

**RÉPONSES À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

1 Références: (i) HQT-2, document 1, page 5

Préambule:

Le Transporteur mentionne que, en mars 2003, le Distributeur lui a transmis une demande d'avant-projet pour l'alimentation de la phase 2 du client AAI (500 MW).

Demande:

1.1 Veuillez déposer l'étude du Transporteur en réponse à la demande du Distributeur.

R1.1 Suite à la demande du Distributeur, en mars 2003, de démarrer l'avant projet pour l'alimentation de la phase 2 du client AAI (500 MW), le Transporteur n'a pas déposé d'étude comme tel au Distributeur. Il a plutôt préparé et transmis une demande d'avant projet à Hydro-Québec Équipement, groupe responsable de la réalisation du projet.

2 Références : (i) HQT-2, document 1, page 7

Préambule:

Le Transporteur mentionne que l'augmentation de la puissance appelée de 500 MW fera passer la charge totale alimentée par le poste Arnaud au-dessus de sa capacité ferme de transformation (n-1).

Demandes :

2.1 Veuillez fournir un historique de la demande à 161 kV au poste Arnaud depuis l'an 2000 ainsi qu'une prévision de celle ci.

R2.1 Le tableau suivant présente l'historique de la demande maximale à 161 kV au poste Arnaud ainsi qu'une prévision de cinq ans:

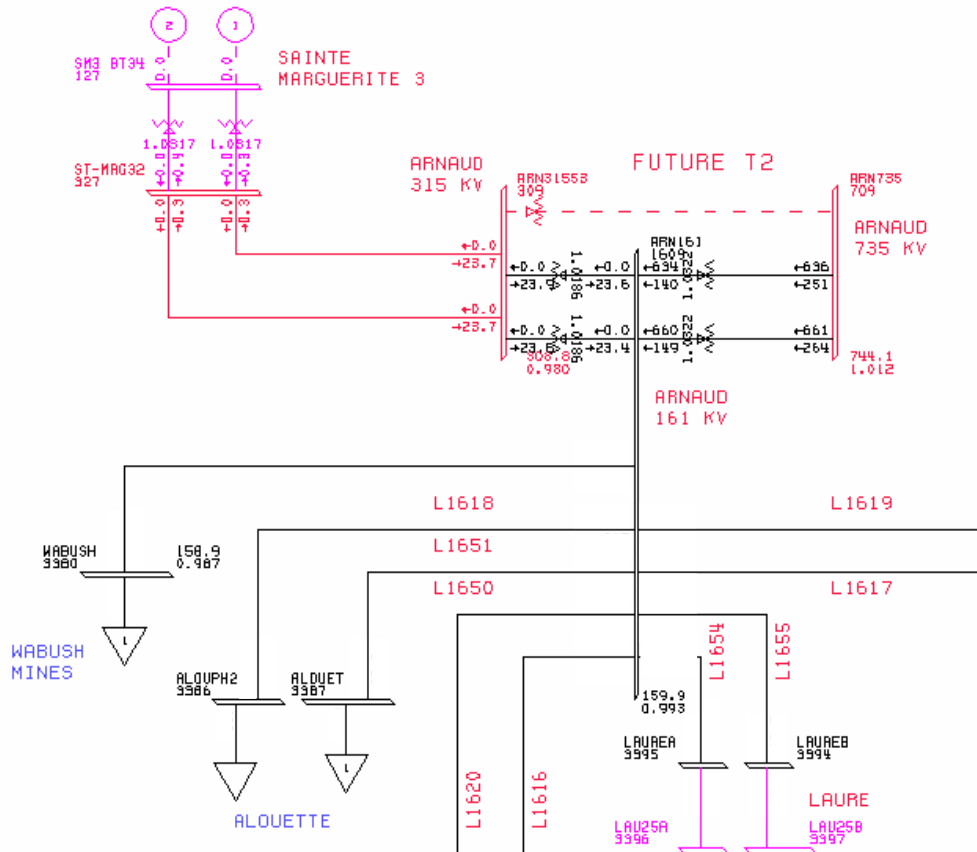
Poste Arnaud 161 kV	Historique					Prévision				
	Années	00- 01	01- 02	02- 03	03- 04	04- 05	05- 06	06- 07	07- 08	08- 09
Pointe Max (MW)	777	661	718	757	862	1286	1287	1289	1310	1330

2.2 Veuillez fournir des schémas d'écoulement de puissance montrant diverses situations d'exploitation en régime normal et en régime n-1 suite à l'ajout de la charge de 500 MW.

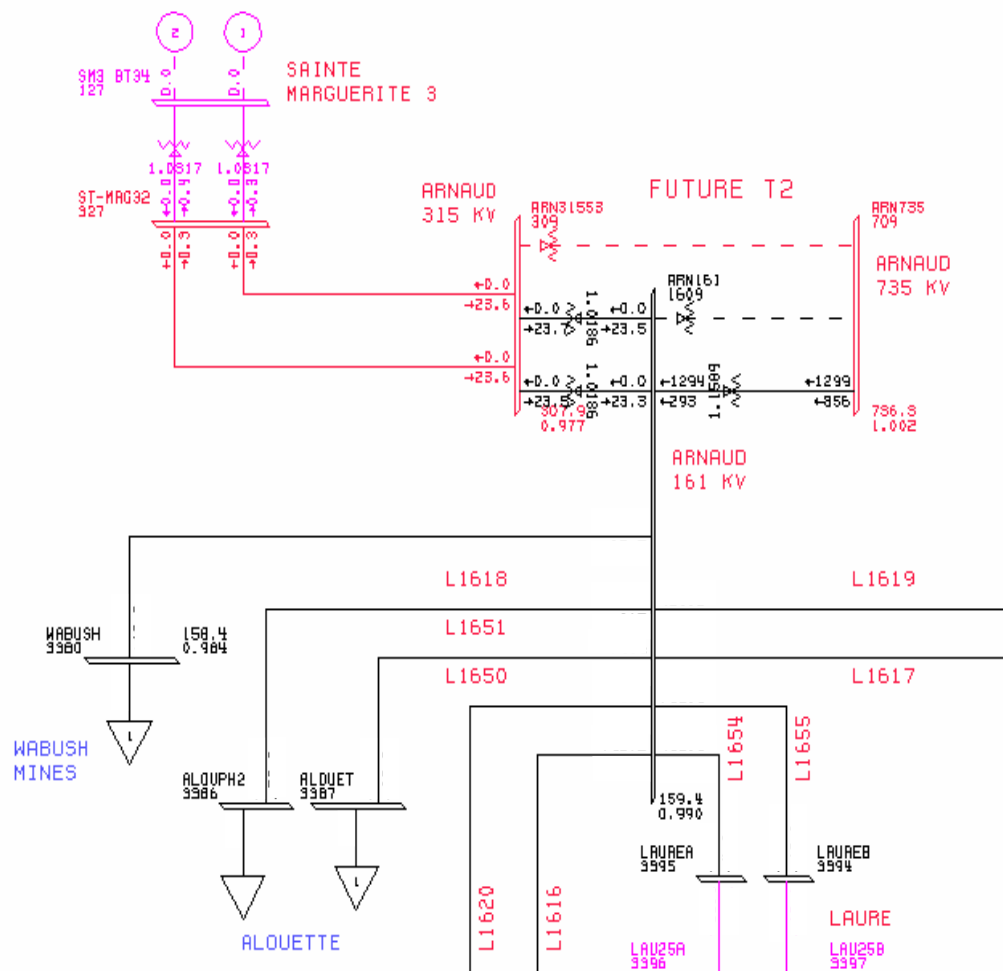
R2.2 Voici deux schémas d'écoulement de puissance montrant le mode d'exploitation en régime normal et en régime n-1. Certaines informations ont été élaguées de ces schémas en raison de leur nature confidentielle. Les schémas d'écoulement de puissance du Transporteur identifient les besoins spécifiques prévus par différents utilisateurs du réseau. À cet effet, le Transporteur dépose au dossier public une version élaguée des schémas d'écoulement de puissance afin d'éviter l'identification des clients Grandes entreprises et leur besoins.

Afin de permettre à la Régie d'apprécier plus facilement le caractère confidentiel des informations demandées, le Transporteur dépose également, sous pli strictement confidentiel à la Régie, la version non élaguée des schémas d'écoulement de puissance, dans la mesure où la Régie reconnaît leur caractère confidentiel et les traite en conséquence, tel qu'elle l'a déjà reconnu dans des dossiers antérieurs (dossiers R-3401-98 et R-3549-2004) pour ce type de schémas.

- a) Pointe 2008-09, régime normal, suite à l'ajout de la charge de 500 MW du client AAI (sans la production de SM3)



b) Pointe 2008-09, régime n-1 suite à l'ajout de la charge de 500 MW du client AAI (sans la production de SM3)



3 Référence : (i) HQT-4, document 1, page 5

Préambule :

Le Transporteur mentionne que les deux transformateurs 315-161 kV ne sont pas considérés puisqu'ils sont dédiés au raccordement de la centrale de la Sainte-Marguerite-3 (SM-3).

Demandes :

- 3.1** Doit-on comprendre que le Transporteur a fait l'hypothèse qu'il ne pouvait compter sur aucune production en provenance de SM-3 pour l'alimentation de la charge locale même suite à la perte d'un transformateur 735-161 kV.
- R3.1** Non. Pour les fins d'exploitation du réseau, lors de la perte d'un des deux transformateurs 735-161 kV au poste Arnaud, le Transporteur considère la puissance disponible en provenance de SM-3 pour alimenter la charge locale. Par contre, pour planifier les équipements du poste Arnaud, le Transporteur souligne que si la centrale SM-3 n'est pas disponible ou ne produit pas en quantité suffisante et advenant la perte d'un des deux transformateurs, il appert que le transformateur 735-161 kV restant ne disposera pas alors d'une capacité suffisante pour desservir la charge locale. Ainsi, l'addition de transformation est nécessaire à l'exploitation fiable du réseau de transport.
- 3.2** Veuillez préciser si la centrale SM-3 est une ressource désignée par le Distributeur pour l'alimentation de la charge locale.
- R3.2** Oui, la centrale SM-3 est une ressource désignée par le Distributeur pour l'alimentation de la charge locale.
- 3.3** Veuillez indiquer si la centrale SM-3 doit produire à une capacité minimale.
- R3.3** À la connaissance du Transporteur, il n'y a pas d'obligation à maintenir en tout temps une production minimale à la centrale SM-3. Toutefois, durant la période du 1^{er} juin au 30 septembre, il y a une contrainte environnementale de débit minimal en aval de SM-3 (ce débit peut provenir de la centrale ou de l'évacuateur). Pour éviter toute perte de production résultant d'un déversement, le débit minimal «écologique» est habituellement assuré par une production minimale à la centrale lorsque les groupes turbines-alternateurs sont disponibles pour le faire. Durant la période d'octobre à mai, il n'y a pas d'obligation à maintenir en tout temps une production minimale à la centrale SM-3.
- 3.4** Veuillez indiquer si une production minimale à SM-3 permettrait d'éviter l'ajout de transformation additionnelle au poste Arnaud. Veuillez expliquer votre réponse.
- R3.4** La capacité n-1 de transformation requise pour le poste Arnaud, en supposant la présence en permanence d'un minimum de puissance produite à la centrale SM-3, correspond à la charge du poste Arnaud moins cette puissance produite à la centrale de SM-3. Ainsi, avec une charge de 1200 MW, la centrale SM-3 devrait produire plus de 500 MW pour réduire à 700 MVA la capacité n-1 de transformation au poste Arnaud, soit la capacité d'un transformateur 735-161 kV. De plus, si l'addition de transformation était remplacée par une production minimale

de plus de 500 MW, le poste Arnaud devrait alors compter deux transformateurs 735-161 kV de 700 MVA (1400 MVA) en plus de la production de 500 MW à la centrale SM-3. Par conséquent, lors de la perte d'un des transformateurs, il y aurait suffisamment de transformation pour alimenter la charge du poste Arnaud (1200 MW – 500 MW = 700 MW). Par contre, tel que déjà mentionné à la réponse de la question 3.3 précédente, le facteur d'utilisation prévu de la centrale SM-3 ne permet pas de garantir en tout temps la puissance minimale requise pour la charge du poste Arnaud.

- 4 Références :**
- (i) **HQT-4, document 1, page 5**
 - (ii) **HQT-4, document 1, Annexes**

Préambule :

Le Transporteur mentionne qu'on retrouve actuellement deux transformateurs 735-161 kV de 700 MVA au poste Arnaud.
À la référence (ii), les schémas unifilaires montrent 3 transformateurs entre le niveau 735 kV et le niveau 161 kV.

Demande :

4.1 Veuillez concilier les deux informations.

R4.1 Le transformateur T4, présenté dans les schémas en question, constitue une phase de relève seulement (voir la note 2 au bas du schéma – référence (ii) de la question 4 de la Régie). Quant aux deux autres transformateurs, soit T3 et T5, ils sont constitués chacun de trois unités monophasées.

- 5 Références :**
- (i) **HQT-4, document 1, page 7**

Préambule :

Le Transporteur prévoit l'ajout d'un transformateur 700-300 kV de 1100 MVA.

Demande :

5.1 Étant donné que l'ajout de puissance additionnelle du client AAI est de 500 MW, veuillez justifier la capacité de 1100 MVA pour le nouveau transformateur.

R5.1 Le transformateur ajouté est présentement disponible et sa disponibilité provient de l'abandon d'un autre projet du Transporteur. L'utilisation de ce transformateur pour le présent projet permet ainsi d'éviter les coûts d'acquisition d'un autre transformateur. De plus, bien qu'un transformateur d'une capacité minimale équivalente à la capacité des autres transformateurs, soit 700 MVA, aurait été suffisant, la capacité additionnelle de ce transformateur peut être utilisée en double contingence. Par exemple, lors de l'indisponibilité des transformateurs à 315-161 kV T7 et T8. Voir également la réponse à la question 6.3 suivante.

- 6** **Références :**
- (i) **Dossier R-3549-2004, HQT-10, document 1, page 28**
 - (ii) **Dossier R-3549-2004, HQT-4, document 1.1.4, page 3**

Préambule :

À la référence (i) le Transporteur explique l'apparence de surcapacité de transformation 735-315 kV au poste Châteauguay en mentionnant que le poste dispose d'une capacité de transformation suffisante pour alimenter de façon ferme la charge locale en plus d'offrir la possibilité d'exporter 1000 MW par l'attache à courant continu.

À la référence (ii) il mentionne que le retrait d'un transformateur 735-315 kV de 600 MVA n'aurait pas eu d'incidence sur la capacité d'exportation depuis 2001. Cependant, il mentionne que le troisième transformateur assure une fiabilité d'alimentation accrue.

Demandes :

6.1 Veuillez indiquer si l'ajout d'un transformateur 735-315 kV de 600 MVA est envisageable pour la charge additionnelle du poste Arnaud.

R6.1 Oui, sous réserve des commentaires fait en réponse à la question 5.1 précédente et à la question 6.3 suivante.

6.2 Si non, veuillez expliquer pourquoi.

R6.2 Sans objet.

6.3 Si oui, veuillez indiquer les conséquences d'utiliser un transformateur potentiellement disponible ailleurs (postes Lévis ou Châteauguay).

R6.3 Le transformateur 735-315 kV de ce projet était disponible et n'était pas utilisé, ce qui constituait une opportunité d'affaires. Le Transporteur n'a

donc pas considéré l'utilisation d'un transformateur en service dans un poste existant.

En ce qui concerne les conséquences d'utiliser un transformateur potentiellement disponible ailleurs, cela occasionnerait des coûts additionnels et des délais supplémentaires qui reporteraient la date de mise en service au poste Arnaud. De plus, une capacité de 600 MVA n'est pas suffisante pour transiter toute la puissance de la centrale SM-3 (870 MW), ce que permet le transformateur de 1100 MVA en plus d'être requis en situation de double contingences. Finalement, l'addition d'un transformateur ayant une capacité plus faible que celle des transformateurs existants (700 MVA) réduirait la marge pour la croissance de la demande au poste Arnaud d'autant.

7 Référence : (i) HQT-4, document 1, pages 10 et 11

Préambule :

Le Transporteur mentionne que selon le scénario 3, il pourrait être requis d'installer des équipements pour le filtrage des émissions de courant harmonique. Il ajoute que seuls des études exhaustives et un programme de mesure complet pourraient permettre de confirmer la validité et le coût de ce scénario.

Au tableau 1, le coût du filtrage d'harmonique est un élément majeur qui rend le scénario 3 moins économique que les autres scénarios.

Demande :

7.1 Veuillez indiquer quel serait le scénario retenu si le coût du filtrage d'harmonique n'était pas pris en compte. Veuillez expliquer votre réponse.

R7.1 Le Transporteur est d'avis que le même scénario aurait été retenu compte tenu des problématiques associées aux niveaux de court-circuit mentionnées à la pièce HQT-4, document 1, pages 10 et 11 (référence (i) de la question 7 de la Régie). De plus, les délais additionnels causés par les études à réaliser auraient occasionnés un report de la date de mise en service qui, rappelons-le, est très rapprochée.

8 Référence : (i) HQT-4, document 1, page 11

Préambule :

Pour le scénario 3, la valeur des pertes évitées est de 2,9 M\$.

Demande :

8.1 Veuillez fournir les détails de cette évaluation : pertes évitées en MW et MWh, coût unitaire des pertes, période d'analyse, taux d'inflation, taux d'actualisation, ...

R8.1 Les principales hypothèses suivantes ont été utilisées par le Transporteur pour estimer le gain associé aux pertes évitées :

- Les pertes évitées à la pointe sont estimées à 0,43 MW ;
- Les pertes annuelles en énergie sont estimées à 4,28 GWh ;
- Le coût marginal des pertes en puissances utilisé est de 0,865 M\$ (2007) / MW. Il correspond à un coût actualisé à l'année 2007 sur 40 ans en utilisant les taux d'inflation de l'indice des prix des produits industriels au Canada en date de février 2003, soit 1,8 % pour 2006 et 1,6 % pour les années subséquentes et un taux d'actualisation de 8,08 % ;
- Le coût marginal des pertes en énergie utilisé est de 0,837 M\$ (2007) / GWh. Il correspond à un coût actualisé à l'année 2007 sur 40 ans en utilisant les taux d'inflation de l'indice des prix des produits industriels au Canada en date de février 2003, soit 1,8 % pour 2006 et 1,6 % pour les années subséquentes et un taux d'actualisation de 8,08 % .

On obtient ainsi $((0,43 \times 0,865) + (4,28 \times 0,837)) = 3,95$ M\$ (2007) ou un coût actualisé (8,08 %) à l'année 2003 de 2,9 M\$.

9 **Référence :** (i) **HQT-4, document 1, page 12**

Préambule :

Le Transporteur mentionne que le coût de la solution retenue a été révisé à la hausse, passant de 22,5 M\$ à 28 M\$ en dollars actualisés de 2003. Il considère que peu importe l'alternative retenue l'écart de coût entre l'estimation et l'avant-projet serait comparable.

Demande :

9.1 Veuillez fournir un tableau 1 révisé qui tient compte des nouveaux coûts pour chacun des scénarios.

R9.1 Après avoir analysé diverses solutions possibles, le Transporteur précise qu'un avant-projet a été réalisé pour déterminer précisément le contenu et le coût de la solution retenue, soit celle qui est la plus avantageuse en terme technico-économique. Afin d'avoir le même niveau de précision

dans l'estimation, le Transporteur devrait procéder à des avant-projets pour chacun des scénarios. Par conséquent, le Transporteur ne peut établir un tableau comparatif avec un même degré de précision sans réaliser des avant-projets comme tel, ce qui n'est pas justifiable économiquement. Le Transporteur considère que le coût des autres solutions possibles auraient aussi été révisé à la hausse de la même ampleur.