

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

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 3 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. Référence :** (i) Pièce B-0015, p.3, R1.1;
(ii) Pièce B-0015, p.4, R1.2.

Préambule :

(i) Le Transporteur fournit la prévision 2013 du Distributeur pour l'ensemble des charges raccordées au poste de la Manicouagan à l'horizon 2023.

(ii) Le Transporteur présente, au tableau R1.2, les valeurs correspondant à la prévision des transits planifiés en hiver dans la transformation à 735-315 kV du poste de la Manicouagan et précise ce qui suit :

«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, 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.»

Demande :

- 1.1 La valeur de 3 155 MW associée à la pleine production des centrales locales selon la référence (ii), de même que la prévision de l'ensemble des charges raccordées au poste de la Manicouagan selon la référence (i), ne se concilient pas avec la prévision des transits planifiés en hiver dans la transformation au poste de la Manicouagan sur une période de 10 ans, telle que présentée au tableau R1.2 de la référence (ii).

Veuillez fournir sur une période de 10 ans, dans un même tableau, l'ensemble des informations relatives à la charge, à la production et aux transits planifiés en hiver dans la transformation 735-315 kV au poste de la Manicouagan, de manière à illustrer le lien entre ces valeurs.

R1.1

Le Transporteur tient d'abord à préciser que les valeurs de transit dans la transformation du poste de la Manicouagan ont été obtenues à partir des écoulements de puissance. Ces valeurs tiennent compte des niveaux de pertes électriques associées au réseau local, de la réserve de stabilité et du transit sur la ligne 3010 raccordant le poste Manicouagan au réseau 315 kV Bersimis-Laurentides.

Le tableau R1.1 présente les valeurs illustrant le lien entre la production locale, la charge locale et le transit dans la transformation au poste de la Manicouagan tout en prenant en considération les aspects mentionnés précédemment concernant l'écoulement de puissance.

Tableau R1.1
Transit planifié (MW) dans la transformation du poste de la Manicouagan pour la pointe hivernale 2013-2014 à 2023-2024, en fonction de l'évolution prévue de la production locale, de la charge locale et des résultats d'écoulement de puissance

	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Production maximale locale (a)	3 095	3 095	3 125	3 155	3 155	3 155	3 155	3 155	3 155	3 155	3 155
Prévision hivernale pour l'ensemble des charges raccordées au poste Manicouagan ¹ (b)	911	680	681	681	681	682	682	682	682	683	683
Pertes électriques, réserve de stabilité et transit sur la L3010 (c)	316	320	324	329	329	328	328	328	329	329	329
Prévision des transits en hiver dans la transformation ² (a-b-c)	1 868	2 095	2 120	2 145	2 145	2 145	2 145	2 145	2 144	2 143	2 143

⁽¹⁾ Valeurs de la prévision 2013 présentées au tableau R1.1 de la demande de renseignements no 2 (réf ii).

⁽²⁾ Valeurs présentées au tableau R1.2 de la demande de renseignements no 2 pour l'hiver 2014-2015 à 2023-2024 (réf. ii).

1 **2. Référence :** Pièce B-0015, R2.1.

2 **Préambule :**

3 Le Transporteur mentionne :

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

13 **Demande :**

14 **2.1** Pour obtenir une capacité de transformation évaluée à 1 760 MVA en hiver, le facteur de
15 surcharge de 122 % a dû être appliqué à une valeur de référence de 1 443 MVA. Veuillez
16 expliquer à quoi correspond cette dernière valeur.

R2.1

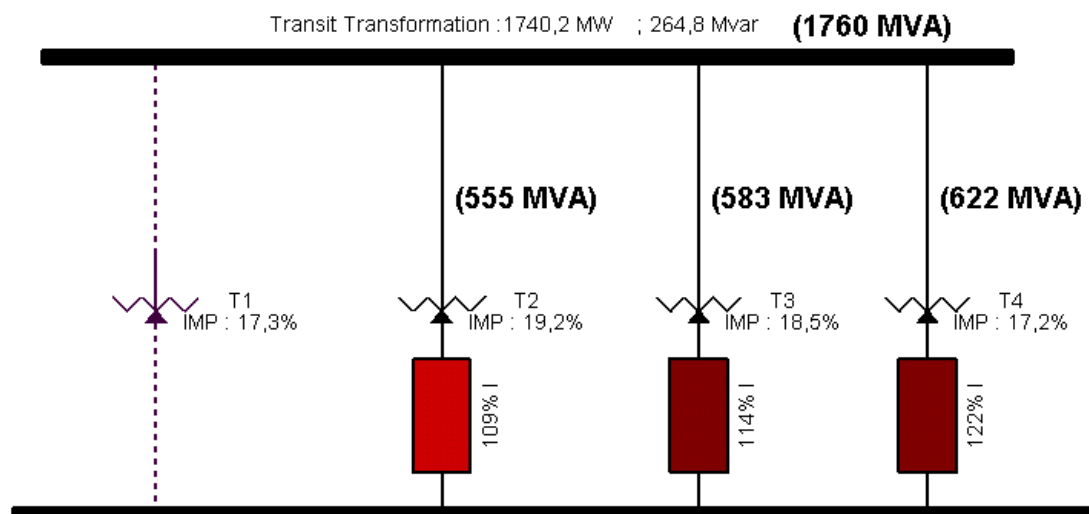
Le Transporteur précise qu'il est erroné d'affirmer que le facteur de surcharge de 122 % a été appliqué à une valeur de référence de 1 443 MVA. Le facteur de surcharge de 122 % est appliqué directement à la capacité d'un transformateur de 510 MVA ($510 \text{ MVA} \times 122 \% = 622 \text{ MVA}$).

Le Transporteur réitère que la capacité de transformation est déterminée à partir d'un écoulement de puissance et tient compte du premier transformateur qui surcharge lors de l'indisponibilité d'un transformateur. Il précise aussi que les valeurs d'impédance des transformateurs sont différentes.

La figure R2.1 illustre l'écoulement de puissance représentant la capacité de transformation en hiver évaluée à 1 760 MVA au poste de la Manicouagan. Un seul transformateur transite 622 MVA, soit le transformateur qui a l'impédance la plus faible (17,2 % au T4 sur la figure). Lorsque le premier transformateur surcharge, le transit circulant dans les deux autres transformateurs (T2 et T3) est de 1 138 MVA. La valeur de capacité de transformation de 1 760 MVA a été obtenue en additionnant la surcharge du premier transformateur (622 MVA) et le transit circulant dans les deux autres transformateurs (1 138 MVA).

Figure R2.1

Écoulement de puissance représentant la capacité de transformation en hiver au poste de la Manicouagan



- 3. Références :** (i) Pièce B-0004, p.14, Tableau 3;
(ii) Pièce B-0004, p.22;
(iii) Pièce B-0015, p.8, R3.2.

Préambule :

(i) Le Transporteur présente au Tableau 3 la comparaison économique des deux solutions qu'il a étudiées pour le remplacement des transformateurs actuels au poste de la Manicouagan. La solution 1 considère l'installation de deux transformateurs de 1650 MVA chacun et la solution 2, l'installation de trois transformateurs de 1110 MVA chacun. Les coûts globaux actualisés (2012) sont de 50,5 M\$ pour la solution 1 et de 62,7 M\$ pour la solution 2.

(ii) Le Transporteur mentionne :

« Les coûts liés à la catégorie d'investissement « maintien des actifs », de l'ordre de 92,9 M\$, soit 72,7 % du coût total du Projet de 127,8 M\$, représentent pour l'essentiel les coûts de remplacement des quatre transformateurs de 510 MVA, de seize disjoncteurs et des équipements associés aux services auxiliaires. Les coûts de la catégorie « maintien et amélioration de la qualité du service », de l'ordre de 34,9 M\$, soit 27,3 % du coût total du Projet, comprennent principalement les montants requis pour l'installation de la phase de réserve et de barres de relève, ainsi que pour la modification du jeu de barres. » [nous soulignons]

(iii) Pour justifier la nécessité d'installer une phase de réserve au poste de la Manicouagan, le Transporteur mentionne :

« 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) peut limiter le transit dans un transformateur en deçà de sa capacité thermique [...] 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. » [nous soulignons].

Demandes :

3.1 Veuillez ventiler la ligne « Investissements » du Tableau 3 de la référence (i) en fonction des différents équipements et principales rubriques de coûts considérés dans chacune des solutions 1 et 2.

R3.1

Le tableau R3.1 présente une ventilation des coûts globaux actualisés pour les solutions 1 et 2.

Tableau R3.1
Comparaison économique des solutions
(M\$ actualisés 2012)

	Solution 1 Remplacement par 2 transformateurs à 735-315 kV de 1650 MVA chacun	Solution 2 Remplacement par 3 transformateurs à 735-315 kV de 1110 MVA chacun
Investissements		
1 ^{er} transformateur	16,0	13,4
2 ^e transformateur	15,4	12,9
Phase de réserve (550 MVA)	4,1	-
3 ^e transformateur (1110 MVA)	-	12,3
Jeu de barre à 315 kV	5,0	5,0
Remplacement de disjoncteurs	10,1	10,1
Ajout de disjoncteur à 735 kV	-	4,1
TOTAL	50,6	57,8
Valeurs résiduelles	3,0	3,9
Taxe sur les services publics	2,9	3,2
Charges d'exploitation		
Pertes électriques	0	3,8
Frais de maintenance	0	1,8
Coûts globaux actualisés	50,5	62,7

1 **3.2** Selon la référence (ii), le Transporteur a classé dans deux catégories d'investissement
2 différentes le remplacement des transformateurs actuels, d'une part, et l'addition d'une
3 phase de réserve, d'autre part. Veuillez préciser si la comparaison économique présentée
4 au Tableau 3 inclut, dans la solution 1, les coûts associés à l'addition d'une phase de
5 réserve.

6 **R3.2**
7 **Les coûts associés à l'addition d'une phase de réserve pour la solution 1 ont**
8 **été inclus dans la comparaison économique comme le présente le tableau R3.1**
9 **à la réponse précédente.**

10 **Le Transporteur tient à préciser que les coûts mentionnés à la référence (ii)**
11 **sont en dollars de réalisation et proviennent de la proposition d'affaires, tandis**
12 **que les coûts présentés au tableau R3.1 sont exprimés en dollars actualisés**
13 **2012 et ont été estimés avant l'étape d'avant-projet.**

14 **3.3** Selon la référence (iii), la phase de réserve vise à éviter les contraintes d'exploitation
15 liées à la disponibilité d'un seul transformateur au poste de la Manicouagan lors d'une
16 contingence entraînant l'indisponibilité prolongée du second transformateur. La solution
17 2 décrite à la référence (i) prévoit l'installation de trois transformateurs de 1 110 MVA.
18 Veuillez confirmer que la configuration du poste selon la solution 2 ne nécessite pas
19 l'installation d'une phase de réserve.

R3.3

Le Transporteur confirme que la configuration du poste selon la solution 2 ne nécessite pas l'installation d'une phase de réserve.

3.4

Si la comparaison économique des deux solutions présentées à la référence (i) n'inclut pas les coûts associés à l'addition de phases de réserve, jugées nécessaires par le Transporteur, veuillez redéposer le Tableau 3 en tenant compte des coûts associés à l'installation de phases de réserve, lorsque requis, et en ventilant la ligne « Investissements » comme demandé à la question 3.1.

R3.4

La comparaison économique présentée au tableau 3 de la référence (i) inclut les coûts associés à l'addition de la phase de réserve pour la solution 1.