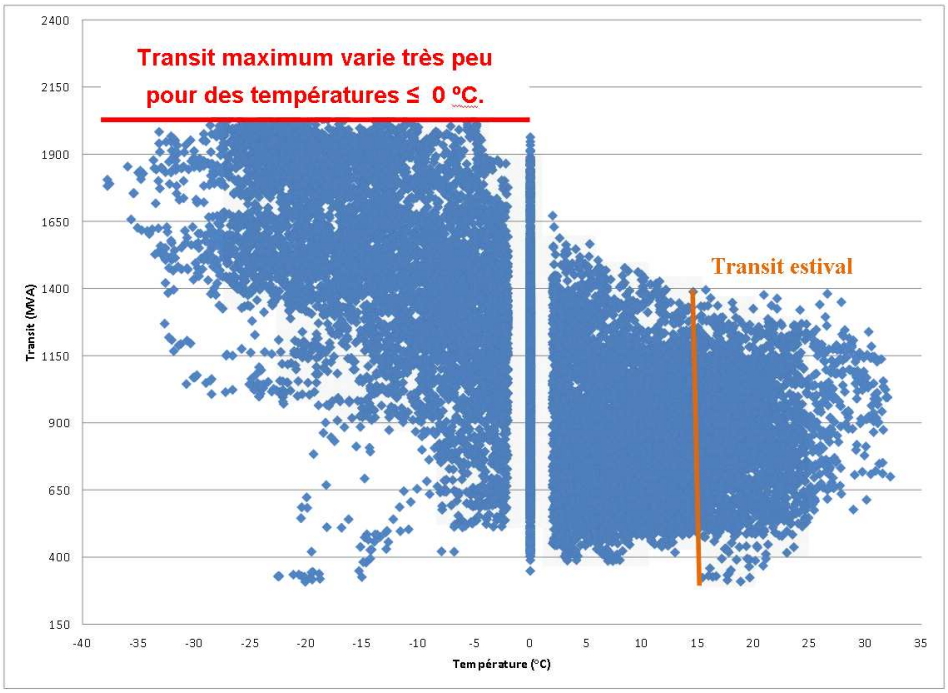
Les valeurs de transits à la pointe hivernale ont été déterminées en considérant la charge de pointe et la pleine production des centrales locales totalisant 3155 MW[1], à l'exclusion de toute puissance interruptible. Le Transporteur précise que seule la production de la centrale Jean-Lesage (Manic-2) augmente, durant cette période, de 60 MW.

Les transits planifiés à la pointe estivale n'ont pas été évalués, car les transits en été varient majoritairement en fonction de la production des centrales locales étant donné que la charge locale est majoritairement constituée des clients industriels.

Pour des fins de compréhension et pour indiquer la variation de transit dans la transformation au poste de la Manicouagan, le Transporteur présente, à la figure R1.2, les transits dans la transformation à ce poste pour l'année 2013 en fonction de la température ambiante.

[1] Les centrales locales, selon la pièce HQT-1, Document 1, page 7, lignes 12-13, sont Manic-1, Jean-Lesage (Manic-2), McCormick, Outardes-2 et Outardes-3.

Figure R1.2
Transits dans la transformation au poste de la Manicouagan pour l'année 2013 en fonction de la température ambiante



En considérant les données de l'année 2013, le transit dans la transformation au poste de la Manicouagan a varié d'environ 300 MVA à 1400 MVA en période estivale.

2. Références : (i) Pièce B-0004, p.7;
(ii) Pièce B-0004, p.24, tableau 7;
(iii) Pièce B-0011, p.5, R2.2;
(iv) Pièce B-0011, p.6, R3.1;
(v) Pièce B-0011, p.8, R5.1;
(vi) Dossier R-3903-2014, pièce B-0024, p. 5.

Préambule :

(i) Le Transporteur mentionne :

« *En considérant cette production locale et la prévision de charge du Distributeur, les transits planifiés dans la transformation seront en hausse pour atteindre 2000 MW en période de pointe.* »

(ii) La capacité de transformation actuelle du poste de la Manicouagan est établie à 1377 MVA en été et à 1760 MVA en hiver.

(iii) Le Transporteur précise que la valeur de transit dans la transformation à 735-315 kV au poste de la Manicouagan pour la pointe hivernale 2018-2019 est de 2145 MW.

(iv) « *Le Transporteur souligne que la capacité de transformation d'un poste est déterminée en considérant l'indisponibilité prolongée d'un transformateur* […] »

(v) Le Transporteur indique que la capacité de transformation ferme actuelle en hiver est de 1760 MVA au poste de la Manicouagan et qu'elle augmentera à 2013 MVA à la suite du Projet.

(vi) Le Transporteur mentionne :

« *Pour évaluer la capacité ferme d'hiver d'un poste du réseau principal à la pointe, le Transporteur tient compte de la capacité de transformation d'hiver. Lorsque la température ambiante est à -20 °C (température ambiante de référence), la capacité d'un transformateur est établie à 140 % de sa capacité désignée à 30 °C.* »

En appliquant ce facteur de surcharge aux transformateurs de 1650 MVA prévus au poste de la Manicouagan, on obtient une capacité ferme de 2310 MVA, plutôt que de 2013 MVA.

Demandes :

2.1 Veuillez expliquer comment a été déterminée chacune des valeurs de la capacité de transformation actuelle en été et en hiver présentées à la référence (ii).

R2.1

La capacité de transformation indiquée à la référence (ii) a été déterminée à partir d'un écoulement de puissance et en représentant les valeurs d'impédances propres aux transformateurs du poste de la Manicouagan. Elle a aussi été déterminée en fonction du premier transformateur qui subit une surcharge lors de l'indisponibilité d'un transformateur. La capacité de transformation évaluée à 1377 MVA à l'été considère un transit maximal de 510 MVA dans le premier des trois transformateurs qui subit une surcharge, tandis que la capacité de transformation évaluée à 1760 MVA à l'hiver a été obtenue en considérant un facteur de surcharge de 122 %.

2.2 Selon les références (iii) et (v), le Transporteur envisage, à la suite du Projet, une capacité de transformation ferme inférieure à la valeur de transit planifiée au poste de la Manicouagan. Veuillez expliquer.

R2.2

Effectivement, le transit planifié à la suite de la récente diminution de la prévision de charge industrielle sera supérieur à la capacité ferme de transformation du poste de la Manicouagan. Toutefois, le Transporteur tient à préciser que le transit postcontingence est d'environ 2000 MVA et qu'il est inférieur à la capacité ferme de transformation du poste à la suite du Projet. Une partie du transit circule sur le réseau Bersimis à 315 kV à la suite du déclenchement d'un transformateur au poste de la Manicouagan.

2.3 La capacité de transformation ferme en hiver de 2013 MVA prévue au poste de la Manicouagan à la suite du Projet, selon la référence (v), correspond à une surcharge de 122 % de la capacité nominale d'un transformateur de 1650 MVA. Or, selon la référence (vi), la capacité ferme d'hiver d'un poste du réseau principal est établie en appliquant, pour une température ambiante de référence de -20 ºC, un facteur de surcharge de 140 % de la capacité du transformateur désignée à 30 ºC.

2.3.1 Veuillez indiquer si la capacité de 1650 MVA du transformateur à 735-315 kV prévu au Projet correspond à sa capacité désignée à 30 ºC.

R2.3.1

La capacité du transformateur est bien de 1650 MVA à 30 °C.

2.3.2 Dans la négative, veuillez préciser les valeurs utilisées pour calculer la capacité ferme de transformation de 2013 MVA selon la référence (v) et justifier les différences par rapport aux valeurs indiquées à la référence (vi).

R2.3.2

Sans objet.

2.3.3 Dans l'affirmative, veuillez expliquer pourquoi le Transporteur a utilisé un facteur de surcharge différent de celui de 140 % applicable à un poste du réseau principal, selon la référence (vi).

R2.3.3

En conception du réseau de transport, le facteur de surcharge considéré pour déterminer la capacité de transformation d'un poste est de 122 % l'hiver. Cette valeur correspond à la capacité du transformateur pour une température ambiante de 0 °C. Le Transporteur utilise cette hypothèse pour prévoir une marge d'exploitation dans ses installations. La figure R1.2 ci-dessus démontre sans équivoque que le transit maximal hivernal varie très peu pour des valeurs de températures inférieures à 0 °C.

La référence (vi) reflète une analyse réalisée annuellement pour valider uniquement la pointe hivernale du réseau. Dans le cadre de cet exercice, la capacité de transformation ferme d'un poste est déterminée en considérant une température ambiante de -20 °C. Par conséquent, le facteur de surcharge est de 140 %.

Le Transporteur considère des facteurs de surcharge différents, car il s'agit de deux analyses ayant des objectifs différents.

3. Références : (i) Pièce B-0004, p.12;
(ii) Pièce B-0011, p.5, R3.1.

Préambule :

(i) Le Transporteur mentionne que l'installation de la phase de réserve vise à augmenter la fiabilité de la transformation au poste de la Manicouagan.

(ii) Le Transporteur mentionne :

« *Le Transporteur souligne que la capacité de transformation d'un poste est déterminée en considérant l'indisponibilité prolongée d'un transformateur et non pas en considérant la somme de la capacité installée des transformateurs. Le tableau 7 à la page 24 de la pièce HQT-1,*

Document 1 indique que la capacité de transformation actuelle est de 1760 MVA en hiver et qu'elle augmentera à 2013 MVA à la suite du Projet. »
[nous soulignons]

Demandes :

3.1 Veuillez préciser ce que le Transporteur entend par la notion d'« indisponibilité prolongée » d'un transformateur, tel que souligné à la référence (ii).

R3.1

L'indisponibilité prolongée d'un transformateur résulte d'un événement non planifié qui nécessite la réparation ou le remplacement d'un transformateur. Cette réparation ou ce remplacement peut prendre un délai de quelques semaines à 24 mois.

3.2 Considérant que la valeur de la capacité ferme de transformation du poste prend déjà en compte l'indisponibilité prolongée d'un transformateur, selon la référence (ii), veuillez justifier la nécessité d'installer en plus une phase de réserve au poste de la Manicouagan.

R3.2

Bien que la capacité ferme de transformation ait été déterminée en considérant l'indisponibilité prolongée d'un transformateur, il est essentiel de tenir compte du fait que les conditions d'exploitation du réseau de transport principal peuvent contraindre le transit dans un seul transformateur au poste de la Manicouagan. La perte de production en première contingence (PPPC)[2] peut limiter le transit dans un transformateur en deçà de sa capacité thermique afin d'éviter que la fréquence du réseau n'atteigne les seuils de délestage de charge en sous-fréquence. Par conséquent, lors de l'indisponibilité d'un transformateur, la production injectée sur le réseau à partir du poste de la Manicouagan sera affectée par cette limite d'exploitation.

L'installation d'une phase de transformateur de réserve permet au Transporteur de réduire considérablement le temps d'indisponibilité d'un transformateur à une ou deux semaines comparativement à plusieurs mois et, par le fait même, de diminuer les contraintes d'exploitation associées à la PPPC.

[2] Selon les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (http://www.oasis.oati.com/HQT/HQTdocs/Tarifs-et-conditions_2014_2004-03-20.pdf) p. 177, la PPPC « représente la quantité de perte de production que le réseau peut subir sans que la fréquence n'atteigne le premier seuil de délestage de charge en sous-fréquence. »