



R-3986-2016

**DEMANDE D'APPROBATION DU
PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026 DU DISTRIBUTEUR**

PREUVE DE L'ACEF DE QUÉBEC

Préparée par

Paul Paquin,

Analyste

Déposée le 5 avril 2017

Introduction

Tel qu'annoncé dans sa demande d'intervention et conformément à la décision D2017-006, l'ACEF de Québec traitera des critères de fiabilité et de la capacité des interconnexions dans le contexte de l'évaluation en puissance des marchés de court terme. Le mémoire comprend les trois sections suivantes :

- 1- Critère de conception du réseau de transport
- 2- Contribution en puissance des marchés de court terme
- 3- Critère de fiabilité en énergie. (Cette section a été retirée suite à la décision D-2017-038)

1. Critère de conception du réseau de transport

1.1 Définition du critère

Le Distributeur mentionne que *le réseau de transport est conçu pour être en mesure d'acheminer des besoins prévus par le scénario de demande de référence en y ajoutant 4000 MW.*¹

De plus, dans un dossier antérieur, le Distributeur précise que cette valeur de 4000 MW correspond à *l'impact de l'aléa global (climatique et prévisionnel) sur les besoins en puissance à la pointe, lorsque deux écarts types sont considérés.*²

En considérant les besoins en puissance prévus³ l'ACEF de Québec évalue que cette augmentation de 4000 MW correspond à une augmentation de 10.6% pour l'année 2016-2017 et à 10,0% pour l'année 2025-2026.

1

B-0006, page 27

2

R-3648-2007, HQD-1, document 1, page 27

3

B-0006, page 19

En réponse à une demande de renseignements de l'ACEF de Québec, le Distributeur précise que ce critère répond aux exigences du NPCC dont l'une des exigences est l'évaluation de la fiabilité du système de transport à la pointe du réseau en considérant un scénario de demande en puissance extrême.⁴

À la page 7 de la référence mentionnée par le Distributeur à la réponse 1.2⁵ de l'ACEF de Québec, il est cependant à préciser que les critères du NPCC s'appliquent au « bulk power system », ce qui correspond au réseau principal du Transporteur.

On doit donc comprendre que le critère d'augmenter les besoins de 4000 MW concerne uniquement les équipements constituant le **réseau de transport BULK** d'Hydro-Québec lequel est défini comme suit ⁶:

- *L'ensemble des installations à 735 kV, lignes et postes (haute et basse tension, sauf la barre à 120 kV du poste du Grand-Brûlé et celle à 161 kV du poste de Chibougamau) ;*
- *Les postes de transport aux centrales La Grande-2, La Grande-2-A, La Grande-3, La Grande-4 et à la centrale des Churchill Falls ;*
- *Les équipements suivants servant aux interconnexions :*
 - o *Les équipements à courant alternatif des postes convertisseurs de Radisson, de la Nicolet, Des Cantons et de Châteauguay de même que la ligne bipolaire à 450 kV à courant continu qui relie les postes de Radisson et de la Nicolet à la frontière américaine ;*

4

B-0031, page 4

5

IBID

6

R-3498-2002, HQT-2, document 1, Annexe D, page 67 ou page 175 des documents En liasse

- o *Le réseau à 120 kV Beauharnois - Châteauguay et le réseau à 230 kV reliant la centrale de Beauharnois au réseau électrique de l'Ontario ;*
 - o *La ligne à 765 kV Châteauguay - Massena (circuit #7040) ;*
- *Les éléments des postes aux centrales et des postes des réseaux régionaux éloignés des postes à 735 kV pour lesquels les études techniques illustrent un impact.*

Par ailleurs, au tableau 2 de la référence déjà citée, le NPCC définit la condition extrême de la demande comme étant « Peak load conditions resulting from extreme weather »

Il apparaît donc que l'exigence du NPCC concerne uniquement le facteur climatique, alors que le critère défini par le Distributeur inclut également un aléa de deux écarts types sur les besoins prévus. Selon l'ACEF de Québec, il revient au Distributeur de justifier cette inclusion d'un aléa de deux écarts types sur la demande prévue.

En effet, la prise en compte du seul aléa climatique de deux écarts types aurait comme résultat de réduire la valeur du critère relatif à l'augmentation des besoins et ainsi de réduire l'impact de l'application de ce critère. Il est à souligner que la probabilité de dépassement de deux écarts types pour l'aléa climatique est cohérente avec la probabilité de 2% relatif au critère de gestion concernant l'état des réserves et de la fiabilité énergétique appliqué par Hydro-Québec Production⁷.

Ainsi, en se basant sur les valeurs de l'écart type climatique présentées par le Distributeur⁸, le critère de conception du réseau de transport impliquerait une augmentation des besoins de 3060 MW en 2016-2017 et de 3140 MW à partir de 2019-2020.

7

B-029, page 27

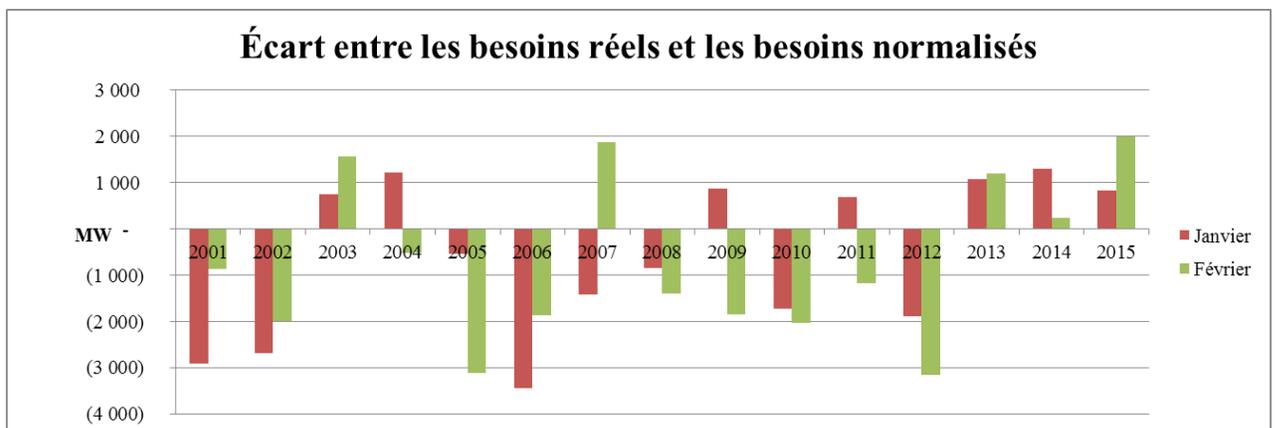
8

B-0006, page 14

À titre illustratif, l'ACEF de Québec présente ci-dessous un tableau et une figure montrant un historique des besoins réels et des besoins normalisés pour les mois de janvier et de février, ainsi que l'écart entre ces besoins sur la période 2001-2015⁹.

Tableau xx : Historique des besoins réels et normalisés de la charge locale pour les mois de janvier et février

	Charge locale (MW)		Écart		Charge locale (MW)		Écart
	réel	normalisé	Réel - normalisé		réel	normalisé	Réel - normalisé
2001				2009			
janvier	29 287	32 211	(2 924)	janvier	36 415	35 551	864
février	29 271	30 150	(879)	février	32 442	34 295	(1 853)
2002				2010			
janvier	29 558	32 244	(2 686)	janvier	34 208	35 939	(1 731)
février	28 856	30 857	(2 001)	février	32 526	34 560	(2 034)
2003				2011			
janvier	34 487	33 735	752	janvier	37 384	36 709	675
février	33 648	32 074	1 574	février	33 981	35 149	(1 168)
2004				2012			
janvier	35 514	34 295	1 219	janvier	35 035	36 926	(1 891)
février	31 889	32 406	(517)	février	31 794	34 945	(3 151)
2005				2013			
janvier	34 429	34 974	(545)	janvier	38 394	37 322	1 072
février	30 202	33 329	(3 127)	février	36 109	34 906	1 203
2006				2014			
janvier	31 926	35 374	(3 448)	janvier	38 746	37 443	1 303
février	31 908	33 774	(1 866)	février	35 299	35 072	227
2007				2015			
janvier	33 568	34 980	(1 412)	janvier	38 451	37 615	836
février	35 460	33 585	1 875	février	37 420	35 420	2 000
2008							
janvier	34 760	35 615	(855)				
février	32 518	33 923	(1 405)				



L'intervenante constate que sur la période considérée, l'écart entre les besoins réels et les besoins normalisés est généralement négatif. L'impact climatique positif maximal est survenu en février 2015 et a été de 2000 MW. Il est à noter que cet impact n'est pas survenu à la pointe de 2015 puisque que cette pointe s'est produite en janvier.

À partir de ces considérations l'ACEF de Québec recommande à la Régie de fixer le critère de conception du réseau de transport à une augmentation des besoins correspondant à deux écarts types de l'aléa climatique seulement. Selon l'intervenante, cette proposition respecte les exigences du NPCC et permet de réduire l'impact de l'application de ce critère.

1.2 Application du critère

En réponse à une demande de renseignements de l'ACEF de Québec relativement à l'application du critère de conception du réseau de transport, le Distributeur identifie les ressources qui permettent de combler l'augmentation des besoins de 4000 MW. Il mentionne¹⁰ :

Afin de répondre à l'augmentation de la charge, les critères de conception du réseau du Transporteur prévoient l'utilisation des moyens suivants :

- *la puissance interruptible (contrats spéciaux) située au nord ;*
- *les contrats d'achat avec Rio Tinto Alcan ;*
- *la centrale thermique disponible à Bécancour ;*
- *la puissance interruptible (contrats spéciaux) située au sud ;*
- *les interconnexions, jusqu'à un maximum de 1 000 MW ;*
- *l'électricité interruptible située au sud.*

10

L'ACEF de Québec constate que les moyens identifiés consistent à réduire les besoins en utilisant la puissance et l'électricité interruptible, et à utiliser des ressources supplémentaires localisées près des points de charge, ce qui permet de minimiser les impacts sur le réseau de transport principal, notamment sur les lignes à 735 kV.

Les ressources identifiées ne sont pas quantifiées par le Distributeur, mais à partir des informations disponibles, l'ACEF de Québec évalue que les contrats d'achats avec Rio Tinto Alcan constituent une composante importante de ces ressources, soit 1235 MW, comme le montre le tableau ci-dessous.

Tableau 1 : Augmentation des besoins de 4000 MW : Bilan

	400
Augmentation des besoins	0 MW
Ressources	
la puissance interruptible (contrats spéciaux) située au nord *	358 MW
la puissance interruptible (contrats spéciaux) située au sud *	
la centrale thermique disponible à Bécancour **	411 MW
	100
les interconnexions, jusqu'à un maximum de 1 000 MW	0 MW
l'électricité interruptible située au sud. *	996 MW
	276
Total	5 MW
	123
évaluation de la contribution de RTA	5 MW
* B-029, page 35	
** Rapport annuel d'Hydro-Québec, page 100	

Selon l'ACEF de Québec, il s'agit d'un apport important qui doit être pris en considération dans l'évaluation de la contribution en puissance des marchés de court terme comme cela est présenté à la section 2

Par ailleurs, en réponse à une demande de renseignements de l'ACEF de Québec, le Distributeur mentionne :

Le Transporteur dimensionne son réseau de façon à ce que le réseau augmenté de 4 000 MW, avec tous ses équipements en service, puisse subir, sans interruption de service, des événements sévères dont la probabilité d'occurrence, bien que faible, demeure assez élevée pour qu'il faille s'en prémunir (c.-à-d. un défaut entraînant la perte d'équipements).¹¹

De plus, lors de la détermination initiale du critère de conception du réseau de transport correspondant à une demande prévue + 4000 MW, le Distributeur mentionne :

Au niveau des réseaux régionaux, le Distributeur a demandé que cette pointe exceptionnelle de 4000 MW soit traduite par un accroissement de 117 % de la charge planifiée de chaque poste satellite. Le Transporteur entend également appliquer ce nouveau critère en comptant sur la disponibilité de tous ses équipements.¹²

Étant donné que l'augmentation des besoins de 4000 MW est appliquée en augmentant la charge de pointe (excluant les clients de grande puissance) uniformément sur tout le réseau¹³, il faut donc comprendre que la vérification de la capacité ferme des transformateurs des postes de transport (critère n-1) doit prendre en considération une demande d'environ 17% plus élevée que celle prévue au scénario moyen de la prévision des besoins. **Il apparaît nécessaire que cette compréhension soit validée ou infirmée lors des audiences.**

1.3 Impact de l'application du critère

11

B-0031, page 6

12

R-3550-2004, HQD-5, document 1, page 69

13

B-0031, page 5, demande 1.6

Concernant l'impact de l'application du critère de conception du réseau de transport sur les investissements requis, le Distributeur mentionne :

La condition de réseau exceptionnelle +4 000 MW ne demande pas d'investissements additionnels sur la période du Plan.

Cependant, lors de la détermination initiale du critère de conception du réseau de transport correspondant à une demande prévue + 4000 MW, le Distributeur a évalué qu'il fallait ajouter environ 1600 MVAR de condensateurs shunt, pour hausser la capacité de transport du réseau principal¹⁴. Puis, au dossier subséquent du plan des approvisionnements, il mentionne :

En 2004, Hydro-Québec TransÉnergie a entrepris les démarches et les projets permettant la mise à niveau requise pour assurer la conformité au critère de conception. Ces projets ont permis de rehausser la fiabilité du réseau de transport en ajoutant un nombre limité de batteries de condensateurs shunt. Dorénavant, les coûts assumés pour maintenir ce niveau de fiabilité sont imputés aux nouvelles ressources intégrées et pour lesquelles un service de transport ferme est demandé.¹⁵(notre soulignement)

L'ACEF de Québec comprend qu'il n'est pas possible d'identifier les coûts associés à l'application du critère de conception du réseau de transport puisque ceux-ci sont imputés aux nouvelles ressources intégrées et pour lesquelles un service de transport ferme est demandé.

Selon l'ACEF de Québec, cela ne signifie pas qu'il n'y a pas de coût associé à l'application du critère et des explications supplémentaires devront être fournies lors des audiences.

14

R3550-2004, HQD-3, document 3, page 45

15

R-3648-2007, HQD-1, document 1, page 27

2. Contribution en puissance des marchés de court terme

Lors du dernier dossier relatif au plan des approvisionnements (R3864-2013), le Distributeur évaluait à 1500 MW la contribution en puissance des marchés. À cet effet, il mentionnait

L'évaluation de la contribution des marchés de court terme prend en considération la marge de manœuvre dont dispose la zone d'équilibrage du Québec, ainsi que les approvisionnements potentiels provenant des marchés voisins. Le Distributeur considère que, mises en commun, les ressources des fournisseurs situés dans la zone d'équilibrage du Transporteur sont susceptibles d'assurer une portion de ses besoins d'approvisionnements de court terme en puissance. De plus, outre le potentiel de 1 100 MW identifié sur le marché de New York, le Distributeur considère que la mise en commun des autres marchés constitue désormais un bassin d'approvisionnements potentiels comportant les caractéristiques d'un marché compétitif qui lui est accessible. Par conséquent, le Distributeur ajoute une contribution des marchés de court terme de 400 MW au bilan de puissance, portant le potentiel à 1 500 MW.¹⁶

Dans sa décision D-2014-205 relative à ce dossier, la Régie a retenu la valeur de 1 500 MW pour la contribution des marchés de court terme en puissance tout en incitant le Distributeur à poursuivre ses travaux en vue d'augmenter cette valeur. Elle mentionne en effet :

[161] Pour le moment, la Régie est satisfaite des résultats obtenus par le Distributeur pour la contribution des marchés de court terme. Cependant, elle lui demande de poursuivre ses travaux afin d'augmenter la valeur de cette contribution puisque le potentiel pourrait être plus important que 1500 MW.

16

[162] La Régie demande au Distributeur de lui présenter, dans le cadre de son prochain plan d'approvisionnement, le résultat de ses démarches.¹⁷

Dans le dossier actuel, le Distributeur prend en considération les conditions suivantes :

- *l'existence d'un marché de puissance ;*
- *la capacité effective des interconnexions pour acheminer la puissance ;*
- *la présence de contreparties disposant de capacités de puissance à commercialiser et accessibles au Distributeur.¹⁸*

Et conclut :

En conséquence, le Distributeur suppose, à des fins de planification, que les marchés de court terme pourraient contribuer pour un maximum de 1 100 MW provenant principalement du marché de New York, ce qui correspond à la capacité des interconnexions en mode import.¹⁹

L'ACEF de Québec constate donc qu'au lieu d'augmenter la contribution des marchés de court terme, les actions du Distributeur ont eu pour effet de diminuer cette contribution. Celle-ci correspond uniquement à la capacité des interconnexions avec le marché de New York, même si le Distributeur mentionne que des approvisionnements peuvent provenir du Québec. En réponse à une demande de l'ACEF de Québec il mentionne :

Le Distributeur établit à 1 100 MW la contribution potentielle des marchés de court terme. Celle-ci est basée entre autres sur l'évaluation de la capacité des interconnexions et la disponibilité estimée des approvisionnements en puissance. Bien que le marché de référence utilisé soit celui de New York, les

17

D-2014-205, page 40

18

B-0006, page 23

19

B-0006, page 23

approvisionnement en puissance acquis par le Distributeur peuvent provenir d'autres marchés, dont celui du Québec.²⁰ (notre soulignement)

Selon l'ACEF de Québec, le Distributeur sous-estime la contribution en puissance des marchés de court terme, notamment la contribution du marché du Québec. En effet, en réponse à une demande de renseignements de l'ACEF de Québec, le Distributeur a confirmé qu'il prend en considération la marge de manœuvre de la zone d'équilibrage du Québec.²¹

Comme précisé à la section 3.3.2 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0006), la contribution des marchés de court terme au bilan de puissance prend en considération la marge de manœuvre de la zone d'équilibrage du Québec et des approvisionnements potentiels en provenance des marchés voisins. Le potentiel inclut donc implicitement des quantités qui pourraient être rendues disponibles par le Producteur. (notre soulignement)

Le tableau ci-dessous reprend les informations fournies par le Distributeur²² en y ajoutant la marge de manœuvre de HQP²³ et la valeur des contrats d'achat avec Rio Tinto Alcan estimée à la section 1.2

20

B-0031, page 15

21

B-0031, page 18, réponse 13.2

22

B-0009, page 52

23

B-0029, page 31 : la différence entre la réserve disponible et la réserve requise

Capacité d'importation effective à la pointe du réseau induant la zone de contrôle du Québec	
	MW
Énergie La Lièvre - (MATI +MAFA)	263
Énergie La Lièvre - (MAHO)	0
Labrador - (LAB)	265
Nouveau-Brunswick - (NB) *	785
Nouvelle-Angleterre - Highgate (HIGH)	0
Nouvelle-Angleterre - Radisson-Sandy-Pond (NE)	0
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100
New York - Châteauguay (MASS)	1 000
Ontario - Beauharnois (LAW) **	280
Ontario - Chat Falls (Q4C)	0
Ontario - Kipawa (OTTO)	0
Ontario - Outaouais (ON) **	1 250
Marge de manoeuvre de HQP ***	689
Contrats d'achat avec Rio Tinto Alcan	1 235
TOTAL	5 867
* Évaluation valide à court terme	
** Sous réserve des règles de priorité de l'IESO.	
*** B-029, Page 31	

Comme le montre le tableau, la capacité totale s'élève à 5 867 MW.

On peut également évaluer que, même en excluant les restrictions mentionnées par le Distributeur concernant les interconnexions avec l'Ontario et le Nouveau-Brunswick, la disponibilité totale de puissance pour des achats de court terme est de 3552 MW, soit une valeur beaucoup plus élevée que la valeur de 1 100 MW retenue par le Distributeur pour la contribution en puissance des marchés de court terme.

Considérant l'ampleur de la capacité disponible sur les marchés de court terme lorsque le marché québécois est pris en considération, l'ACEF de Québec recommande à la Régie de ne pas retenir la valeur de 1100 MW comme contribution en puissance des marchés de court terme.

Il est également à noter qu'en réponse aux demandes de renseignements de l'ACEF de Québec concernant les possibilités offertes par le réseau Énergie La Lièvre, le Labrador

et l'Ontario le Distributeur n'a fourni que des explications vagues qui ne démontrent pas qu'il a poursuivi ses travaux afin d'augmenter la valeur de la contribution des marchés de court terme, comme le demande la Régie dans la décision D-2014-205 citée plus haut.

Dans le cas du réseau Énergie La Lièvre, il mentionne :

Le Distributeur établit à 1 100 MW la contribution potentielle des marchés de court terme. Celle-ci est basée entre autres sur l'évaluation de la capacité des interconnexions et la disponibilité estimée des approvisionnements en puissance. Bien que le marché de référence utilisé soit celui de New York, les approvisionnements en puissance acquis par le Distributeur peuvent provenir d'autres marchés, dont celui du Québec.²⁴

Dans le cas du Labrador, il mentionne que la conclusion de convention nécessite un intérêt des deux parties²⁵, sans indiquer s'il a pris des initiatives pour en venir à un accord.

Dans le cas de l'Ontario, le Distributeur mentionne qu'il *serait ouvert à considérer la contribution en puissance d'une ressource dans la mesure où le fournisseur peut faire la démonstration de la fermeté de ses livraisons par l'obtention d'une accréditation auprès de l'IESO²⁶*, mais il n'indique pas s'il a pris une initiative pour avoir accès à de la puissance en provenance de l'Ontario.

Selon l'intervenante le Distributeur n'a pas démontré qu'il a pris des initiatives pour augmenter la contribution des marchés de court terme, notamment concernant le marché québécois. En conséquence, elle recommande à la Régie de réitérer sa demande de poursuivre ses travaux afin d'augmenter la valeur de cette contribution.

24

B-0031, page 15

25

B-0031, page 16

26

B-0031, page 17