

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

1 **1. Référence :** Pièce HQT-1, document 1, page 5

2 **Préambule:**

3 « Le projet à l'étude, qui s'inscrit dans la catégorie
4 d'investissements «Croissance de la demande», vise à
5 solutionner les dépassements de capacité de certains postes et
6 a été initié suite à l'émission de la prévision de la charge locale
7 2003-2017 émise par Hydro-Québec dans ses activités de
8 distribution (le «Distributeur»). On peut constater ces
9 dépassements de capacité ferme aux postes Laurent, Des
10 Sources et Saraguay. La capacité ferme d'un poste se définit par
11 la capacité restante suite à la perte permanente du
12 transformateur le plus puissant. »

13 **Demands:**

14 **1.1** Veuillez déposer la prévision de la charge locale 2003-2017 émise par
15 le Distributeur. Veuillez également déposer la mise à jour la plus
16 récente de cette prévision de la charge locale.

17 **R1.1 Le Transporteur dépose en Annexe A du présent document les**
18 **prévisions de charges locales 2003-2017 et 2005-2019, telles que**
19 **transmises par le Distributeur, pour les postes Laurent, Des**
20 **Sources et Saraguay pertinents à la présente demande.**

21 **1.2** Veuillez indiquer le délai nécessaire au remplacement du
22 transformateur le plus puissant d'un poste.

23 **R1.2 Si un transformateur compatible est disponible dans la banque**
24 **d'appareillage majeur du Transporteur, le délai de remplacement**
25 **peut s'échelonner entre une à trois semaines. Cependant, si**
26 **aucun transformateur compatible n'est disponible dans la banque**
27 **d'appareillage majeur, le délai peut aller jusqu'à une année, soit le**
28 **temps de fabrication et d'installation du transformateur.**

29 **1.3** Veuillez élaborer sur les conséquences sur l'alimentation du réseau
30 de la perte du transformateur le plus puissant. Veuillez décrire les
31 mesures temporaires qui pourraient être mises en œuvre par le
32 Transporteur ou par le Distributeur, le cas échéant.

1 **R1.3 De façon générale, les conséquences de la perte du**
2 **transformateur le plus puissant varient selon la charge du poste**
3 **(hiver-été, pointes ou creux de consommation journalière), la**
4 **configuration du poste (appareils retirés pour entretien), l'état**
5 **des appareils (vétusté, restrictions d'exploitation) et les**
6 **conditions climatiques (plus ou moins sévères que les conditions**
7 **"normalisées"). Étant donné que la capacité ferme du poste Des**
8 **Sources et du poste Laurent est déjà dépassée, la perte du**
9 **transformateur le plus puissant peut entraîner la perte de tout ou**
10 **d'une partie du poste et, par le fait même, de tous les clients qui y**
11 **sont raccordés.**

12 **Après la perte du transformateur le plus puissant, si les autres**
13 **transformateurs en service n'ont pas la capacité d'absorber la**
14 **charge présente sur le poste, les mesures temporaires alors**
15 **possibles sont soit (i) le retrait des protections des**
16 **transformateurs et leur surcharge à des niveaux très élevés, ce**
17 **qui aurait pour effet de réduire leur durée de vie utile, soit (ii) le**
18 **délestage cyclique de la charge excédentaire, soit (iii) le transfert**
19 **temporaire de cette charge excédentaire vers un autre poste**
20 **ou soit (iv) une combinaison de ces solutions. La fiabilité du**
21 **réseau de transport et partant, la continuité du service, risquent**
22 **alors d'en être affectées, ce que le Transporteur n'estime pas**
23 **dans l'intérêt de sa clientèle.**

1 **2. Référence :** Pièce HQT-2, document 1, page 5

2 **Préambule:**

3 « Par ailleurs, le dernier plan directeur du réseau Saraguay date
4 de 1993. La période étudiée dans ce plan vise les années 1992 à
5 2007. »

6 **Demande :**

7 **2.1** Veuillez déposer ce plan directeur.

8 **R2.1 Le Transporteur dépose en Annexe B du présent document le**
9 **plan directeur du réseau Saraguay.**

10 **3. Référence :** Pièce HQT-2, document 1, page 7

Tableau 1 – Dépassement de capacité ferme des postes en difficulté

Poste en difficulté	Dépassement de la capacité ferme			
	en HIVER		en ÉTÉ	
	Année de dépassement	Dans 15 ans (2018-2019)	Année de dépassement	Dans 15 ans (2018-2019)
Laurent 120-25 kV	en 2004	112 % (28 MVA)	en 2003	114 % (26 MVA)
Laurent 120-12 kV	s/o	130 % (25 MVA)	en 2003	s/o
Des Sources 315-25 kV	en 2004	107 % (38 MVA)	s/o	s/o
Saraguay 315-120 kV	en 2011	106 % (55 MVA)	s/o	s/o

11

12 **Demandes :**

13 **3.1** Veuillez indiquer si, pour 2003 et 2004, le tableau 1 de la référence
14 présente des résultats réels ou s'il récapitule les prévisions de la
15 charge locale 2003-2017 émise par le Distributeur, en ce qui a trait
16 aux dépassements des postes Laurent et Des Sources.

17 **R3.1 Les résultats présentés au Tableau 1 ci-dessus sont des**
18 **prévisions et non des résultats réels.**

- 1 **3.2** Veuillez comparer, pour les postes Laurent, Des Sources et Saraguay,
 2 la demande prévue (prévisions 2003-2017) et réelle pour 2003 et
 3 2004, en spécifiant les dépassements hivernaux et estivaux prévus et
 4 observés.

5 **R3.2 Voir les tableaux suivants.**

6 **Prévision**

POSTES	Cap. ferme (MVA)	Prévision HIVER (en MVA)																	
		02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	07-08	08-09	09-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	
DES SOURCES 315-25 kV	540	525	535	541	543	545	548	551	554	558	561	564	567	569	572	574	576	578	
LAURENT 120-12 kV	105	100	90	93	94	94	94	95	95	96	97	98	98	98	99	99	99	100	
LAURENT 120-25 kV	229	235	234	240	240	241	243	244	245	247	248	250	251	252	253	254	255	257	
SARAGUAY 315-120 kV	966	822	854	898	905	911	918	925	954	962	969	977	984	990	997	1003	1009	1021	

Note : prévision d'hiver ramenée au primaire des transformateurs.

POSTES	Cap. ferme (MVA)	Prévision ÉTÉ (en MVA)																	
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
LAURENT 120-12 kV (ÉTÉ)	84	109	99	102	103	103	103	104	104	105	106	106	107	107	108	108	108	109	
LAURENT 120-25 kV (ÉTÉ)	186	196	195	199	200	200	201	202	203	205	206	207	208	209	209	210	211	212	

7 **Réel**

	HIVER (en MVA)			
		2002-2003	2003-2004	2004-2005
	Capacité ferme	POINTE HIVERNALE	POINTE HIVERNALE	POINTE HIVERNALE
Des Sources 315-25 kV	540	525	526	547
Laurent 120-12 kV	-	-	-	-
Laurent 120-25 kV	229	235	256	238

Note : pointe d'hiver normalisée ramenée au primaire des transformateurs.

	ÉTÉ (en MVA)				
		2002	2003	2004	2005
	Capacité ferme	POINTE ESTIVALE	POINTE ESTIVALE	POINTE ESTIVALE	POINTE ESTIVALE
Des Sources 315-25 kV	-	-	-	-	-
Laurent 120-12 kV	84	105	N.D.	95	N.D.
Laurent 120-25 kV	186	202	N.D.	190	N.D.

- 1 **4. Références :** i) Pièce HQT-2, document 1, page 5
2 ii) Pièce HQT-2, document 1, page 7
3 iii) Pièce HQT-9, document 1, page 5

4 **Préambule :**

5 Référence (i)

6 « Le projet de construction d'une nouvelle section 315-25 kV au
7 poste Saraguay date d'une quinzaine d'années. En effet,
8 l'élaboration de ce projet a débuté à la fin des années 80 et avait
9 pour but de satisfaire au besoin de la croissance de la charge.
10 Cependant, ce projet a subi trois transformations technologiques
11 au cours des années 90 et sa date de mise en service fut
12 reportée à maintes reprises en raison d'une prévision de charge
13 moins grande que ce qui avait initialement été prévu. »

14 Référence (ii)

15 « Le Transporteur souligne que dans la mesure du possible,
16 l'addition de nouvelle capacité de transformation doit
17 généralement être réalisée dans l'année où survient le
18 dépassement de capacité ferme. »

19 Référence (iii)

20 « Si la construction de la nouvelle section 315-25 kV au poste
21 Saraguay n'avait pas lieu, cela aurait pour effet d'exiger, lors de
22 contingences, des délestages cycliques des charges alimentées
23 par ces postes. »

24 **Demandes :**

25 **4.1** Veuillez élaborer sur les conséquences du report du projet.

26 **R4.1 Les conséquences du report du projet sous étude sont les**
27 **suivantes:**

- 28 ➤ **réduction de la durée de vie des transformateurs à cause**
29 **de leur surcharge;**
30 ➤ **bris et remplacement de transformateurs;**
31 ➤ **perte de charge et par le fait même de clients.**

32 **Par ailleurs, le Transporteur souligne que plus le projet est**
33 **retardé, plus les probabilités qu'une ou plusieurs des**

1 **conséquences susmentionnées se réalisent et que leur fréquence**
2 **augmente. En somme, le report du projet sous étude, scénario**
3 **que le Transporteur ne croit pas souhaitable, pourrait affecter la**
4 **qualité du service offert dans cette région.**

5 **Conséquemment, le Transporteur estime qu'il n'est pas dans**
6 **l'intérêt de sa clientèle de reporter les travaux liés à la présente**
7 **demande.**

8 **4.2** Veillez indiquer à partir de quel pourcentage de dépassement de la
9 capacité ferme l'addition d'une nouvelle capacité de transformation
10 doit absolument être réalisée.

11 **R4.2** **L'addition de transformation doit être réalisée avant le**
12 **dépassement de la capacité ferme donc à 0 %. La capacité ferme**
13 **est un critère de planification, c'est-à-dire un déclencheur de**
14 **projet.**

15 **4.3** Veillez indiquer si le Transporteur a dû, en cas de dépassement de
16 capacité ferme au cours des années passées, procéder à des
17 délestages cycliques aux postes Laurent, Des sources et Saraguay.
18 Veillez préciser le nombre de ces délestages, ainsi que leur ampleur,
19 en termes de MW et de nombre de clients affectés.

20 **R4.3** **Le Transporteur présente ci-après les situations où les**
21 **exploitants des postes ont procédé à des délestages cycliques**
22 **aux postes Laurent 120-25kV et Des Sources 315-25kV:**

23 **Laurent 120-25 kV**

24 ➤ **24 mai 2005: Le poste Laurent était en situation de**
25 **première contingence. Le transformateur T1 était retiré**
26 **pour réfection. Vers 13h40m, les exploitants du poste ont**
27 **procédé à un délestage cyclique de charge afin d'éviter le**
28 **déclenchement du transformateur T2 qui était en alarme de**
29 **haute température à cause du niveau de surcharge. Au**
30 **total, 4357 clients (incluant plusieurs clients industriels)**

1 ont été délestés pour une durée moyenne de 34 minutes.
2 Les 5 artères qui ont été délestées à tour de rôle avaient
3 en moyenne une charge de 7 MW.

4 **Des Sources 315-25 kV**

5 ➤ 20 décembre 2004: Vers 16h30m, les exploitants du poste
6 ont procédé à un délestage cyclique de charge afin d'éviter
7 le déclenchement de la barre B22 qui était rendue à 98% de
8 sa capacité maximale. Au total, 15082 clients ont été
9 délestés pour une durée moyenne de 11 minutes. Les 3
10 artères qui ont été délestées à tour de rôle avaient en
11 moyenne une charge de 21 MW. Vers 17h55m, les
12 exploitants du poste ont procédé à un deuxième délestage
13 cyclique de charge afin d'éviter le déclenchement de la
14 barre B21 qui était rendue à 99% de sa capacité maximale.
15 Au total, 41978 clients ont été délestés pour une durée
16 moyenne de 10 minutes. Les 4 artères qui ont été délestées
17 à tour de rôle avaient en moyenne une charge de 22 MW.

18 Le Transporteur présente ci-après les situations de surcharge qui
19 sont survenues aux postes Laurent 120-25kV et Des Sources 315-
20 25kV et qui ont résulté en perte de charge:

21 **Laurent 120-25 kV**

22 ➤ 15 juin 2001: Le transformateur T3 a déclenché par
23 protection de gaz. Cet événement a eu pour conséquence
24 de créer une surcharge du transformateur T2, soit 51
25 secondes plus tard. Ce deuxième déclenchement a eu pour
26 conséquence de créer la perte de 25 MW pendant 6
27 secondes et 73 MW pendant 34 minutes.

- 1 ➤ **9 décembre 2002: Le transformateur T7 a déclenché par**
2 **protection de surintensité. Suite à cet événement, soit 4**
3 **secondes plus tard, le transformateur T8 a déclenché par**
4 **surintensité dû à la surcharge après la reprise des charges**
5 **du T7. Les conséquences de cet événement sont la perte**
6 **de charge de 113 MW pour une durée de 28 minutes.**
- 7 ➤ **27 juin 2005: Transfert de charge de 23 MVA vers le poste**
8 **Reed et Des sources en urgence afin d'éviter un délestage**
9 **cyclique durant les journées de canicule entre 11h et 18h.**
10 **Des canons à neige sont installés près des**
11 **transformateurs pour les refroidir, en cas de besoin.**
- 12 **Enfin, le Transporteur souligne les événements suivants**
13 **survenus en exploitation normale:**
- 14 ➤ **21 juin 2005: alarme de température (surcharge) sur le T1**
15 ➤ **27 juin 2005: alarme de température (surcharge) sur le T1**
16 ➤ **27 juin 2005: alarme de température (surcharge) sur le T2**
17 ➤ **27 juin 2005: alarme de température (surcharge) sur le T3**
18 ➤ **28 juin 2005: alarme de température (surcharge) sur le T1**
19 ➤ **29 juin 2005: alarme de température (surcharge) sur le T1**
20 ➤ **04 juillet 2005: alarme de température (surcharge) sur le T1**
21 ➤ **05 juillet 2005: alarme de température (surcharge) sur le T1**
22 ➤ **11 juillet 2005: alarme de température (surcharge) sur le T1**
23

1 **plans de contingence ont été élaborés pour ces postes, dont les**
2 **détails sont énumérés ci-contre.**

3 **Il est à noter que les solutions recommandées dans ces plans de**
4 **contingence sont des actions à prendre lors de situation**
5 **d'urgence seulement et qu'elles sont basées sur des situations**
6 **de simple contingence. Les transferts proposés sont des**
7 **canevas de travail de base pour permettre d'équilibrer les**
8 **charges entre les lignes en cas de surcharges et peuvent être**
9 **révisés en fonction des conditions particulières au moment de**
10 **leur application.**

11 **Plans de contingence pour le poste Laurent :**

12 **12 kV : Le plan de contingence sert à pallier au dépassement de**
13 **la capacité ferme du poste et consiste à faire des transferts de**
14 **charge sur les postes avoisinants via les attaches qui sont**
15 **présentement sur le réseau. Ces postes sont Dorval 12 kV et**
16 **Reed 12 kV. Les coûts associés à ces transferts sont de l'ordre**
17 **de 15 000\$ et sont absorbés à même les frais d'exploitation du**
18 **réseau.**

19 **25 kV : Le poste Laurent 25 kV est présentement en dépassement**
20 **de capacité et voici les plans de contingence qui sont en**
21 **application pour pallier à ce dépassement jusqu'à ce que les**
22 **travaux visés par la présente demande soient réalisés :**

- 23 ➤ **Via le réseau existant, le Distributeur transfère, en été, une**
24 **portion de la charge sur les postes avoisinants. Ces**
25 **postes sont Des Sources 25 kV et Reed 25 kV. Ce plan de**
26 **contingence est actuellement en vigueur du 1^{er} juin au 30**
27 **août 2005 (pointe estivale) et le sera les étés subséquents**
28 **jusqu'à ce que les travaux liés à la présente demande**

1 soient réalisés. Les coûts associés à ces transferts sont
2 de l'ordre de quelques milliers de dollars et sont absorbés
3 à même les frais d'exploitation du réseau;

4 ➤ Le Transporteur envisage aussi de faire un projet d'environ
5 750k \$ afin de permettre un transfert de charge permanent
6 du poste Laurent 25 kV vers le poste Reed 25 kV. Étant
7 donné la forte croissance de ce secteur de Montréal, il ne
8 serait pas surprenant que ce projet soit mis à exécution
9 avant l'arrivée du nouveau poste Saraguay 25 kV. Ce
10 projet n'est pas prévu dans le scénario B.

11 Plan de contingence pour le poste Des Sources 25 kV :

12 Étant donné la situation géographique du poste Des Sources, de
13 la vaste superficie et de l'imposante charge alimentée (le poste
14 Des Sources est le plus imposant de la province), la seule avenue
15 envisageable est de faire des transferts vers les postes
16 avoisinants, soit Baie d'Urfé 25 kV, Laurent 25 kV et Reed 25 kV.
17 Or, seulement quelques lignes déjà fortement chargées
18 s'attachent au poste Des Sources 25 kV. Les transferts possibles
19 sont donc très limités (moins de 10 MVA). En situation de
20 contingence, après les quelques transferts possibles réalisés, un
21 scénario de délestage cyclique des clients de ce poste est
22 envisageable mais non souhaitable et permettrait de passer à
23 travers les pointes hivernales à venir.

24 Les coûts présentés dans cette réponse sont des coûts
25 actualisés pour l'année 2006.

26 Enfin, les coûts des plans de contingence ne sont jamais pris en
27 compte dans l'analyse des scénarios parce qu'ils sont peu
28 dispendieux (en milliers de \$) par rapport aux coûts des projets

1 **(en millions de \$). De plus, les solutions décrites aux plans de**
2 **contingence ne sont utilisées qu'en situation d'urgence et en**
3 **conséquence, s'il n'y a pas d'urgence, les transferts de charge**
4 **prévus aux plans de contingence ne seront pas effectués et**
5 **aucun coût n'aura alors été encouru.**

6 **5.2** Veuillez indiquer si les plans de contingence dont il est question dans
7 les deux références sont les mêmes.

8 **R5.2** **Oui, il s'agit des mêmes plans de contingence.**

9 **6. Références :** i) Pièce HQT- 4, document 1, pages 10 à 12
10 ii) Pièce HQT- 6, document 1, page 5

11 **Préambule :**

12 La Régie observe des différences au niveau des coûts du projet présentés
13 aux références (i) et (ii). Par ailleurs, la pièce citée en référence (i) expose en
14 détail les solutions envisagées, avec des coûts actualisés en dollars de 2002,
15 tandis que la pièce citée en référence (ii) détaille les coûts associés au projet
16 en dollars de réalisation, avec plus de précision.

17 **Demande :**

18 **6.1** Veuillez expliquer et justifier les écarts entre le coût du projet
19 (40 918 k\$) utilisé dans le scénario B (référence (i)) et le coût ventilé à
20 la référence (ii) (38 855,9 k\$).

21 **R6.1** **Le coût de réalisation de la nouvelle section 315-25 kV au poste**
22 **Saraguay avancé dans le scénario B (40 918 k\$) est un coût**
23 **paramétrique basé sur une date de mise en service en 2009. En**
24 **ramenant cette date de mise en service à 2008 avec une**
25 **répartition des coûts de 2005 à 2008, le coût paramétrique du**
26 **projet n'est plus de 40 918 k\$ mais de 39 938 k\$. Dans**
27 **la référence (ii) (38 855,9 k\$), il s'agit du coût de réalisation du**
28 **projet et sa date de mise en service est 2008.**