

**Q U É B E C**

**NO : R-4110-2019**

## **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN  
D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DU  
DISTRIBUTEUR**

---

**HYDRO-QUÉBEC**  
(ci-après le « Distributeur »)

Demanderesse

et

**L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES  
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS  
D'ÉLECTRICITÉ**  
(ci-après « AQCIE »)

et

**LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE  
DU QUÉBEC**  
(ci-après « CIFQ »)

Intervenants

---

**MÉMOIRE AMENDÉ DE L'AQCIE ET DU CIFQ**

**(Version confidentielle)**

---

---

## TABLE DES MATIÈRES

1. Impact des moyens de gestion de la puissance sur la facture des services de transport de la charge locale .....	3
1.1. Contexte .....	3
1.2. Impact potentiel des mesures de gestion de la demande .....	4
2. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur .....	6
2.1. Contexte .....	6
2.2. Disponibilité d'énergie annuelle des marchés de court terme .....	6
2.3. Disponibilité d'énergie au Québec .....	8
3. Critère de fiabilité en puissance .....	10
3.1. Historique .....	10
3.2. Impact d'une contribution de 1 100 MW ou de 1 500 MW .....	12
3.3. Contribution du marché de New York .....	14
3.4. Contribution de la zone de réglage du Québec .....	16
4. Critère de conception du réseau de transport .....	19
4.1. Contexte .....	19
4.2. Impact de l'application du critère .....	20
5. Hilo .....	21
5.1. Contexte .....	21
5.2. La rémunération d'Hilo .....	22
5.2.1. Rémunération pour le service GDP .....	23
5.2.2. Rémunération pour les Autres services .....	25
5.3. Comparaison avec les autres mesures de gestion de la puissance .....	27

## 1. IMPACT DES MOYENS DE GESTION DE LA PUISSANCE SUR LA FACTURE DES SERVICES DE TRANSPORT DE LA CHARGE LOCALE

### 1.1. Contexte

Comme cela a été mentionné dans un dossier antérieur, le « *tarif de transport en \$/kW est établi en prenant en considération les revenus requis résiduels du Transporteur (après considération des revenus tirés du transport de point à point de court terme) et ses besoins totaux, et c'est à partir de ce tarif que la facture des services de transport de la charge locale est déterminée. Elle est calculée en multipliant le tarif par les besoins exprimés du Distributeur* ». <sup>1</sup>

Ainsi par exemple, pour l'année 2020, les revenus annuels du Transporteur concernant la charge locale sont 3 021,9 M\$, soit le tarif annuel du Transporteur multiplié par les besoins des services de transport du Distributeur (78,06 \$/kW/an x 38 712 MW x 1 000 = 3 021,9 M\$<sup>2</sup>).

Il est nécessaire de s'assurer que le montant payé par le Distributeur correspond à ses besoins réels de transport. Cela est nécessaire autant pour l'établissement du tarif du Transporteur que pour le calcul du montant de la facture que devra payer le Distributeur et, en bout de piste, les vrais clients, soit les consommateurs d'électricité du Québec.

À cet égard, dans un dossier antérieur, en réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ, le Distributeur mentionne qu'il fournit au Transporteur la prévision des besoins de l'ensemble des clients et que les besoins indiqués sont ceux prévus avant réduction pour les mesures de gestion de la demande en puissance<sup>3</sup>.

En réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ de confirmer que « *les interventions en gestion de la demande ont pour effet de réduire les besoins à la source et ainsi de réduire la sollicitation du réseau de transport de la même quantité de puissance* », le Transporteur mentionne <sup>4</sup>:

*« Il est exact qu'une diminution de la demande à la source pourrait permettre de réduire également la pression sur les réseaux de transport et de distribution et, à plus long terme, les investissements requis sur ces réseaux.*

*Toutefois, la quantification de l'impact d'une telle réduction à la source en matière de besoins de transport est un exercice délicat à réaliser. Cette relation est tributaire de plusieurs facteurs. Ces derniers ont été exposés à la section 3.2 de la pièce HQD-4, document 4 (B-0032).*

*Parmi ces facteurs, on peut par exemple invoquer la coïncidence entre la pointe d'un poste et la pointe en matière d'approvisionnement. Ainsi, si la pointe d'un poste ne coïncide pas avec la pointe du réseau (donc, avec le*

---

<sup>1</sup> R-4057-2018, C-AQCIE-CIFQ-15, page 2

<sup>2</sup> R-4096-2019, B-0161, page 7

<sup>3</sup> R-4057-2018, B-0068, page 16

<sup>4</sup> B-0042, pages 3 et 4

*moment au cours duquel un moyen de GDP sera sollicité), l'appel de ce moyen de GDP aura peu ou pas d'impact sur les besoins de ce poste.*

*Le Distributeur et le Transporteur ont amorcé des travaux afin d'analyser de façon plus poussée l'impact de différents moyens de GDP sur les besoins du réseau. Ces travaux contribueront notamment à l'élaboration d'une stratégie permettant de mieux tenir compte de l'apport des moyens de GDP dans la projection des besoins des réseaux de transport et de distribution et dans la planification des investissements de ces réseaux. »*

À la pièce B-0032 mentionnée dans cet extrait, les éléments indiqués par le Distributeur sont la flexibilité et la fiabilité des mesures, la coïncidence de l'impact des mesures avec la pointe du réseau, ainsi que le contrôle du déplacement de la charge. Pour la coïncidence avec la pointe, le « *Transporteur et le Distributeur suggèrent que l'application d'un facteur de 80 % au coût évité de transport permet de refléter raisonnablement l'absence de coïncidence parfaite entre les pointes des différents postes* »<sup>5</sup>.

L'AQCIE et le CIFQ comprennent que le Distributeur confirme que les mesures de gestion de la demande ont un impact sur le réseau de transport, ce qui devrait réduire les investissements du Transporteur. Cependant, le Transporteur et le Distributeur ne sont pas en mesure de quantifier cet impact pour le moment. À cet égard, des travaux ont été amorcés, mais le Distributeur n'en précise pas l'échéancier.

**Étant donné l'impact que peut avoir la prise en compte des coûts évités de transport et de distribution dans l'analyse de la rentabilité des projets, les intervenants recommandent à la Régie d'exiger que le Distributeur fixe un échéancier afin que les résultats puissent être utilisés à court terme.**

## **1.2. Impact potentiel des mesures de gestion de la demande**

À partir des données du dossier tarifaire du Transporteur<sup>6</sup> et du bilan de puissance du Distributeur<sup>7</sup>, l'AQCIE et le CIFQ ont préparé le tableau suivant qui montre l'impact d'une diminution des besoins du Distributeur de 1 309 MW due aux mesures de gestion de la demande en puissance.

---

<sup>5</sup> B-0032, page 9

<sup>6</sup> R-4096-2019, B-0161, page 6

<sup>7</sup> B-0019, page 19

**Tableau AQCIE-CIFQ 1 : Évaluation du tarif de transport  
et de la facture de la charge locale**

Données utilisées par le Transporteur <sup>8</sup>			Diminution de	1309	MW
Charge locale	38 712	MW		37 403	MW
Point à point	4 662	MW		4 662	MW
Total	43 374	MW		42 065	MW
Revenus requis 2020	3 385,8	M\$		3 385,8	M\$
Tarif de transport	78,06	\$/kW		80,49	\$/kW
Facture charge locale	3 021,88	M\$		3 010,56	M\$
			<b>Impact</b>	<b>(11,32)</b>	<b>M\$</b>

On peut constater qu'une diminution des besoins correspondant aux mesures de gestion de la demande en puissance de 1 309 MW pour l'hiver 2019-2020 a un impact à la hausse sur le tarif de transport, mais permet de diminuer la facture de la charge locale de 11,2 M\$.

En supposant une coïncidence à la pointe de 80%, comme le suggèrent le transporteur et le Distributeur, la diminution des besoins serait de 1 047 MW et la diminution de la facture serait de 9,0 M\$.

**Étant donné que les mesures de gestion de la puissance contribuent à réduire les besoins à la source, ce qui permet de réduire les investissements requis sur le réseau de transport, l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'exiger que le Distributeur tienne compte de cette réduction lorsqu'il fournit au Transporteur ses besoins de transport.**

**Pour prendre en compte le fait que les résultats des travaux amorcés ne sont pas encore disponibles, les intervenants recommandent de considérer pour le moment 80% de la réduction prévue pour les mesures de gestion de la puissance.**

La prise en compte de la réduction de la facture de transport permet de justifier l'utilisation des coûts évités de transport dans les analyses économiques des mesures de gestion de la pointe.

Il ne serait ni cohérent ni équitable que le Distributeur, d'une part, prenne en considération les coûts évités de transport dans la détermination du prix des mesures de gestion et, d'autre part, paie le Transporteur pour des équipements qui ne seront pas nécessaires à la charge locale en raison de l'implantation de ces mesures.

<sup>8</sup> R-4096-2019, B-0161, page 6

## 2. CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

### 2.1. Contexte

Le Distributeur propose de modifier son critère de fiabilité en énergie concernant les achats d'énergie sur les marchés voisins en en faisant passer la valeur de 5 TWh à 6 TWh.

Il propose la formulation suivante<sup>9</sup> :

*« Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 6 TWh par année. »*

Il ajoute que la hausse de 1 TWh est établie « sur la base de la capacité historique d'achat en énergie auprès des marchés voisins, pour 90 % des heures de l'hiver ».

### 2.2. Disponibilité d'énergie annuelle des marchés de court terme

En réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ de fournir les volumes pouvant être acquis annuellement en provenance des marchés voisins, le Distributeur mentionne<sup>10</sup> :

*« Considérant que les besoins du Distributeur sont concentrés principalement en période hivernale, la dépendance maximale envers les marchés voisins pertinente aux fins de l'établissement du critère en fiabilité en énergie est celle durant cette période. L'information sur les volumes d'énergie, qui pourraient être acquis hors de cette période, n'est pas pertinente puisque, en planification, les contrats d'approvisionnement existants suffisent à répondre annuellement à la demande en électricité. »*

Cette affirmation du Distributeur est différente de celle fournie au tableau produit par lui montrant le bilan en énergie sur la période du Plan où il est indiqué qu'il faut des approvisionnements de long terme à partir de l'année 2027. Le tableau est reproduit ci-dessous<sup>11</sup>.

---

<sup>9</sup> B-0009, page 25

<sup>10</sup> B-0042, page 18

<sup>11</sup> B-0009, page 17

**TABLEAU 3.1 :  
BILAN D'ÉNERGIE**

En TWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>BESOINS</b>	<b>190,6</b>	<b>194,3</b>	<b>197,0</b>	<b>198,2</b>	<b>199,6</b>	<b>199,3</b>	<b>197,4</b>	<b>196,8</b>	<b>198,2</b>	<b>197,9</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>										
<b>Approvisionnement planifiés</b>										
Électricité patrimoniale utilisée	172,6	174,9	176,4	176,8	177,7	177,1	175,7	177,3	178,5	178,3
Base et cyclable - HQP	3,5	3,6	3,8	3,9	3,9	4,0	3,9	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,4	0,8	0,9	1,0	0,3	-	-	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,6	3,0	3,0	3,1	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
<b>Énergie additionnelle requise</b>										
Achats sur les marchés de court terme	0,4	0,8	1,3	1,7	2,2	3,0	3,0	3,7	3,9	4,1
• Dont achats en hiver	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0	2,7	2,8	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	-	-	0,7	2,1	2,6
<i>Surplus (électricité patrimoniale inutilisée)</i>	<i>6,3</i>	<i>3,9</i>	<i>2,5</i>	<i>2,0</i>	<i>1,2</i>	<i>1,7</i>	<i>3,1</i>	<i>1,5</i>	<i>0,4</i>	<i>0,6</i>

L'analyse de ce tableau permet de constater qu'à partir de l'année 2027 le Distributeur prévoit des achats de court terme de 3 TWh en hiver et aussi des approvisionnements de long terme de 0,7 TWh pour satisfaire la totalité des besoins additionnels requis.

[La mise à jour du bilan d'énergie présentée à l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, ne modifie pas substantiellement le besoin de nouveaux approvisionnements de long terme. Ceux-ci demeurent requis en 2027, mais pour 0,4 TWh.<sup>12</sup>](#)

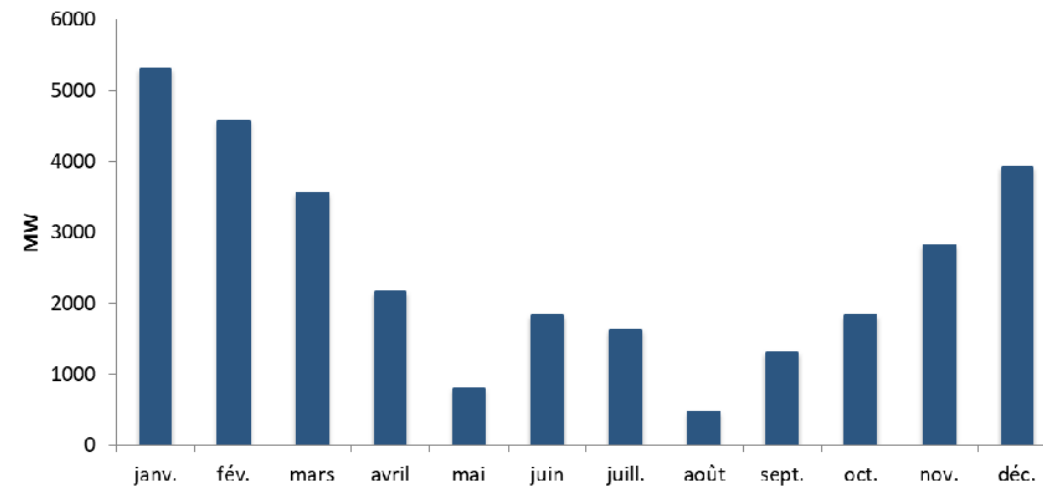
Selon la compréhension de l'AQCIE et du CIFQ, ces approvisionnements de long terme sont requis pour combler des besoins en énergie pour les mois autres que les mois d'hiver.

D'ailleurs le graphique suivant fourni par le Distributeur en réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ<sup>13</sup> montre des besoins importants pour les mois d'avril à novembre.

<sup>12</sup> B-0102, page 21

<sup>13</sup> B-0042, page 4

**FIGURE R-18.3 :**  
**VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS,**  
**SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME POUR L'ANNÉE 2029**



Par ailleurs, dans un dossier antérieur, le Distributeur a évalué qu'en tenant compte des contraintes de marché les marchés hors Québec pouvaient fournir annuellement 20 TWh<sup>14</sup>.

Cette évaluation pourrait éventuellement être mise à jour, mais selon les intervenants il est raisonnable de considérer qu'il y a une disponibilité non négligeable d'énergie sur les marchés de court terme hors Québec en dehors de la période hivernale.

**Ainsi, le critère de fiabilité en énergie du Distributeur devrait prendre en considération la disponibilité d'énergie en provenance des marchés de court terme hors Québec pour les mois en dehors de la période hivernale. L'AQCIE et le CIFQ recommandent que la disponibilité de cette énergie soit considérée dans le bilan en énergie du Distributeur.**

En effet, les achats de court terme devraient avoir priorité sur les approvisionnements de long terme puisque les prix des approvisionnements de long terme sont nettement supérieurs à ceux de court terme<sup>15</sup>.

### **2.3. Disponibilité d'énergie au Québec**

Le critère de fiabilité en énergie fixant à 6 TWh la quantité d'énergie disponible sur le marché de court terme, ne prend pas en considération la disponibilité d'énergie sur le marché du Québec. Or une telle disponibilité existe.

<sup>14</sup> R-3740-2001, HQD4, document 1, page 30

<sup>15</sup> B-0042, page 37



En effet, selon l'information fournie par le Distributeur<sup>16</sup>, en se basant sur un historique 1943-2018, les apports hydrauliques nets permettent une production annuelle de 212,1 TWh.

L'information montrée au tableau du bilan en énergie reproduit plus haut, permet d'évaluer l'ensemble des approvisionnements planifiés du Producteur envers le Distributeur sur la période 2020-2029.

Le tableau ci-dessous, préparé par l'AQCIE et le CIFQ, présente la disponibilité d'énergie du Producteur, soit la différence entre les apports annuels moyens et les approvisionnements planifiés du Producteur envers le Distributeur.

**Tableau AQCIE-CIFQ 2 : Énergie disponible du Producteur**

	Énergie disponible de HQP nette des approvisionnements envers le Distributeur									
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
Apports nets	212,1	212,1	212,1	212,1	212,1	212,1	212,1	212,1	212,1	212,1
Approvisionnements planifiés de HQP	176,3	179,1	181,2	181,8	182,8	181,6	179,8	178,3	178,7	178,5
<b>Énergie disponible</b>	<b>35,8</b>	<b>33</b>	<b>30,9</b>	<b>30,3</b>	<b>29,3</b>	<b>30,5</b>	<b>32,3</b>	<b>33,8</b>	<b>33,4</b>	<b>33,6</b>

Il reste donc une disponibilité d'énergie qui varie entre 29,3 TWh et 35,8 TWh pour des ventes sur les marchés.

Ainsi, même en tenant compte du contrat d'exportation de 9,45 TWh vers la Nouvelle Angleterre dont les modalités concernant le transport font présentement l'objet d'une demande d'approbation<sup>17</sup>, il reste une quantité importante d'énergie pour des ventes sur le marché de court terme.

Par ailleurs, le tableau suivant, préparé par l'AQCIE et le CIFQ, présente la proportion des achats d'énergie du Distributeur en provenance de HQP sur les marchés de court terme. Il s'agit de l'ensemble des transactions bilatérales et de l'ensemble des transactions sur les bourses d'énergie effectuées par le Distributeur<sup>18</sup>.

<sup>16</sup> B-0009, page 28

<sup>17</sup> R-4112-2019, B-0026, page 20

<sup>18</sup> Suivis des plans d'approvisionnement (Autres suivis, Suivi sommaire des activités d'achats du Distributeur) et, pour l'année 2019, Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 L.R.É., pages 12 et 14

**Tableau AQCIE-CIFQ 3 : Achats d'énergie du Distributeur sur la période 2014-2019**

	Achats d'énergie du Distributeur sur la période 2014-2019						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Achats HQP	1 342 413	1 907 646	14 400	242 772	423 975	1 425 550	5 356 756
Achats totaux	2 675 037	2 995 808	115 171	504 916	798 383	1 804 485	8 893 800
<b>Proportion achats de HQP</b>	<b>50,2%</b>	<b>63,7%</b>	<b>12,5%</b>	<b>48,1%</b>	<b>53,1%</b>	<b>79,0%</b>	<b>60,2%</b>

On peut constater que sur la période 2014-2019, 60,2% de l'énergie achetée sur les marchés de court terme par le Distributeur par le biais de transactions bilatérales et de transactions sur les marchés provient de HQP. Il est également à noter que pour l'année 2019, la proportion est de 79%.

Selon l'AQCIE et le CIFQ, le critère de fiabilité en énergie devrait prendre en considération non seulement la disponibilité d'énergie sur les marchés hors Québec, mais également la disponibilité d'énergie sur le marché du Québec. En ne considérant pas cette possibilité le Distributeur devra contracter des achats pour des approvisionnements de long terme à un prix supérieur à celui des achats sur les marchés de court terme.

**En conséquence, l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'exiger que le Distributeur prenne en considération la disponibilité d'énergie sur le marché du Québec pour ses achats de court terme. Considérant l'énergie disponible du Producteur sur la période du Plan et reconnaissant la possibilité que le Producteur prenne d'autres engagements envers des réseaux voisins, l'AQCIE et le CIFQ sont d'avis que cette contribution devrait s'élever à plus de 10 TWh.**

### **3. CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE**

Pour ses achats de puissance, le Distributeur évalue la contribution des marchés de court terme à 1 100 MW. Il mentionne :

*« La contribution maximale est évaluée à 1 100 MW, en provenance des marchés de New York et de la zone de réglage du Québec. »<sup>19</sup>*

#### **3.1. Historique**

Lors d'un dossier antérieur relatif au plan d'approvisionnement 2014-2023 (R-3864-2013), le Distributeur évalue la contribution en puissance des marchés à 1 500 MW en considérant

<sup>19</sup> B-0009, page 20

1 100 MW en provenance du marché de New York et la marge de manœuvre dont dispose la zone d'équilibrage du Québec. Il mentionne :

*« 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. »<sup>20</sup>*

Cependant dans le dernier dossier relatif au Plan d'approvisionnement (R-3986-2016), le Distributeur propose de réduire la contribution à 1 100 MW « *provenant principalement du marché de New York, ce qui correspond à la capacité des interconnexions en mode import* »<sup>21</sup>.

En réponse à une demande de renseignements, cette information est précisée par le Distributeur qui mentionne prendre en considération la marge de manœuvre du Québec<sup>22</sup>.

*« (...) 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. »*

Dans le dossier actuel, le Distributeur mentionne également qu'il considère un certain apport de la zone de réglage du Québec, mais sans la quantifier. En effet, en réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ, il mentionne :<sup>23</sup>

*« Le Distributeur ne peut confirmer la compréhension de l'intervenant. En effet, même si la capacité de transit et le montant des réservations de transport en provenance du marché de New York correspondent à 1 100 MW, le Distributeur évalue que le potentiel commercialement réalisable est inférieur à 1 100 MW provenant de ce marché. Ainsi, pour établir le potentiel de la contribution des marchés de court terme du bilan en puissance (référence (i)), le Distributeur considère également la puissance disponible en provenance de la zone de réglage du Québec. »*

---

<sup>20</sup> R-3864-2013, B-0005, page 29

<sup>21</sup> R-3986-2016, B-0006, page 23

<sup>22</sup> R-3986-2016, B-0031, page 18

<sup>23</sup> B-0042, page 24

### 3.2. Impact d'une contribution de 1 100 MW ou de 1 500 MW

Selon le bilan en puissance fourni par le Distributeur en réponse à une demande de la Régie<sup>24</sup>, le fait de considérer une contribution en puissance de seulement 1 100 MW rend nécessaire de prévoir des approvisionnements en puissance de long terme à partir de l'hiver 2024-2025.

En fixant la contribution en puissance des marchés de court terme à 1 500 MW, le besoin des approvisionnements de long terme serait reporté en 2026-2027.

Étant donnée la différence de coût unitaire de puissance sur les marchés de court terme et sur les approvisionnements de long terme, l'impact est significatif.

Le tableau suivant présente l'impact d'une contribution en puissance des marchés de court terme de 1 500 MW par rapport à une contribution de 1 100 MW.

**Tableau AQCIE-CIFQ 4 : Impact d'une augmentation de la contribution en puissance des marchés de court terme à 1500 MW**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Prix marchés court terme (\$/kW) <sup>1</sup>	20,00	20,40	20,81	21,22	21,65	22,08	22,52	22,97	23,43	23,90	
Prix approvisionnements long terme (\$/kW) <sup>1</sup>	115,00	117,30	119,65	122,04	124,48	126,97	129,51	132,10	134,74	137,44	
Note 1 : B-0032, page 6											
	Contribution des marchés de court terme de 1 100 MW										
Approvisionnements totaux (MW)	500	750	1 050	1 100	1 100	1 200	1 400	1 800	2 700	3 050	
Contribution des marchés de court terme (MW)	500	750	1 050	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	
Approvisionnement de long terme (MW)	-	-	-	-	-	100	300	700	1 600	1 950	
Coûts court terme (M\$)	10,0	15,3	21,8	23,3	23,8	24,3	24,8	25,3	25,8	26,3	
Coût long terme (M\$)	-	-	-	-	-	12,7	38,9	92,5	215,6	268,0	
<b>Coût total (M\$)</b>	<b>10,0</b>	<b>15,3</b>	<b>21,8</b>	<b>23,3</b>	<b>23,8</b>	<b>37,0</b>	<b>63,6</b>	<b>117,7</b>	<b>241,4</b>	<b>294,3</b>	<b>848</b>
	Contribution des marchés de court terme de 1 500 MW										
Approvisionnements totaux (MW)	500	750	1 050	1 100	1 100	1 200	1 400	1 800	2 700	3 050	
Contribution des marchés de court terme (MW)	500	750	1 050	1 100	1 100	1 200	1 400	1 500	1 500	1 500	
Approvisionnement de long terme (MW)	-	-	-	-	-	-	-	300	1 200	1 550	
Coûts court terme (M\$)	10,0	15,3	21,8	23,3	23,8	26,5	31,5	34,5	35,1	35,9	
Coût long terme (M\$)	-	-	-	-	-	-	-	39,6	161,7	213,0	
<b>Coût total (M\$)</b>	<b>10,0</b>	<b>15,3</b>	<b>21,8</b>	<b>23,3</b>	<b>23,8</b>	<b>26,5</b>	<b>31,5</b>	<b>74,1</b>	<b>196,8</b>	<b>248,9</b>	<b>672</b>

Sur la période du Plan l'impact est de 176 M\$ et l'écart se matérialise à partir de l'hiver 2024-2025.

Par ailleurs, en réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ, le Distributeur fournit le tableau suivant qui montre le détail du coût des approvisionnements en puissance.<sup>25</sup>

<sup>24</sup> B-0024, page 19

<sup>25</sup> B-0042, page 39

**TABLEAU R-20.5 :  
DÉTAIL DU COÛT DES APPROVISIONNEMENTS EN PUISSANCE**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Approvisionnement en puissance</b>										
Quantité totale (MW)	1 598	1 934	2 410	2 593	2 720	2 975	3 318	3 509	4 268	4 576
Prix (\$/kW-hiver)	14,57	12,01	11,81	13,01	15,45	21,73	35,28	49,61	65,53	71,34
Coûts (M\$)	23,3	23,2	28,5	33,8	42,0	64,6	117,0	174,1	279,7	326,5

On peut constater que le coût unitaire augmente rapidement à partir de l'année 2025.

À cet égard, le Distributeur précise qu'à « *partir de 2025, la croissance des prix unitaires est particulièrement marquée en raison de l'apparition de besoins requis en puissance de long terme.* »<sup>26</sup>

Étant donné l'importance de la mise à jour du bilan de puissance déposé le 25 février 2021<sup>27</sup> concernant notamment l'apparition des besoins d'approvisionnements de long terme, les intervenants ont réévalué l'impact d'une augmentation de la contribution en puissance des marchés de court terme à 1500 MW. Les résultats présentés au tableau ci-dessous montrent un écart moins élevé (90 M\$), dû au report des besoins d'approvisionnements de long terme à l'hiver 2027-2028.

**Tableau AQCIE-CIFQ 4A : Impact d'une augmentation  
de la contribution en puissance des marchés de court terme à 1500 MW**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Prix marchés court terme (\$/kW) <sup>1</sup>	20,00	20,40	20,81	21,22	21,65	22,08	22,52	22,97	23,43	23,90	
Prix approvisionnements long terme (\$/kW) <sup>1</sup>	115,00	117,30	119,65	122,04	124,48	126,97	129,51	132,10	134,74	137,44	
Note 1 : B-0032, page 6											
	Contribution des marchés de court terme de 1 100 MW										
Approvisionnement totaux (MW)	-	350	600	650	750	850	700	1 100	2 500	2 950	
Contribution des marchés de court terme (MW)	-	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100	
Approvisionnement de long terme (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	1 400	1 850	
Coûts court terme (M\$)	-	7,1	12,5	13,8	16,2	18,8	15,8	25,3	25,8	26,3	
Coût long terme (M\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	188,6	254,3	
<b>Coût total (M\$)</b>	-	<b>7,1</b>	<b>12,5</b>	<b>13,8</b>	<b>16,2</b>	<b>18,8</b>	<b>15,8</b>	<b>25,3</b>	<b>214,4</b>	<b>280,5</b>	<b>604</b>
	Contribution des marchés de court terme de 1 500 MW										
Approvisionnement totaux (MW)	-	350	600	650	750	850	700	1 100	2 500	2 950	
Contribution des marchés de court terme (MW)	-	350	600	650	750	850	700	1 100	1 500	1 500	
Approvisionnement de long terme (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	1 000	1 450	
Coûts court terme (M\$)	-	7,1	12,5	13,8	16,2	18,8	15,8	25,3	35,1	35,9	
Coût long terme (M\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	134,7	199,3	
<b>Coût total (M\$)</b>	-	<b>7,1</b>	<b>12,5</b>	<b>13,8</b>	<b>16,2</b>	<b>18,8</b>	<b>15,8</b>	<b>25,3</b>	<b>169,9</b>	<b>235,1</b>	<b>514</b>

<sup>26</sup> IBID

<sup>27</sup> B-0114, page 5

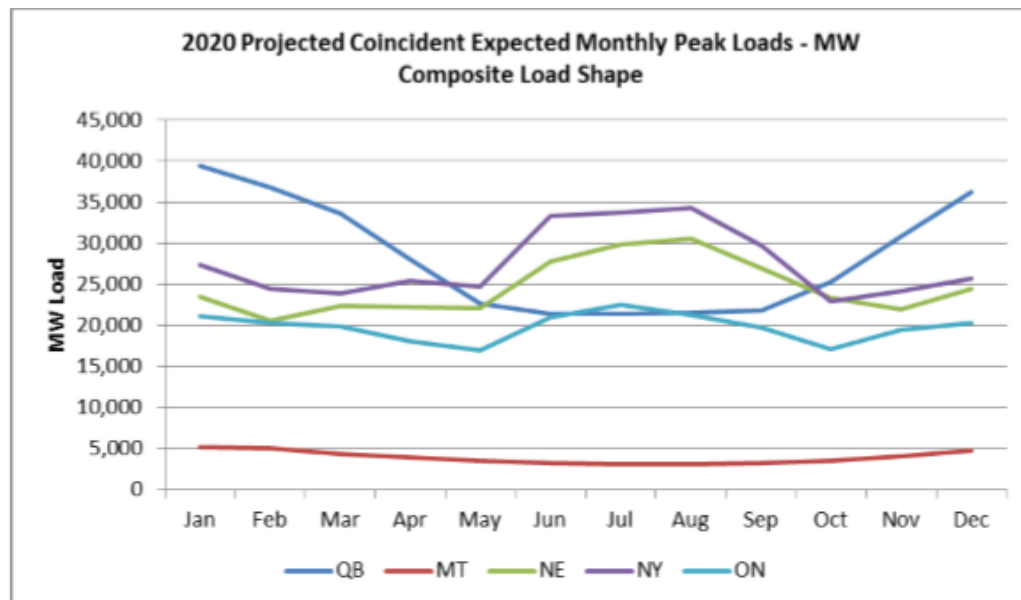
Étant donné que les approvisionnements de long terme dépendent de la hauteur de la contribution des marchés de court terme, il est nécessaire de s'assurer que le Distributeur utilise au maximum les possibilités des marchés de court terme qu'il évalue à 1 100 MW. Or, selon les intervenants, il ne paraît pas justifié de ne considérer qu'une contribution totale de 1 100 MW.

### 3.3. Contribution du marché de New York

Comme mentionné plus haut, le Distributeur indique que la « *capacité de transit et le montant des réservations de transport en provenance du marché de New York correspondent à 1 100 MW, mais il évalue que le potentiel commercialement réalisable est inférieur à 1 100 MW.* »

L'AQCIE et le CIFQ constatent que, selon le Distributeur, la contrainte ne serait pas le transport, mais la capacité de la zone de réglage de New York.

À cet égard, l'AQCIE et le CIFQ présentent la figure suivante qui présente le profil prévu des besoins des membres du NPCC pour l'année 2020<sup>28</sup>.



**Figure 2 (b) - 2020 Forecast Monthly Peak Loads for NPCC Areas**

Pour le réseau de New York, on peut constater que la demande de pointe se produit au mois d'août (environ 34 000 MW) et que la demande de pointe du Québec se produit au mois de janvier (près de 40 000 MW). On peut également constater qu'en janvier, la demande du

<sup>28</sup> NPCC: Review of Interconnection Assistance Reliability Benefits, December 31, 2015, page 15

réseau de New York est d'environ 27 000 MW, soit 7 000 MW de moins que la demande de pointe.

Le tableau suivant présente les ressources des membres du NPCC au moment de la demande de pointe de chacun des réseaux<sup>29</sup>. Plus particulièrement, pour le réseau de New York, on peut constater des ressources disponibles de 38 811 MW :

**Table 3 (b)**  
**NPCC Capacity and Load Assumptions for Peak Month 2020 - MW**  
**“As Is”**

	Q (Jan) <sup>1</sup>	MT (Jan)	NE (Aug)	NY (Aug)	ON (Jul)
Assumed Capacity	42,092	7,622	31,395	38,811	27,531
Purchase/Sale	931	0	-5	2,225	0
Peak Load	39,447	5,231	30,575	34,310	22,524
Reserve (%)	13	51	14	23	25
Scheduled Maintenance	(1)	47	0	291	529

En supposant que les ressources disponibles du réseau de New York au moment de la pointe sont aussi disponibles au mois de janvier, il y a une capacité inutilisée de 11 811 MW (38 810 – 27 000).

Il est possible que la totalité des 11 811 MW ne soit pas disponibles en janvier, mais il est raisonnable de considérer qu'au moins une faible partie de celle-ci, soit 1 100 MW, pourrait être acquise par le Distributeur pour combler une partie de ses besoins de pointe. Cela correspond à moins de 10% de la capacité théoriquement disponible.

L'AQCIE et le CIFQ soulignent que le Transporteur a réalisé des investissements importants supportés par ses clients pour rendre son réseau conforme aux normes et critères des réseaux voisins, en vue de permettre à tous les participants d'en retirer des bénéfices. Ainsi, le Producteur peut réaliser des ventes importantes vers les réseaux voisins, et le Distributeur peut également retirer des bénéfices de cette situation notamment dû au fait que ses besoins de pointe ne coïncident pas avec ceux des réseaux voisins, en particulier celui de New York.

La contribution du Distributeur aux investissements mentionnés plus haut a été majeure, et il ne serait pas approprié qu'il décide maintenant de ne pas profiter pleinement de ces bénéfices en considérant que les disponibilités ne sont pas fiables.

De plus, il est pertinent de souligner que le Distributeur contribue à hauteur de 86,1 % au coût des interconnexions. Ainsi, pour l'année 2020, en excluant le coût de service de l'interconnexion de Churchill Falls, sa contribution est de 155,7 M\$ alors que la contribution des clients de point à point n'est que de 25,2 M\$.<sup>30</sup>

<sup>29</sup> NPCC: Review of Interconnection Assistance Reliability Benefits, December 31, 2015, page 16

<sup>30</sup> R-4096-2019, B-0016, page 11

**En conséquence, l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'exiger que le Distributeur considère une contribution de 1 100 MW du marché de New York dans son bilan de puissance.**

### 3.4. Contribution de la zone de réglage du Québec

Tel que mentionné à la pièce B-0042, page 24 citée préalablement, le Distributeur considère que la zone de contrôle du Québec peut également contribuer à la satisfaction des besoins de pointe sur les marchés de court terme. Cependant, il ne quantifie pas cette contribution.

L'AQCIE et le CIFQ reproduisent le tableau qu'ils ont fourni à leur demande de renseignements<sup>31</sup> en ajoutant l'information pour l'hiver 2019-2020 [et 2020-2021](#). Ce tableau montre un historique de la puissance disponible du Producteur en excédent de sa réserve requise<sup>32</sup>.

**Tableau AQCIE-CIFQ 5 : Historique de la puissance disponible du Producteur**

Démonstration de la fiabilité en puissance de HQP.						
Hiver	2015	2016	2017	2018	2019	<a href="#">2020</a>
	2016	2017	2018	2019	2020	<a href="#">2021</a>
	MW	MW	MW	MW	MW	<a href="#">MW</a>
Engagements	36 598	36 813	36 479	36 237	37 090	<a href="#">36 930</a>
Ressources	40 534	40 787	41 471	41 073	41 083	<a href="#">41 125</a>
Réserve disponible	3 936	3 974	4 992	4 836	3 993	<a href="#">4 195</a>
Réserve requise	3 265	3 285	3 315	3 331	3 142	<a href="#">3 115</a>
Puissance disponible	671	689	1 677	1 505	851	<a href="#">1 080</a>

Appelé par l'AQCIE et le CIFQ à justifier pourquoi il ne considère aucune contribution de la zone de réglage du Québec pour une contribution en puissance des marchés de court terme, le Distributeur mentionne<sup>33</sup> :

<sup>31</sup> B-0042, page 24

<sup>32</sup> Suivis des plans d'approvisionnement – ANNEXE C – Démonstration de la fiabilité en puissance de HQP

<sup>33</sup> B-0042, page 25



*« De plus, les marges du tableau AQCIE-CIFQ-1 produit par l'intervenant sont des données historiques. Elles ne permettent pas de déduire les engagements futurs du Producteur sur les marchés limitrophes, la stratégie de commercialisation qu'il préconise pour maximiser son profit ainsi que les marges futures disponibles.*

*Par ailleurs, le Producteur n'a aucune obligation de commercialiser ses surplus de puissance. »*

Il est vrai qu'on ne peut pas prédire avec certitude le comportement du Producteur, mais un historique sur la période 2014-2019 permet de constater que le Producteur est très actif et répond régulièrement aux demandes du Distributeur concernant les achats de court terme à la pointe de la charge locale, comme le montre le tableau ci-dessous<sup>34</sup>.

**Tableau AQCIE-CIFQ 6 : Achats d'énergie de pointe de HQP 2014-2019**

2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
224 900	987 556	14 400	106 000	203 475	53 000	1 589 331

On peut constater que le Producteur est un fournisseur constant du Distributeur, et il n'y a aucune raison de prévoir que la situation pourrait être différente à l'avenir.

Il est vrai également que le Producteur, comme tout autre fournisseur d'ailleurs, « *n'a aucune obligation de commercialiser ses surplus de puissance* ». Mais si on appliquait ce raisonnement, il faudrait considérer qu'aucune capacité n'est disponible, ce qui est contredit par le comportement des marchés.

De plus, le tableau suivant présente un historique de la capacité des clients de point à point sur le réseau de transport lors de la demande de pointe du Distributeur<sup>35</sup>.

**Tableau AQCIE-CIFQ 7 : Transit de point à point à la pointe réelle de la charge locale**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	<a href="#">2020</a>
MW	1301	1785	3730	3319	3046	3344	<a href="#">4633</a>

Étant donné que la plus grande partie des besoins de point à point du Transporteur implique le Producteur<sup>36</sup>, on peut présumer que les capacités indiquées au tableau sont celles du Producteur et on peut constater que celui-ci dispose d'une marge de manœuvre importante lors

<sup>34</sup> Références: États d'avancement du Plan - Autres suivis - Suivi sommaire des activités d'achat du Distributeur et, pour l'année 2019, Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 L.R.É., page 12

<sup>35</sup> Rapports annuels du Transporteur – Statistiques du réseau de transport.

<sup>36</sup> R-4096-2019, B-0014, page 9

de la pointe du réseau du Distributeur. Ainsi, il est raisonnable de prévoir que celui-ci pourrait effectuer des transactions de court terme avec le Producteur pour une partie de cette marge.

**En conséquence, l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de considérer une contribution de la zone de réglage du Québec de 400 MW, ce qui apparaît raisonnable compte tenu de l'historique de la puissance disponible du Producteur montré au tableau AQCIE-CIFQ 5 présenté plus haut.**

Par ailleurs, le bilan de puissance du Distributeur<sup>37</sup> montre une diminution de la contribution en puissance du Producteur de 1000 MW à partir de l'année 2027-2028. Cela est dû à la fin des contrats d'achat d'électricité de base et cyclable (600 MW) et du contrat de Puissance rappelée (400 MW), rendant cette capacité disponible notamment sur le marché québécois. Il est donc raisonnable de considérer que la totalité ou une partie importante de cette capacité pourrait être acquise par le Distributeur sur les marchés de court terme pour ses besoins de pointe.

En conséquence, considérant une hypothèse conservatrice selon laquelle 50% de cette capacité sera accessible au Distributeur, l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de considérer qu'une capacité additionnelle de 500 MW sera disponible à partir de l'année 2027-2028, ce qui porte la contribution totale des marchés de court terme à 2000 MW.

Le tableau ci-dessous reproduit le tableau AQCIE-CIFQ 4A en considérant une contribution de 2000 MW à partir de l'année 2027-2028 :

**Tableau AQCIE-CIFQ 4B : Impact d'une augmentation de la contribution en puissance des marchés de court terme à 2000 MW**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Prix marchés court terme (\$/kW) <sup>1</sup>	20,00	20,40	20,81	21,22	21,65	22,08	22,52	22,97	23,43	23,90	
Prix approvisionnements long terme (\$/kW) <sup>1</sup>	115,00	117,30	119,65	122,04	124,48	126,97	129,51	132,10	134,74	137,44	
Note 1 : B-0032, page 6											
	Contribution des marchés de court terme de 1 100 MW										
Approvisionnements totaux (MW)	-	350	600	650	750	850	700	1 100	2 500	2 950	
Contribution des marchés de court terme (MW)	-	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100	
Approvisionnement de long terme (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	1 400	1 850	
Coûts court terme (M\$)	-	7,1	12,5	13,8	16,2	18,8	15,8	25,3	25,8	26,3	
Coût long terme (M\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	188,6	254,3	
<b>Coût total (M\$)</b>	<b>-</b>	<b>7,1</b>	<b>12,5</b>	<b>13,8</b>	<b>16,2</b>	<b>18,8</b>	<b>15,8</b>	<b>25,3</b>	<b>214,4</b>	<b>280,5</b>	<b>604</b>
	Contribution des marchés de court terme de 2000 MW										
Approvisionnements totaux (MW)	-	350	600	650	750	850	700	1 100	2 500	2 950	
Contribution des marchés de court terme (MW)	-	350	600	650	750	850	700	1 100	2 000	2 000	
Approvisionnement de long terme (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	500	950	
Coûts court terme (M\$)	-	7,1	12,5	13,8	16,2	18,8	15,8	25,3	46,9	47,8	
Coût long terme (M\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	67,4	130,6	
<b>Coût total (M\$)</b>	<b>-</b>	<b>7,1</b>	<b>12,5</b>	<b>13,8</b>	<b>16,2</b>	<b>18,8</b>	<b>15,8</b>	<b>25,3</b>	<b>114,2</b>	<b>178,4</b>	<b>402</b>

L'impact est de 202 M\$.

<sup>37</sup> B-0124, page 12

## 4. CRITÈRE DE CONCEPTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

### 4.1. Contexte

Le Distributeur mentionne que le « *réseau de transport est conçu pour acheminer des besoins prévus correspondant à une pointe supérieure de 4 000 MW à la pointe de charge normale, c'est-à-dire des besoins prévus par le scénario de la demande de référence auxquels 4 000 MW sont ajoutés. Le Distributeur souligne que l'évolution de la situation depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement n'exige aucun changement à l'égard de ce critère* ». <sup>38</sup>

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* ». <sup>39</sup>

Dans sa décision D-2017-140, la Régie se déclare satisfaite « *des explications du Distributeur à l'égard des 4 000 MW découlant de l'application d'un aléa correspondant à deux écarts types pour refléter l'évaluation de la fiabilité du système de transport à la pointe du réseau en considérant un scénario de demande en puissance extrême* ». <sup>40</sup>

Cependant, la Régie demande au Distributeur « *de présenter, lors de l'état d'avancement 2018, une preuve indiquant :*

- *si le Distributeur a déjà observé des besoins réels à la pointe de 4 000 MW qui soient supérieurs aux besoins de pointe prévus;*
- *s'il y a lieu, indiquer le nombre de fois et la date où ces écarts se sont produits, les circonstances qui ont causé chacun de ces écarts et indiquer si ces circonstances peuvent se reproduire et occasionner le même effet.* » <sup>41</sup>

Dans l'État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, le Distributeur répond à cette demande en mentionnant qu'il « *n'a observé aucun cas où l'écart entre les besoins réels à la pointe d'hiver et ceux prévus était de 4 000 MW ou plus. Il ajoute que l'écart maximal observé est de 3 226 MW, soit l'écart entre la pointe réelle du 15 janvier 2004 et la prévision du Plan d'approvisionnement 2002-2011* ». <sup>42</sup>

Par ailleurs, en réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ, le Distributeur présente le tableau suivant qui montre un historique des besoins en puissance à la pointe d'hiver réels et la prévision des besoins inscrits aux plans d'approvisionnement <sup>43</sup>.

---

<sup>38</sup> B-0009, page 33

<sup>39</sup> R-3648-2007, HQD-1, document 1, page 27

<sup>40</sup> D-2017-140, page 66, paragraphe 208

<sup>41</sup> IBID

<sup>42</sup> État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 10

<sup>43</sup> B-0042, page 27

**TABLEAU R-13.2 :**  
**HISTORIQUE DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER RÉELS ET CEUX DES**  
**PRÉVISIONS INSCRITS AUX PLANS D'APPROVISIONNEMENT PASSÉS**

En MW	2001- 2002 <sup>1</sup>	2002- 2003 <sup>1</sup>	2003- 2004 <sup>1</sup>	2004- 2005 <sup>2</sup>	2005- 2006 <sup>2</sup>	2006- 2007 <sup>2</sup>	2007- 2008 <sup>3</sup>	2008- 2009 <sup>3</sup>	2009- 2010 <sup>3</sup>	2010- 2011 <sup>4</sup>	2011- 2012 <sup>4</sup>	2012- 2013 <sup>4</sup>	2013- 2014 <sup>5</sup>	2014- 2015 <sup>5</sup>	2015- 2016 <sup>5</sup>	2016- 2017 <sup>6</sup>	2017- 2018 <sup>6</sup>
Besoins en puissance à la pointe d'hiver réels <sup>7</sup>	29 430	34 568	36 566	34 558	32 889	35 596	34 902	37 152	34 343	37 500	35 140	38 472	38 822	38 522	37 120	36 579	38 184
Prévisions des Plans d'approvisionnement	32 100	32 730	33 340	34 184	35 412	35 674	35 968	36 219	36 851	36 625	37 232	37 613	37 374	37 268	37 607	37 630	37 946
Écart	-2 670	1 838	3 226	374	-2 523	-78	-1 066	933	-2 508	875	-2 092	859	1 448	1 254	-487	-1 051	238

**Notes:**<sup>1</sup> Plan approvisionnement 2002-2011<sup>2</sup> Plan approvisionnement 2005-2014<sup>3</sup> Plan approvisionnement 2008-2017<sup>4</sup> Plan approvisionnement 2011-2020<sup>5</sup> Plan approvisionnement 2014-2023<sup>6</sup> Plan approvisionnement 2017-2026<sup>7</sup> Besoins en puissance réels redressés pour tenir compte des appels au public si nécessaire.

L'AQCIE et le CIFQ constatent que, sur une période de 17 ans, l'écart maximal a en effet été de 3 226 MW, soit une valeur largement inférieure à 4 000 MW.

Par ailleurs, dans un dossier antérieur, le « Distributeur confirme que le critère répond aux exigences du NPCC décrites dans le *Regional Reliability Reference Directory # 1 – Design and Operation of the Bulk Power System* »<sup>44</sup>, et au tableau 2 de cette référence (page 15), 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 « 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 ».

Il en résulte que le critère du Distributeur est plus sévère que celui du NPCC.

Au dossier antérieur du Plan d'approvisionnement, il a été indiqué qu'un aléa climatique d'un écart type sur les besoins en puissance est de 1 570 MW pour la pointe 2019-2020<sup>45</sup>. En considérant que le critère climatique extrême du NPCC correspond à deux écarts types, le critère à retenir serait de 3 140 MW.

**À partir de ces considérations l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de fixer le critère de conception du réseau de transport à une augmentation des besoins correspondant à l'écart maximal observé sur la période 2001-2017, soit 3 226 MW.**

#### **4.2. Impact de l'application du critère**

Il est utile de rappeler que lors de la détermination initiale du critère de conception du réseau de transport correspondant à une demande prévue + 4 000 MW, le Distributeur mentionnait :

<sup>44</sup> R-3986-2016, B-0031, page 4

<sup>45</sup> R-3986-2016, B-0006, page 14

« *Essentiellement le critère de conception vise maintenant à planifier le réseau de transport de manière à acheminer les ressources pour satisfaire la pointe annuelle de la charge locale, plus 4 000 MW. Pour satisfaire à cette exigence d'ici 2006, TransÉnergie a déterminé qu'il était nécessaire d'ajouter environ 1 600 MVAR de condensateurs shunt, pour hausser la capacité de transport du réseau principal, dont 1 200 MVAR seront mis en service durant l'année 2004.* »<sup>46</sup>

Puis, dans un dossier subséquent, 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.* »<sup>47</sup> (Notre soulignement)

On doit comprendre 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 ».

**Cependant, cela ne signifie pas qu'il n'y a pas de coûts associés à l'application du critère et il y a lieu de réduire ces coûts en retenant un critère moins sévère qui soit cohérent avec l'expérience passée.**

## 5. HILO

### 5.1. Contexte

Dans un communiqué de presse daté du 16 octobre 2019, Hydro-Québec lance la marque Hilo :

« *Hydro-Québec lance [la marque Hilo](#), qui offrira des produits et des services personnalisés à ses clients pour gérer leur consommation d'électricité plus intelligemment et plus efficacement.* »<sup>48</sup>

Le 21 octobre 2019<sup>49</sup>, le Distributeur et Services Hilo Inc. signent un contrat concernant un service clé en main de gestion de la demande d'électricité en périodes de pointe adapté aux

---

<sup>46</sup> R3550-2004, HQD-3, document 3, page 45

<sup>47</sup> R-3648-2007, HQD-1, document 1, page 27

<sup>48</sup> [nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/1552/lenergie-devient-intelligente-avec-hilo-nouvelle-marque-dhydro-quebec/?fromSearch=1](https://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/1552/lenergie-devient-intelligente-avec-hilo-nouvelle-marque-dhydro-quebec/?fromSearch=1)

besoins du Distributeur<sup>50</sup>. En réalité, il y a alors signature d'une convention-cadre et d'un contrat de service, qui sont portés en annexe à la pièce B-0042.

Le Distributeur mentionne <sup>51</sup>:

*« En prenant en considération les limites de son périmètre d'activités réglementées et l'effort requis pour un déploiement de masse, il a choisi de mandater l'agrégateur Hilo, une filiale non réglementée en propriété exclusive d'Hydro-Québec, active dans le marché de la Maison intelligente pour développer le marché de la GDP résidentielle au Québec et contribuer à l'équilibre de son bilan de puissance. »*

De plus, concernant l'expertise d'Hilo, il mentionne<sup>52</sup> :

*« Constitué de spécialistes d'expérience en développement de nouveaux produits et d'entreprises technologiques, Hilo détient l'expertise commerciale et technologique pour déployer à grande échelle un service d'installation et de programmation de produits de domotique à la clientèle. La filiale a, de plus, pu bénéficier d'un transfert des connaissances acquises par le Distributeur, par le biais notamment des projets pilotes et des travaux réalisés pour le compte de ce dernier par les chercheurs de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ). Le recours à cet affilié, dédié au déploiement de ce nouveau moyen, permet un développement coordonné de services énergétiques parfaitement adaptés aux besoins du Distributeur afin d'assurer la fiabilité du réseau ainsi que la sécurité et la confidentialité des données. Le Distributeur est confiant que l'ensemble de ces éléments contribuera au succès de ce moyen de gestion de la puissance et justifie le recours à cette filiale. »*

En réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ, il mentionne également que six « ressources du Distributeur ont été transférées à la filiale lors de sa création »<sup>53</sup>.

Il est à noter qu'il s'agit d'un contrat de gré à gré<sup>54</sup> et que le Distributeur n'a pas sollicité de propositions d'autres agrégateurs potentiels<sup>55</sup>.

## **5.2. La rémunération d'Hilo**



<sup>49</sup> B-0042, page 5

<sup>50</sup> B-0017, page 6

<sup>51</sup> B-0017, page 6

<sup>52</sup> IBID

<sup>53</sup> B-0042, page 5

<sup>54</sup> B-0042, page 12

<sup>55</sup> B-0042, page 6

### 5.2.1. Rémunération pour le service GDP

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

---

<sup>56</sup> B-0058, pages 9 et 10, Articles 10.1 et 10.2

<sup>57</sup> B-0057, page 3

<sup>58</sup> B-0032, page 6

<sup>59</sup> B-0032, page 11

<sup>60</sup> IBID

<sup>61</sup> B-0032, page 9

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

---

<sup>62</sup> B-0032, page 10

<sup>63</sup> B-0009, page 27

<sup>64</sup> B-0042, page 28

<sup>65</sup> B-0033, page 23

<sup>66</sup> D-2019-164, page 62





Hydro-Québec Distribution  
 Potentiel technique et technico-économique  
 de gestion de la demande en puissance  
 aux marchés résidentiel, CI et PMI

Tableau 10 : Sommaire du PTÉ résidentiel – évaluation individuelle des mesures – Année 2020

Mesure	Segment	Coût unitaire moyen, actualisé (\$2020/kW)	Coût évité actualisé (\$2020/kW)	PTÉ (MW)
Chauffe-eau résidentiel – Contrôlé par le Distributeur	Résidentiel - 60 gal - usage bas	45,2	71,8	0,1
	Résidentiel - 60 gal - usage élevé	19,5	71,8	0,5
	Résidentiel - 40 gal - usage élevé	21,3	71,8	1,9
	Résidentiel - 40 gal - usage modéré	32,4	71,8	53,3
	Résidentiel - 60 gal - usage modéré	27,7	71,8	54,0
	Résidentiel - 40 gal - usage bas	47,6	71,8	591,5
Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur	Résidentiel - Unifamilial - Plinthes	39,6	92,3	709,8
	Résidentiel - Jumelé/Duplex - Plinthes	74,2	92,3	<0,0
	Résidentiel - Triplex - Centraux	33,0	92,3	0,3
	Résidentiel - Jumelé/Duplex - Centraux	22,0	92,3	1,9
	Résidentiel - Unifamilial - Centraux	20,1	92,3	19,4
	Résidentiel - Triplex - Plinthes	41,4	92,3	31,0
	Résidentiel - Logements - Plinthes	39,2	92,3	455,7

### 5.2.2. Rémunération pour les Autres services

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

---

<sup>68</sup> B-0058, page 6

<sup>69</sup> B-0024, page 48

<sup>70</sup> B-0058, page 13

---

[Redacted text block]

[Redacted text block]

### **5.3. Comparaison avec les autres mesures de gestion de la puissance**

[Redacted text block]

[Redacted text block]

---

<sup>71</sup> B-0024, page 16, référence iv

**TABLEAU R-7.3 :**  
**BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 <sup>er</sup> décembre au 31 mars) En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>BESOINS À LA POINTE</b>	<b>38 777</b>	<b>39 381</b>	<b>39 939</b>	<b>40 292</b>	<b>40 561</b>	<b>40 805</b>	<b>41 008</b>	<b>41 028</b>	<b>41 252</b>	<b>41 487</b>
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 662	3 730	3 817	3 918	4 001	4 058	4 088	4 099	4 126	4 154
<b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>	<b>42 439</b>	<b>43 112</b>	<b>43 756</b>	<b>44 211</b>	<b>44 562</b>	<b>44 863</b>	<b>45 095</b>	<b>45 127</b>	<b>45 378</b>	<b>45 641</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>										
<b>Approvisionnement planifiés</b>										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 925	1 935	1 954	1 945	1 967	1 970	1 926	1 844	1 746
• Éolien <sup>(1)</sup>	1 467	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	257	345	345	345	337	337	337	337	295	241
• Petite hydraulique	103	103	103	122	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande en puissance	1 309	1 465	1 596	1 970	2 317	2 510	2 538	2 592	2 622	2 656
• Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande en puissance	309	465	596	790	1 037	1 090	1 118	1 172	1 202	1 236
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	18	61	61	61	61	43	14	14	14	14
- Tarification dynamique	9	17	26	34	43	52	60	69	77	86
- Hilo	2	57	124	275	428	486	529	574	596	621
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	180	280	420	420	420	420	420
- Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	200	340	340	340	340	340
- Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW	0	0	0	80	80	80	80	80	80	80
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
<b>Puissance additionnelle requise</b>										
Contribution des marchés de court terme	500	750	1 050	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	100	300	700	1 600	1 950

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

<sup>72</sup> Tarifs d'électricité en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2018, page 107

**Tableau AOCIE-CIFQ 8 : Coût de l'utilisation de l'OEI pour la clientèle de grande puissance**

Utilisation des options d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance						
	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020
MW	1032	1113,6	962,9	926,6	910,2	877,8
k\$	19 119,30	15 369,90	12 811,60	14 411,00	12 791,10	11 048,30
\$/kW	18,53	13,80	13,31	15,55	14,05	12,59

Référence: Rapports annuels du Distributeur

TABLEAU R-6.1 :  
MODALITÉS D'HILO

Modalités applicables	Électricité interruptible		Hilo
	Option I	Option II	
Délai du préavis : Jours de semaine Jours de fin de semaine	2 heures 15 h 30 la veille		Avant 17h la veille
Nombre maximal d'interruptions par jour	2	1	2
Délai minimal entre deux interruptions	4 heures	16 heures	7 heures
Nombre maximal d'interruptions par période d'hiver	20	10	30
Durée d'une interruption	4 - 5 heures	4 - 5 heures	4 heures
Durée maximale des interruptions par période d'hiver	100 heures	50 heures	120 heures

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

---

<sup>74</sup> B-0056, page 5

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[75](#)

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Le 6 mai 2021](#)

Paul Paquin  
Pierre Vézina  
Jocelyn B. Allard, analystes en énergie

---

<sup>75</sup> [B-0114, page 4](#)