

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE L'AQCIE ET DU CIFQ AU DISTRIBUTEUR**

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

---

**Besoins de capacité de transport**

**1. Références :** B-0009, page 18

**Préambule :**

À partir des données fournies à la référence, l'AQCIE et le CIFQ présentent le tableau suivant qui montre notamment les besoins en excluant la capacité résultant des interventions en gestion de la demande.

Détermination des approvisionnements requis (MW)										
Hiver (1er décembre au 30 mars)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
En MW	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Besoins à la pointe - incluant la réserve	42 444	43 234	44 013	44 465	44 812	45 107	45 225	45 152	45 402	45 665
Gestion de la demande en puissance	1 316	1 779	2 217	2 491	2 838	2 984	3 003	2 751	2 781	2 815
<b>Besoins à la pointe, excluant la GDP</b>	<b>41 128</b>	<b>41 455</b>	<b>41 796</b>	<b>41 974</b>	<b>41 974</b>	<b>42 123</b>	<b>42 222</b>	<b>42 401</b>	<b>42 621</b>	<b>42 850</b>

Selon l'AQCIE et le CIFQ, 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.

**Demandes :**

- 1.1** Veuillez confirmer la compréhension des intervenants.
- 1.2** Si vous ne la confirmez pas veuillez quantifier et expliquer l'impact, sur la sollicitation du réseau de transport, de la réduction des besoins résultant de l'application des mesures d'intervention en gestion de la puissance.

## Hilo

- 2. Références :** (i) B-0017, page 6  
(ii) <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/1552/lenergie-devient-intelligente-avec-hilo-nouvelle-marque-dhydro-quebec/?fromSearch=1>

### **Préambule :**

La référence (i) mentionne :

*« Pour atteindre cet objectif, le Distributeur a réalisé plusieurs projets pilotes et projets de démonstration dans le passé qui ont confirmé le potentiel de la GDP pour le marché résidentiel et les efforts importants de commercialisation requis pour l'exploiter. 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.*

*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). »  
(Nos soulignements)*

À la référence (ii) le communiqué de presse du 16 octobre 2019 mentionne :

*« 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, en toute simplicité. »*

### **Demande :**

- 2.1** Veuillez préciser la date à laquelle le Distributeur « a choisi de mandater l'agrégateur Hilo, (...) pour développer le marché de la GDP résidentielle au Québec et contribuer à l'équilibre de son bilan de puissance ».

- 2.2 Veuillez indiquer si des personnes au service du Distributeur ont changé d'emploi et travaillent maintenant pour Hilo.
- 2.3 Veuillez indiquer s'il y a un code de conduite ou un code d'éthique régissant les rapports entre le Distributeur et Hilo.
- 2.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a signé une ou des ententes avec Hilo pour les fins du mandat évoqué. S'il y a lieu, veuillez déposer cette ou ces ententes.
- 2.5 Veuillez indiquer si le Distributeur a contacté d'autres agrégateurs aux fins d'un tel mandat.
- 2.5.1. Si oui, veuillez les identifier et justifier le choix de Hilo.
- 2.5.2. Si non, veuillez justifier de retenir Hilo sans connaître les autres possibilités.
- 2.6 Veuillez indiquer les modalités du « *transfert des connaissances acquises par le Distributeur* ».
- 2.7 Veuillez indiquer si Hilo a versé un montant d'argent pour ce transfert de connaissance. Si oui, veuillez spécifier ce montant ainsi que les bases sur lesquelles ce montant a été établi.
- 2.8 Veuillez indiquer si les « *connaissances acquises par le Distributeur* » sont disponibles également pour d'autres agrégateurs.
- 2.9 Veuillez indiquer les coûts encourus par le Distributeur pour « *des projets pilotes et des travaux réalisés pour le compte de ce dernier par les chercheurs de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec* ». Veuillez indiquer si d'autres coûts ont été encourus par le Distributeur pour l'acquisition des connaissances mentionnées à la référence (i). Si oui, veuillez les identifier et les quantifier.

3. **Références :**
- (i) B-0009, page 18
  - (ii) B-0024, page 47
  - (iii) B-0024, page 49
  - (iv) B-0024, page 40

**Préambule :**

La référence (i) présente le Bilan en puissance sur la période du Plan. On y retrouve notamment à la ligne « Hilo » une valeur de la réduction en puissance pour chacune des années du Plan.

La référence (ii) mentionne :

*« Le contrat entre Hilo et le Distributeur couvre une période de 10 ans. Les réductions de puissance présentées au Plan sont des cibles qui seront confirmées annuellement, par un engagement ferme. Pour les raisons mentionnées en réponse à la question 10.6, de l'avis du Distributeur, elles sont réalistes et atteignables. »*

La référence (iii) mentionne :

*« Comme mentionné en réponse à la question 10.18, les engagements de réduction de puissance (MW) que prend Hilo au bénéfice du Distributeur sur une base annuelle sont confirmés avant chaque période d'hiver. Une pénalité sera prévue au contrat si la réduction de puissance pour laquelle Hilo s'est engagée n'est pas atteinte. »*

La référence (iv) mentionne :

*« Enfin, le Distributeur souligne qu'il est confiant de l'atteinte par Hilo des cibles annuelles, lesquelles sont conservatrices pour les premières années du Plan. »*

**Demandes :**

- 3.1** Étant donné que les puissances présentées à la référence (i) sont des cibles et que les engagements seront confirmés annuellement, veuillez expliquer quelles seraient les conséquences d'un engagement différent de la valeur cible pour une année donnée.
- 3.2** Veuillez indiquer comment le Distributeur pourra mesurer la quantité de puissance ayant fait l'objet d'un effacement grâce à Hilo pour une année donnée.
- 3.3** Veuillez préciser la pénalité prévue au contrat si la réduction de puissance pour laquelle Hilo s'est engagée n'est pas atteinte.
- 3.4** Concernant l'information de la référence (iii), veuillez préciser ce que le Distributeur entend par « *les premières années du Plan* ».

**4. Références :** B-0024, pages 47 et 48

**Préambule :**

À la page 47 de la référence, il est mentionné que le « *montant et les modalités de rémunération sont prévus pour la période contractuelle de 10 ans* ».

À la page 48, à la demande de la Régie de « *fournir le coût global prévu pour le Distributeur, pour les 3 premières années du programme Hilo, par kW effacé* », le Distributeur répond notamment que le « *prix est représentatif des coûts évités de long terme* ».

**Demandes :**

- 4.1 Veuillez fournir les coûts évités de long terme qui ont été utilisés pour établir la rémunération de Hilo.
- 4.2 Veuillez préciser si les coûts évités comprennent ceux de transport et de distribution. Veuillez expliquer votre réponse.
- 4.3 Étant donné que les mesures concernent la gestion de la demande en puissance, veuillez indiquer si l'implantation des mesures prévues par Hilo aura un impact sur les revenus du Distributeur. Si oui, veuillez indiquer comment cet impact est pris en considération dans la rémunération de Hilo.

- 5. Références :** (i) B-0024, page 29  
(ii) B-0024, page 48

**Préambule :**

En réponse à une demande de la Régie, le Distributeur mentionne :

*« Le Distributeur rappelle que l'obligation de procéder à un appel d'offres conformément à la procédure prévue à l'article 74.1 de la LRE s'applique pour les contrats d'approvisionnement en électricité requis afin de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. Or, tel n'est pas le cas avec Hilo. Le service offert par cette dernière vise au contraire une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients du Distributeur, permettant ainsi de repousser un appel d'offres pour l'acquisition d'approvisionnements de long terme. Il ne peut*

*donc s'agir d'un « contrat d'approvisionnement en électricité » au sens de la LRÉ. » (Notre soulignement)*

Cependant à la référence (ii), le Distributeur mentionne notamment :

*« Pour le Distributeur, dont les besoins en puissance à approvisionner sont en croissance, Hilo donne accès à un nouveau moyen d'approvisionnement flexible, sûr et parfaitement adapté à ses besoins, auprès d'un bassin de clients non encore exploité par les moyens actuellement disponibles. » (Notre soulignement)*

**Demandes :**

- 5.1 Veuillez indiquer quelle est, selon le Distributeur, la nature juridique du contrat de gré à gré conclu avec l'agrégateur Hilo, ainsi que la nature de l'autorisation requise par la loi.
- 5.2 Veuillez concilier l'affirmation soulignée de la référence(i) avec l'affirmation soulignée de la référence (ii)

**Électricité interruptible**

6. Référence : R-4057-2018, B-0189, pages 118 et 119

**Préambule :**

La section 2 de la référence traite des options d'électricité interruptible pour la clientèle au tarif L, et aux pages 118 et 119 de la référence on retrouve les modalités applicables aux interruptions.

Ces modalités sont présentées au tableau ci-dessous.

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

**Demande :**

**6.1** Veuillez compléter le tableau pour le service offert par Hilo.

**7. Référence :** B-0024, page 37

**Préambule :**

À la référence, le Distributeur mentionne :

*« Le Distributeur confirme que l'ajout de nouveaux moyens de gestion de la demande de puissance, avec notamment Hilo et les moyens additionnels*

*potentiels, permet de compenser la hausse des besoins en puissance et de reporter de deux ans, par rapport à l'état d'avancement 2018, le besoin pour de nouveaux approvisionnements de long terme.*

*De ce fait, le retrait de ces moyens au bilan aurait pour conséquence le devancement du besoin pour un nouvel approvisionnement en puissance.*  
(Notre soulignement)

**Demandes :**

- 7.1** Veuillez confirmer que l'affirmation soulignée s'applique également à l'électricité interruptible, soit qu'une diminution de la capacité *« aurait pour conséquence le devancement du besoin pour un nouvel approvisionnement en puissance »*.
- 7.2** Si vous ne confirmez pas, veuillez expliquer votre réponse

- 8. Références :** (i) B-0009, page 21  
(ii) B-0009, page 18

**Préambule :**

Concernant les moyens additionnels potentiels de GDP, la référence (i) mentionne :

*« Dans le but de maximiser la contribution des moyens de GDP, le Distributeur proposera des modifications à l'option d'électricité interruptible, ainsi qu'aux critères d'admissibilité au programme de GDP Affaires. »*

Le volet Moyens additionnels potentiels comprend donc une composante *« électricité interruptible »* et une composante *« GDP Affaires »*.

Le bilan de puissance présenté à la référence (ii), montre une prévision des Moyens additionnels potentiels. La réduction de puissance prévue ne débute qu'en 2022-2023 (80 MW) et atteint son maximum en 2025-2026 (420 MW).

Par ailleurs, le tableau de la référence (ii) montre également une valeur de 1000 MW sur toute la période pour le volet *« Électricité interruptible »*.



**Demandes :**

- 8.1** Pour le volet Moyens additionnels potentiels, veuillez préciser la puissance afférente à l'« *électricité interruptible* » et la puissance afférente à « *GDP Affaires* ».
- 8.2** Veuillez préciser les modifications que le Distributeur entend proposer à l'option d'électricité interruptible du volet Moyens additionnels potentiels notamment quant aux modalités applicables et à la rémunération.
- 8.3** Veuillez indiquer si ces modifications ont fait l'objet de consultations auprès des clients potentiels. Veuillez expliquer votre réponse.
- 8.4** Veuillez justifier que la réduction du volet Moyens additionnels potentiels ne débute qu'en 2022-2023 alors que le volet Hilo débute dès 2019-2020. Veuillez notamment montrer les avantages du volet Hilo par rapport aux avantages du volet Moyens additionnels potentiels quant aux modalités applicables et à la rémunération du service.

**Fiabilité en énergie**

- 9. Références :**
- (i) B-0009, page 25
  - (ii) B-0021, page 3
  - (iii) B-0009, pages 68 et 69

**Préambule :**

La référence (i) mentionne :

*« Ainsi, le critère de fiabilité serait formulé comme suit :*

*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.*

*Le changement apporté correspond à un rehaussement de 1 TWh de la dépendance maximale envers les marchés voisins. Le volume de 6 TWh est établi sur la base de la capacité historique d'achat en énergie auprès des marchés voisins, pour 90 % des heures de l'hiver, comme présenté au tableau 6.1 de la section 6.*

*Le Distributeur soumet que cette évaluation est prudente, puisque la dépendance maximale envers les marchés voisins correspond à la capacité d'achat du Distributeur en hiver seulement alors que les volumes pouvant être acquis annuellement sont supérieurs. » (Notre soulignement)*

Il apparaît que le critère de fiabilité ne spécifie pas que la dépendance de 6 TWh vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec ne s'applique que pour les heures d'hiver.

Selon la référence (ii), la période d'hiver comprend les mois de décembre à mars.

La référence (iii) présente les caractéristiques mensuelles des approvisionnements additionnels requis, notamment les figures 8.6, 8.7 et 8.8 qui montrent les valeurs horaires maximales en achat, par mois, respectivement pour les années 2020, 2021 et 2022. Il y apparaît que des achats sont prévus en dehors de la période d'hiver. Pour les années ultérieures à 2022, les achats prévus devraient être encore plus importants.

**Demande :**

**9.1** Le Distributeur mentionne que « *la dépendance maximale envers les marchés voisins correspond à la capacité d'achat du Distributeur en hiver seulement* ». Veuillez fournir « *les volumes pouvant être acquis annuellement* » en provenance des marchés voisins.

**10. Référence :** (i) B-0009, page 73  
(ii) B-0009, page 74

**Préambule :**

La référence (i) présente les données historiques relatives aux approvisionnements, dont les « *Approvisionnements de court terme (incluant UCAP)* », ainsi que le coût des « *Approvisionnements de court terme (incluant UCAP) en puissance* ».

La référence (ii) présente les données historiques relatives aux achats de puissance sur les marchés de court terme.

**Demandes :**

**10.1** Veuillez préciser si les données de la référence (ii) correspondent à des achats UCAP.

- 10.2** Pour chacune des années de l'historique de la référence (i), veuillez présenter séparément les approvisionnements de court terme en énergie (GWh) et les approvisionnements en puissance (UCAP, MW).
- 10.3** Pour chacune des années de l'historique de la référence (i), veuillez présenter séparément le coût des approvisionnements de court terme en énergie et le coût des approvisionnements en puissance (UCAP).
- 10.4** Pour chacune des années de l'historique de la référence (i), veuillez fournir la quantité ou la proportion des approvisionnements de court terme qui proviennent des marchés hors Québec en énergie et en puissance.
- 10.5** Pour chacune des années de l'historique de la référence (i), veuillez fournir le coût des approvisionnements de court terme qui proviennent des marchés hors Québec en énergie et en puissance.
- 11. Références :** (i) B-0009, page 43  
(ii) B-0009, pages 45 à 49

**Préambule :**

La référence (i) présente le tableau suivant qui montre notamment la Capacité d'importation en énergie pour 90% des heures de l'hiver.

**TABLEAU 6.1 :**  
**CAPACITÉS D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW)**  
**ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2019 – 2021**

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité de référence <sup>1</sup> (MW)	Capacité maximale en puissance <sup>2</sup>	Capacité d'importation <sup>2</sup> en énergie pour 90% des heures de l'hiver	
			En MW	En GWh
Énergie La Lièvre – (MATI et MAFA)	255 + 99	0	150	392
Labrador – (LAB)	5 150	0	0	0
Nouveau-Brunswick – (NB)	785	0*	0	0
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	170	0	0	0
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	2 000	0	270	705
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100	100	100	261
New York – Châteauguay (MASS)	1 000	1 000	1 000	2 613
Ontario – Beauharnois (LAW)	470	0	180	470
Ontario – Chat Falls (Q4C)	140	0	0	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	110	0	0	0
Ontario – Outaouais (ON)	1 250	0	600	1 568
<b>Total</b>				<b>6 009</b>

1 : Capacité des interconnexions affichée sur le site OASIS du Transporteur

2 : Capacité établie par le Distributeur, compte tenu des limites soulevées dans la section 6.2

\* Évaluation valide à court terme (voir les commentaires de la section 6.2).

Pour expliquer la valeur 0 à partir de l'interconnexion Labrador, le Distributeur mentionne à la page 45 de la référence (ii) :

*« Une capacité de 265 MW provenant de la centrale des Churchill Falls est rendue disponible à Nalcor Energy pour l'alimentation en priorité de la charge du Labrador. Les capacités excédentaires peuvent ensuite être mises en marché. Le Distributeur ne dispose d'aucune convention de transactions avec Nalcor Energy. Or, une telle convention est nécessaire pour conclure des transactions avec une contrepartie. Aucun achat en provenance de ce marché n'est donc possible en ce moment. »*

Pour expliquer la valeur 0 à partir de l'interconnexion Nouveau-Brunswick, le Distributeur mentionne à la page 45 de la référence (ii) :

*« De plus, la capacité d'importer de l'énergie est parfois réduite en raison du transit de la production éolienne sur le réseau interne. La situation est analysée en continu par le Transporteur pour déterminer le niveau d'importation possible pour chaque heure. La mise en service de la ligne Chamouchouane Boût-de-l'île pourrait réduire ou éliminer cette contrainte. Les études du Transporteur en*

*prévision de l'hiver 2019-2020 permettront d'en apprendre davantage et de revoir éventuellement les possibilités d'importation via ce chemin. »*

Le tableau de la référence (i) indique que la capacité d'importation en énergie est de 600 MW pour le chemin Ontario-Outaouais (ON-HQT). À la page 46 de la référence (ii), il est indiqué que la capacité d'importation sur le chemin ON-HQT est de 1 250 MW, et à la page 47 il est mentionné que les 500 MW de puissance découlant de l'entente entre Hydro-Québec et l'IESO pourraient limiter la capacité des interconnexions pour les importations en provenance de l'Ontario. Selon la compréhension de l'AQCIE et du CIFQ, en tenant compte de l'entente de 500 MW, la capacité réduite devrait être de 750 MW.

Concernant l'interconnexion Ontario-Beauharnois (LAW-HQT), le tableau de la référence (i) montre une capacité de 180 MW. Cependant, à la page 47 de la référence (ii), il est mentionné : *« la capacité d'importation en provenance de la centrale Saunders d'OPG, sur l'interconnexion LAW-HQT, est de 470 MW. Par contre, des particularités d'exploitation de l'interconnexion de natures technique et commerciale font qu'à certains moments, les achats du Distributeur sont limités à 250 MW ».*

Concernant l'interconnexion Ontario - Kipawa (OTTO-HQT), le tableau de la référence (i) montre une capacité de 0 MW. Cependant, à la page 46 de la référence (ii), il est mentionné que la capacité d'importation est de 110 MW, en hiver seulement, du poste Otto-Holden.

Concernant l'interconnexion Ontario-Chat Falls HQT-Q4C), le tableau de la référence (i) montre une capacité de 0 MW. Cependant à la page 47 de la référence (ii), il est mentionné : *« De plus, la capacité d'importation disponible au Distributeur en provenance des groupes de la centrale de la Chute-des-Chats appartenant à OPG (chemin Q4C) est d'environ 50 MW. Des particularités d'exploitation de ces groupes font toutefois en sorte qu'ils ne sont pas toujours disponibles au Distributeur ».*

#### **Demandes :**

- 11.1** Veuillez expliquer et justifier de considérer 90% des heures d'hiver pour chacune des interconnexions.
- 11.2** Concernant l'interconnexion Labrador, veuillez indiquer si le Distributeur a manifesté son intérêt à Nalcor Energy afin de conclure une convention de transactions. Veuillez expliquer votre réponse.
- 11.3** Concernant l'interconnexion Nouveau-Brunswick, veuillez indiquer si les études du Transporteur ont permis d'en apprendre davantage et de revoir les possibilités d'importation via ce chemin. Veuillez expliquer votre réponse et, s'il y a lieu, veuillez apporter les corrections nécessaires.

- 11.4** Concernant l'interconnexion Ontario-Outaouais, veuillez expliquer que la capacité est de 600 MW et non de 750 MW.
- 11.5** Concernant l'interconnexion Ontario-Beauharnois, veuillez expliquer que la capacité est de 180 MW et non de 250 MW.
- 11.6** Concernant l'interconnexion Ontario – Kipawa, veuillez expliquer que la capacité est de 0 MW et non de 110 MW.
- 11.7** Concernant l'interconnexion Ontario – Chat Falls, veuillez expliquer que la capacité est de 0 MW et non de 50 MW.

### **Capacité des interconnexions**

- 12. Référence :**
- (i) B-0009, page 18
  - (ii) B-0009, page 43
  - (iii) Suivis des plans d'approvisionnement – ANNEXE C – Démonstration de la fiabilité en puissance de HQP
  - (iv) B-0009, page 74

#### **Préambule :**

La référence (i) présente le tableau 3.2 qui montre le bilan de puissance sur la période du plan d'approvisionnement. On peut constater que la contribution des marchés de court terme atteint un niveau maximum de 1100 MW à la pointe 2024-2025.

La référence (ii) présente le tableau 6.1 qui montre les capacités d'importations au Québec. On peut constater qu'il y a une capacité maximale en puissance uniquement pour l'interconnexion New York (CRT) – Dennison et l'interconnexion New York – Châteauguay, pour une capacité totale de 1100 MW.

L'AQCIE et le CIFQ comprennent que la contribution en puissance des marchés de court terme provient uniquement des marchés hors Québec.

À partir des données présentées à la référence (iii) l'AQCIE et le CIFQ ont réalisé le tableau suivant qui montre un historique de la puissance disponible du Producteur en excédent de sa réserve requise.

Tableau AQCIE-CIFQ 1 : Démonstration de la fiabilité en puissance de HQP

Hiver	2015	2016	2017	2018	2019
	2016	2017	2018	2019	2020
	MW	MW	MW	MW	MW
Engagements	36 598	36 813	36 479	36 237	
Ressources	40 534	40 787	41 471	41 073	
Réserve disponible	3 936	3 974	4 992	4 836	-
Réserve requise	3 265	3 285	3 315	3 331	
Puissance disponible	671	689	1 677	1 505	-

Le tableau montre qu'historiquement les ressources du Producteur excèdent ses engagements, incluant sa réserve de fiabilité.

La référence (iv) présente les « *Données historiques relatives aux achats de puissance sur les marchés de court terme* » qui incluent notamment l'information suivante concernant le potentiel de partage de réserve.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Potentiel de partage de réserve évaluée par le NPCC (MW)	2264/ 2534	1618/ 2440	2157/ 2586	3409/ 4004	3409/ 4004	3409/ 4004	3409/ 4004	2892/ 3747	3402/ 3491	3402/ 3491	3402/ 3491	3402/ 3491

### Demandes :

- 12.1 Veuillez confirmer la compréhension des intervenants que le Distributeur ne considère aucune contribution en puissance de la zone de réglage du Québec pour les marchés de court terme.
- 12.2 Étant donné l'historique de la disponibilité de puissance de HQP présenté au tableau AQCIE-CIFQ 1, veuillez justifier de ne considérer aucune contribution de la zone de réglage du Québec pour une contribution en puissance des marchés de court terme.
- 12.3 Veuillez expliquer à quoi correspondent les deux valeurs du « Potentiel de partage de réserve évaluée par le NPCC ».

### Critères de conception

- 13. Références :**
- (i) D-2017-142, page 66
  - (ii) État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, page 10
  - (iii) Rapport annuel 2004 du Distributeur, HQD-11, document 1, page 4
  - (iv) R-3470-2001, HQD-2, document 1, page 15

#### **Préambule :**

À la référence (i), 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.*

En réponse à cette demande, dans son état d'avancement 2018, le Distributeur mentionne :

*« Pour répondre à cette demande, les prévisions des besoins en puissance du Distributeur incluses dans les six derniers plans d'approvisionnement ont été considérées, couvrant ainsi une période allant de l'hiver 2001-2002 à l'hiver 2017-2018.*

*Le Distributeur 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. 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. » (Notre soulignement)*

La référence (iii) indique que les besoins réguliers du Distributeur lors de la pointe du 15 janvier 2014 ont été de 35 766 MW.

La référence (iv) indique que la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver pour l'hiver 2003-2004 était de 33 390 MW.

Il y a donc une différence de 2 376 MW entre la pointe réelle et la pointe prévue.



**Demandes :**

- 13.1** Veuillez fournir les données qui ont permis d'obtenir l'écart de 3 223 MW mentionné à la référence (ii).
- 13.2** Veuillez fournir les données et l'écart pour chacune des années allant de l'hiver 2001-2002 à l'hiver 2017-2018.

**Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance**

- 14. Référence :** B-0009, pages 58, 60, et 61

**Préambule :**

La référence présente les tableaux 7.3, 7.5 et 7.7 qui montrent notamment les coûts évités actualisés unitaires (\$2020/kW) pour chacune des mesures des secteurs résidentiels, CI, et PMI.

On peut constater des valeurs de coûts évités unitaires très différentes selon les mesures.

Les tableaux montrent également le coût unitaire moyen actualisé des mesures.

**Demandes :**

- 14.1** Veuillez décrire la méthodologie qui a permis d'évaluer le coût évité unitaire de chacune des mesures.
- 14.1.1.** S'il y a lieu, veuillez justifier l'inclusion de coûts évités de transport et de distribution.
- 14.1.2.** S'il y a lieu, veuillez fournir les mêmes tableaux sans les coûts évités de transport et de distribution.
- 14.1.3.** Afin de montrer l'application de la méthodologie, veuillez fournir deux exemples de calcul.

**14.2** Veuillez indiquer ce que comprend le coût unitaire moyen actualisé des mesures. Veuillez indiquer notamment si les revenus perdus du Distributeur sont inclus dans le coût des mesures. Veuillez présenter un exemple d'évaluation de coût unitaire moyen actualisé

**15. Référence :** B-0033, pages 25 et 26

**Préambule :**

À la page 25 de la référence, le Distributeur présente le coût évité en puissance qui a été utilisé pour évaluer le potentiel technico-économique des mesures. A la page 26, le Distributeur présente le tableau 6 qui montre l'annuité pour le coût évité en puissance (\$ 2020/kW-an) selon la durée de vie de la mesure.

**Demande :**

**15.1** Veuillez présenter un exemple de calcul des valeurs de tableau pour une durée de vie des mesures de 1 an et de 10 ans, pour les années 2020, 2025 et 2030.

**16. Référence :** B-0009, pages 58, 60, 61, et 62

**Préambule :**

La référence présente les tableaux 7.4, 7.6, 7.8 et 7.9 qui montrent respectivement le PTÉ regroupé des secteurs résidentiel, CI, PMI, ainsi que le potentiel regroupé des trois secteurs.

Le tableau ci-dessous regroupe le résultat de chaque secteur en un seul tableau.

Tableau AQCIE-CIFQ 2 : PTÉ regroupé

	Secteur résidentiel	Secteur CI	Secteur PMI	Ensemble des secteurs
<b>Année d'analyse</b>	<b>PTÉ (MW)</b>	<b>PTÉ (MW)</b>	<b>PTÉ (MW)</b>	<b>PTÉ (MW)</b>
2020	1 146	1 214 - 1 336	165	980 - 1 054
2025	1 159	1 202 - 1 305	170	339 - 372
2030	1 913	2 210 - 2 393	171	1 276 - 1 443

L'AQCIE et le CIFQ constatent que le PTÉ regroupé des trois secteurs est nettement inférieur au PTÉ du secteur résidentiel et au PTÉ du secteur CI, chacun pris individuellement.

**Demandes :**

- 16.1** Veuillez expliquer le constat de l'AQCIE et du CIFQ.
- 16.2** Veuillez indiquer quel serait l'impact de l'implantation de toutes les mesures du secteur résidentiel sur l'implantation des mesures du secteur CI et des mesures du secteur PMI.

- 17. Références :**
- (i) B-0009, page 21
  - (ii) B-0009, pages 58, 60 et 61
  - (iii) B-0017, page 7
  - (iv) B-0024, pages 47 et 48

**Préambule :**

Concernant les technologies offertes par Hilo, la référence (i) mentionne :

*« Dans un premier temps, les mesures visées reposent essentiellement sur le contrôle de charges de chauffage résidentiel. Un avis favorable du Ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS) ayant été émis en mai 2019, les charges de chauffage de l'eau pourront éventuellement s'ajouter, selon la disponibilité d'un produit répondant aux critères anti-légionelle.*

*Éventuellement, des offres pour les clients commerciaux, industriels et institutionnels seront également ajoutées. »*

La référence (ii) présente les tableaux 7.3, 7.5 et 7.7 qui montrent respectivement les mesures du PTÉ regroupé des secteurs résidentiel, CI, PMI ainsi que le coût évité actualisé de chacune des mesures. On peut constater que le coût évité est très différent selon les mesures.

La référence (iii) mentionne :

*« Le Distributeur s'attend à ce que l'agrégateur Hilo génère les réductions de puissance, présentées au tableau 3.2 de la pièce HQD-2, document 3, en provenance de la clientèle résidentielle. Les choix technologiques et le rythme de déploiement de celles-ci sont du ressort de Hilo, les réductions de puissance*

*pouvant provenir du contrôle des charges de chauffage de l'espace ou de l'air ou de toute autre source. »*

À la page 47 de la référence (iv), le Distributeur mentionne que le montant et les modalités de rémunération de Hilo sont prévus pour la période de 10 ans.

À la page 48 de la référence (iv), à la demande de la Régie de fournir le coût global prévu pour le Distributeur, pour les 3 premières années du programme Hilo, par kW effacé, le Distributeur répond notamment que le « *prix est représentatif des coûts évités de long terme* ».

**Demandes :**

- 17.1** Veuillez préciser si Hilo a l'exclusivité de l'implantation des mesures de la référence (ii) pour les secteurs résidentiels, CI et PMI. S'il y a lieu, veuillez préciser les mesures qui sont exclusives à Hilo.
- 17.2** La référence (iii) mentionne que Hilo a toute la latitude quant à la priorisation des mesures pour la clientèle résidentielle. Veuillez indiquer si Hilo a toute la latitude quant à la priorisation des mesures à implanter pour les secteurs CI et PMI.
- 17.3** Étant donné que le coût évité actualisé est différent selon les mesures, et que le montant et les modalités de rémunération de Hilo sont prévus pour la période de 10 ans, veuillez indiquer si la rémunération est fonction des mesures implantées.

**Profil des approvisionnements**

- 18. Références :** (i) B-0009, pages 66 et 67  
(ii) B-0009, pages 68 et 69

**Préambule :**

À la référence (i), le Distributeur présente la courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour les années 2020, 2021, 2022 et 2029. L'AQCIE et le CIFQ constatent un accroissement des approvisionnements.

La référence (ii) présente les valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour les années 2020, 2021 et 2022. Pour chacune des années on constate des achats au mois de juin et, pour l'année 2021, des achats (faibles) au mois de juillet.

**Demandes :**

- 18.1** Veuillez expliquer la prévision d'achat de court terme à chacune des années pour le mois de juin.
- 18.2** Veuillez expliquer la prévision d'achat de court terme au mois de juillet 2021.
- 18.3** Veuillez fournir une figure montrant la prévision des valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour l'année 2029.

**Coûts évités d'hiver**

- 19. Références :** (i) B-0021, page 7  
(ii) B-0021, page 5

**Préambule :**

La référence (i) montre le tableau 1 qui présente le détail, heure par heure, des valeurs associées aux profils du prix de l'énergie et aux coûts évités pour les jours ouvrables de janvier et pour l'ensemble de l'hiver.

La référence (ii) indique que le coût évité de court terme pour la période d'hiver s'établit à 4,8 ¢/kWh (\$ 2019).

L'AQCIE et le CIFQ ont constaté qu'en multipliant la valeur des ratios horaires par le coût évité de 4,8 ¢/kWh (\$ 2019), ils n'obtiennent pas les valeurs de coûts évités horaires présentées au tableau.

**Demande :**

- 19.1** Veuillez expliquer le constat des intervenants et s'il y a lieu apporter les corrections requises.

### Coûts des approvisionnements

- 20. Références :** (i) B-0009, page 77  
 (ii) B-0021, page 5  
 (iii) B-0009, page 18

**Préambule :**

La référence (i) présente le tableau suivant :

**TABLEAU 10.1 :  
 COÛT DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Approvisionnement totaux</b>										
Quantité (TWh)	190,6	194,3	197,0	198,2	199,6	199,3	197,4	196,8	198,2	197,9
Prix (\$/MWh)	35,44	36,19	36,94	37,68	38,38	39,14	39,83	39,85	41,08	41,91
Coûts (M\$)	6 754,5	7 032,6	7 278,0	7 468,0	7 662,2	7 800,7	7 862,4	7 843,1	8 139,7	8 294,9
<b>Approvisionnements patrimoniaux</b>										
Quantité (TWh)	172,6	174,9	176,4	176,8	177,7	177,1	175,7	177,3	178,5	178,3
Prix (\$/MWh)	27,99	28,46	28,95	29,44	29,94	30,45	30,97	31,49	32,03	32,57
Coûts (M\$)	4 830,0	4 979,2	5 105,2	5 205,7	5 319,8	5 393,3	5 441,3	5 584,8	5 717,2	5 807,0
<b>Approvisionnements postpatrimoniaux</b>										
Quantité (TWh)	18,0	19,4	20,6	21,3	21,9	22,2	21,7	19,5	19,7	19,6
Prix (\$/MWh)	106,9	107,5	107,7	108,8	110,0	112,3	112,4	115,4	120,0	121,9
Coûts (M\$)	1 924,5	2 053,4	2 172,9	2 262,3	2 342,4	2 407,4	2 421,1	2 258,3	2 422,6	2 487,8
<b>• Approvisionnements de long terme en énergie<sup>1</sup></b>										
Quantité (TWh)	17,6	18,4	19,1	19,4	19,6	19,0	18,6	15,1	13,6	12,9
Prix (\$/MWh)	106,90	107,47	107,72	108,80	109,95	112,26	112,35	115,43	120,04	121,87
Coûts (M\$)	1 879,1	1 982,0	2 058,2	2 112,2	2 152,7	2 128,8	2 084,4	1 742,1	1 629,6	1 567,7
<b>• Approvisionnements de court terme en énergie</b>										
Quantité (TWh)	0,4	0,8	1,3	1,7	2,2	3,0	3,0	4,3	6,0	6,7
Prix (\$/MWh)	55,35	60,35	64,72	67,43	68,57	70,97	73,61	78,99	85,21	88,22
Coûts (M\$)	22,2	48,2	86,2	116,3	147,7	213,9	219,6	342,1	513,3	593,7
<b>• Approvisionnements en puissance</b>										
Coûts (M\$)	23,3	23,2	28,5	33,8	42,0	64,6	117,0	174,1	279,7	326,5

<sup>1</sup> Inclut l'A/O 2015-01 (500 MW avec HQP)

La référence (ii) mentionne que selon la plus récente mise à jour, le coût évité de court terme pour la période d'hiver s'établit à 4,8 ¢/kWh (\$ 2019) ou (48,0 \$/MWh). Il est aussi précisé qu'il s'agit « d'une annuité en dollars actualisés de 2019 basée sur les prix à terme des marchés de court terme de New York ».

L'AQCIE et le CIFQ constatent que le prix unitaire des approvisionnements de court terme en énergie de l'année 2020 (55,35 \$/MWh) est plus de 15% plus élevé que le coût évité de la référence (ii).

La référence (iii) présente le Bilan de puissance sur la période du plan d'approvisionnement. On y retrouve notamment les valeurs suivantes qui correspondent à des approvisionnements post patrimoniaux en puissance.

Contrats avec HQP	1 100	1 450	1 500	1 500	1 500	1 500	1 100	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

### **Demandes :**

- 20.1** Veuillez expliquer l'augmentation du prix unitaire (\$/MWh) des « *Approvisionnements post patrimoniaux* » à partir de l'année 2027.
- 20.2** Veuillez indiquer si le prix des « *Approvisionnements de long terme en énergie* » (106,90 \$/MWh en 2020) inclut un service de puissance garantie.
- 20.2.1.** Si oui, veuillez indiquer si le service de puissance garantie correspond aux valeurs indiquées à la référence (iii).
- 20.2.2.** S'il y a lieu, veuillez indiquer la puissance garantie incluse dans le prix des « *Approvisionnements de long terme en énergie* ».
- 20.2.3.** Veuillez présenter séparément le prix unitaire de la puissance et de l'énergie.
- 20.3** Veuillez expliquer la différence de 15% entre la valeur du prix unitaire des approvisionnements de court terme en énergie de l'année 2020 du tableau 10.1 (55,35 \$/MWh) et le coût évité de 48,0 \$/MWh (\$ 2019) qui est basé sur les prix des marchés de court terme de New York.
- 20.4** Veuillez expliquer l'augmentation importante du prix unitaire des approvisionnements de court terme en énergie pour les années 2021 à 2023.
- 20.5** La dernière ligne du tableau 10.1 présente le coût des approvisionnements en puissance. Veuillez fournir le détail de ce coût (MW et \$/kW).

## Bilan en puissance

- 21. Références :**
- (i) B-0009, page 18
  - (ii) D-2019-167, page 59 (R4041-2018)
  - (iii) Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité - Annexe I

### **Préambule :**

La référence (i) présente le Bilan de puissance sur la période du plan d'approvisionnement. À la ligne Programme GDP Affaires, on y retrouve une valeur pour chacune des années du plan d'approvisionnement.

À la référence (ii), la Régie statue que le Programme GDP Affaires constitue une offre tarifaire. Elle mentionne en effet :

*« [200] En conséquence, à la suite de l'examen des différentes catégories réglementaires, la Régie juge que le Programme, tel que mis en œuvre actuellement et avec les caractéristiques préconisées par le Distributeur, constitue plutôt une offre tarifaire, de nature optionnelle. Le Distributeur doit donc respecter les caractéristiques inhérentes qui se rapportent à cette catégorie réglementaire. »*

L'Annexe I de la « Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité » qui présente les « TARIFS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ » ne comprend pas de tarif relatif au Programme GDP Affaires.

### **Demande :**

**21.1** Veuillez justifier l'inclusion du Programme GDP Affaires dans le Bilan de puissance.