

Dossier R-4110-2019 :  
***Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2020-2029 du Distributeur***

Présentation de Paul Paquin pour l'AQCIE et le CIFQ  
Audience du 9 juillet 2021  
(Version caviardée)

La présentation de l'AQCIE et du CIFQ traite des sujets suivants.

- Le critère de fiabilité en énergie du Distributeur
- Le critère de fiabilité en puissance
- Le critère de conception du réseau de transport
- Hilo
- L'impact des moyens de gestion de la puissance sur la facture des services de transport de la charge locale
- Les coûts évités de transport et de distribution

L'aspect réglementaire du contrat de service concernant Hilo sera traité dans l'argumentation.

## **1- CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR**

Le traitement du critère de fiabilité en énergie comprend trois aspects :

- L'énoncé du critère et l'interprétation qu'en fait HQD
- Disponibilité d'énergie sur les marchés de court terme hors Québec
- Disponibilité d'énergie sur les marchés de court terme au Québec

## 1.1 L'énoncé du critère et l'interprétation qu'en fait HQD

*« 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. »* (B-0009, page 25)

En réponse à une demande de l'AQCIE et du CIFQ, HQD précise que cette dépendance est applicable en ne considérant que la période hivernale. (B-0042, page 18)

De plus, HQD considère que le volume d'achat qu'il peut réellement concrétiser est limité à 3 TWh durant la période hivernale (B-0009, page 20), comme cela a été confirmé à l'audience du 5 juillet. (NS, page 224 et 225).

À l'audience du 6 juillet (page 38), le Distributeur mentionne qu'il a déjà procédé à des achats de 3 TWh en hiver, mais il ne mentionne pas que cette quantité est le maximum de ce qu'il aurait pu obtenir.

À l'audience du 6 juillet (page 37), le Distributeur mentionne que *c'est une notion qu'on avait depuis un certain nombre d'années dans les différents plans d'approvisionnement avant.*

Les intervenants ont consulté les deux derniers plans d'approvisionnements ainsi que l'état d'avancement annuel de ces plans, et l'énoncé du critère de fiabilité en énergie ne mentionne pas une limite de 3 TWh sur la période hivernale.

Cette limitation est une contrainte que HDQ s'impose basée sur sa connaissance du marché.

En se basant sur l'information fournie par HQD (B-0009, page 43), ce 3 TWh correspond à une importation en énergie sur 45% des heures d'hiver sur les différents marchés identifiés par HQD, ce qui n'apparaît pas contraignant, ni ambitieux.

La conséquence de cette limite est qu'il faut des approvisionnements de long terme dès 2027, même si le déficit d'énergie n'est que de 3,7 TWh. (B-0102, page 21)

Rappelons que dans sa décision D-2017-140 (page 61), la Régie reconduit le critère de dépendance, *vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec* (alors de 5 TWh par année), mais il n'est pas fait mention d'une limite de 3TWh. Il s'agit donc d'un nouveau critère, et celui-ci n'a pas été justifié par le Distributeur, ni autorisé par la Régie.

Étant donné l'impact de cette limite de 3 TWh en période hivernale sur l'année où il faut procéder à des approvisionnements de long terme, l'AQCIE et le CIFQ considèrent que cette limite doit être autorisée par la Régie.

**En conséquence, l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de ne pas reconnaître cette limite tant que le Distributeur n'aura dûment justifié cette limite.**

Ce délai n'a pas d'impact puisque même avec la limite actuelle et considérant la contribution du marché québécois dont on parlera plus loin, le besoin d'un approvisionnement de long terme en énergie ne serait pas requis avant 2029. (B-0102, page 21)

## 1.2 Disponibilité d'énergie sur les marchés de court terme hors Québec

HQD présente la capacité (MW) de chacune des interconnexions en mode import durant la période hivernale (de décembre à mars) compte tenu des limites de chacune.

La capacité totale estimée est de 6 TWh. (B-0009, page 43, tableau 6.1)

Selon les intervenants d'autres possibilités pourraient se concrétiser à l'horizon 2027 :

- Il y a des discussions avec Nalcor Energy quant à la possibilité de transiger avec cette contrepartie (B-0042, page 22)
- Des achats qui pourraient être possible sur la nouvelle interconnexion avec le Maine dont la mise en service est prévue pour 2022 (B-0008, page 48).

L'AQCIE et le CIFQ considèrent que le Distributeur pourrait tirer profit davantage des marchés de court terme hors Québec autant en énergie qu'en puissance.

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\$. (R-4096-2019, B-0016, page 11)

### 1.3 Disponibilité d'énergie sur les marchés de court terme au Québec

Selon les intervenants il y a une disponibilité d'énergie sur les marchés de court terme au Québec, notamment de la part du Producteur.

Ces dernières années cette énergie a été vendue à l'exportation comme le montre le tableau ci-dessous. Les données sont tirées des Rapports annuels d'Hydro-Québec.

Historique des ventes à l'exportation			
	GWh	M\$	\$/MWh
2016	32 744	1 626	49,66
2017	34 935	1 651	47,26
2018	36 524	1 731	47,39
2019	34 789	1 510	43,40
2020	32 397	1 395	43,06

On peut constater que pour les 5 dernières années les ventes ont été supérieures à 30 TWh et que le prix moyen est passé de 49,66 \$/MWh en 2016 à 43,03 \$/MWh en 2020.

Il a également été démontré que le Producteur est très actif sur les marchés de court terme au Québec notamment en fournissant 60% des achats à HQD sur la période 2014-2019. (C-AQCIE-CIFQ-0020, page 10)

Il est également à noter que sur cette période ces transactions entre HQP et HQD ont été faites très majoritairement durant la période hivernale.

Il faut cependant prendre en considération un contrat d'exportation de 9,45 TWh par année vers la Nouvelle Angleterre même s'il reste certaines étapes à réaliser.

**En conséquence, l'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie d'exiger que le Distributeur prenne en considération la disponibilité d'énergie de plus de 30 TWh 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.**

En conclusion :

**Selon l'AQCIE et le CIFQ, le critère de fiabilité en énergie devrait prendre en considération les besoins durant la période hivernale et les besoins en dehors de cette période, et il devrait y avoir un critère de fiabilité en énergie pour chacune de ces périodes, en considérant la contribution des marchés de court terme hors Québec et les marchés de court terme au Québec.**

**Considérant les possibilités de l'ensemble des marchés (québécois et hors Québec), il apparaît qu'aucun approvisionnement de long terme en énergie n'est requis sur la période du Plan d'approvisionnement.**

Selon les informations quant à l'écart de prix entre les achats de court terme et le prix des achats de long terme (B-0071, page 7), et la quantité d'énergie qu'il est prévu d'acheter sur le marché de long terme (B-0106, page 21) à partir de l'année 2027, l'AQCIE et le CIFQ évaluent la réduction du coût des achats d'énergie à 116 M\$.

## **2- CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE**

Pour ses achats de puissance, le Distributeur évalue la contribution maximale des marchés de court terme à 1 100 MW en provenance des marchés de New York et de la zone de réglage du Québec. » (B-0009, page 20)

Le mémoire des intervenants présente l'évolution de ce critère :

- Dossier R-3864-2013 : contribution de 1500 MW (1100 MW du marché de NY et 400 MW du marché québécois; (R-3864-2013, B-0005, page 29)
- Dossier R-3986-2016 : contribution de 1100 MW incluant la zone d'équilibrage du Québec et les marchés voisins (R-3986-2016, B-0031, page 18)
- Dossier actuel : contribution de 1100 MW comme au dossier R3986-2016. HQD évalue que le potentiel commercialement réalisable provenant du marché de New York est inférieur à 1100 MW (B-0042, page 24)

**Selon les intervenants, HQD sous-estime la contribution des marchés de court terme :**



## 2.1 Marché de New York

Le mémoire démontre qu'il n'y a pas de contrainte de transport pour ce marché. La demande de pointe de cette zone de réglage est en été, ce qui laisse une disponibilité de puissance pour la pointe du Distributeur qui se manifeste durant l'hiver. Dans leur mémoire les intervenants mentionnent une différence de plus de 11 000 MW entre les ressources disponibles et les besoins en janvier de ce marché.

À l'audience du 5 juillet (page 182 à 186), le Distributeur mentionne qu'il n'a eu que 10 % de contribution du marché de New York au dernier appel de puissance.

Ceci doit être mis dans le contexte du marché du NY ISO où il y a une bourse pour le service UCAP.

Ainsi, la quantité obtenue dépend du prix offert.

Même à un prix moyen très bas de 1,14 \$US/kW-hiver offert pour l'hiver 2019-2020 le Distributeur a reçu des offres pour 1 175 MW de capacité UCAP alors que la capacité recherchée était de 700 MW. (B-0041, page 46),

Ainsi, même à un prix très faible, le Distributeur a reçu des offres pour plus de 1 100 MW.

On peut certainement affirmer que l'offre d'un prix plus élevé, par exemple de l'ordre de grandeur de son coût évité de 20 \$/kW (B-0032, page 6), aurait certainement provoquer des offres de capacité beaucoup plus importantes.

**Selon les intervenants, il est réaliste de considérer une capacité de 1100 MW en provenance du marché de New York.**

## **2.2 Zone d'équilibrage du Québec, notamment le Producteur**

Un historique de la fiabilité en puissance de HQP sur la période 2015-2020 montre que celui-ci a disposé d'une capacité disponible importante (ressources – engagements - réserves)

Un historique 2014-2019 des achats de pointe de HQD montre que le Producteur répond régulièrement aux demandes du Distributeur concernant les achats de court terme à la pointe de la charge locale.

Un historique de la capacité des clients de point à point sur le réseau de transport lors de la demande de pointe du Distributeur montre des niveaux de transit supérieurs à 3000 MW depuis 2016 et on peut considérer que la plus grande partie des besoins de point à point du Transporteur implique le Producteur.

À la fin des contrats d'achat d'électricité de base et cyclable (600 MW) et du contrat de Puissance rappelée (400 MW), les engagements du Producteur diminuent de 1000 MW ce qui augmente d'autant sa capacité disponible pour l'hiver 2027-2028.

## 2.3 Conclusion

**En ne considérant que le marché de New York et le marché québécois, les intervenants recommandent de fixer la contribution en puissance des marchés de court terme à 2000 MW. Cette valeur apparaît raisonnable et même conservatrice.**

Les intervenants évaluent qu'une augmentation de la contribution en puissance des marchés de court terme de 1100 MW à 2000 MW permettrait de réduire les coûts d'approvisionnements de 202 M\$. Cet impact se concrétise aux deux dernières années du plan d'approvisionnements.

### **3- CRITÈRE DE CONCEPTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT**

Le critère de conception du réseau de transport stipule que « réseau de transport est conçu pour acheminer des besoins prévus correspondant 4 000 MW de plus que la pointe de charge normale.

(B-0009, page 33)

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 ». (R-3648-2007, HQD-1, document 1, page 27)

Par ailleurs, dans un dossier antérieur, le « Distributeur confirme que le critère répond aux exigences du NPCC. (R3986-2016, B-0031, page 4)

Or le NPCC définit la condition extrême de la demande comme étant « Peak load conditions resulting from extreme weather ». (Regional Reliability Reference Directory # 1 Design and Operation of the Bulk Power System, page 17)

Il apparaît donc que le critère du Distributeur est plus sévère que celui du NPCC puisque le Distributeur utilise de l'aléa global (climatique et prévisionnel) alors que celui du NPCC uniquement le facteur climatique.

Le Distributeur présente un tableau qui montre un historique des besoins réel en puissance à la pointe et la prévision des besoins inscrits aux plans d'approvisionnement. (B-0042, page 27)

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

Cette valeur correspond approximativement à deux écart type de l'aléa climatique (R-3986-2016, B-0006, page 14), ce qui serait similaire du critère de NPCC.

Pour les motifs mentionnés au mémoire, 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.**

#### **4- HILO**

Concernant l'Entente cadre et le Contrat de service conclus entre Hilo et le Distributeur, notre analyse est concentrée sur :

- la rémunération des services de HILO
- une comparaison avec les autres mesures de gestion de puissance
- Hilo Affaires.

##### **4.1 La rémunération du service**

La rémunération du service comprend :

- une composante pour le service GDP,
- et une composante pour Autres services.

#### 4.1.1 Composante pour le service GDP

La rémunération pour le service GDP est de [REDACTED] indexée à 2% pour la réduction de la puissance admissible pour une période de 10 ans. (B-0058, pages 9 et 10, Articles 10.1 et 10.2)

Comme cela a été mentionné à l'audience à huis clos (pp. 112 à 118), la valeur de [REDACTED] correspond:

[REDACTED]

**Selon l'AQCIE et le CIFQ, le Distributeur fait une mauvaise utilisation des coûts évités de transport et distribution.**

Dans sa décision D-2019-164 (page 62) concernant le dossier GDP Affaires, la Régie mentionne :

*« [217] La Régie estime qu'il n'est pas adéquat d'utiliser les coûts évités en puissance de long terme sur l'entièreté de l'horizon de la période pour l'analyse de rentabilité du Programme. Comme mentionné dans la preuve, ce n'est qu'à l'hiver 2023-2024 que le Programme permet réellement de reporter un appel d'offres de long terme puisque, pour les hivers précédents, les besoins en puissance peuvent être comblés au moyen d'achats de court terme. La Régie détermine, en conséquence, qu'il est inadéquat d'utiliser les coûts évités de long terme pendant les premières années du Programme. »*

Dans cette même décision elle mentionne : (page 64)

*[225] Pour les motifs énoncés ci-dessus, la Régie considère que la preuve au dossier est insuffisante pour conclure sur l'inclusion en totalité ou en partie des coûts évités de transport et de distribution dans l'analyse économique du Programme. Dans ces circonstances, elle accorde une valeur de 0 \$ à ces coûts évités dans le cadre d'analyse du TNT.*

La Régie considère donc que dans le cas de GDP Affaires, la rentabilité doit prendre en considération l'année où les approvisionnements de long terme sont requis et exclure de l'analyse les coûts évités de transport et de distribution.

Selon les intervenants, le service de GDP de Hilo est très semblable à celui de GDP Affaires et les mêmes paramètres économiques doivent s'appliquer.



#### 4.1.2 Composante Autres services

Le prix est de [REDACTED] par Client (B-0058, page 13 confidentiel).

Le Distributeur évalue le coût des Autres service à [REDACTED] en retenant une hypothèse d'effacement de [REDACTED] par client (B-0144, page 7).

Lors des audiences, le seul autre service identifié est la reprise après pannes.

Lors de l'audience à huis clos (pp. 113 et 114), le Distributeur évalue ce service à [REDACTED]

Le Distributeur mentionne que la période de rodage de deux ans permettra de définir les Autres services.

## 4.2 Comparaison avec les autres mesures de gestion de puissance

Le mémoire de l'AQCIE et du CIFQ présente une comparaison avec l'OÉI et le tarif GDP Affaires.

### 4.2.1 Comparaison avec l'OÉI

Le crédit accordé pour l'OÉI comprend une composante fixe en \$/kW et une composante variable basée sur l'énergie et selon les modalités de l'Option I de l'OÉI, le montant maximum qui serait payé est de 40 \$/KW.

Selon un historique des 5 dernières années le prix payé par HQD a été de 14,55 \$/kW. (C-AQCIE-CIFQ -0020, page 29)

Dans son mémoire, l'AQCIE et le CIFQ présentent un tableau obtenu du Distributeur (B-0042, page 14) montrant les modalités applicables pour l'OÉI et pour HILO.

Ils concluent :

**On peut constater que les modalités sont très semblables et selon les intervenants les différences ne justifient pas d'offrir pour le service de GDP d'Hilo une rémunération [REDACTED] [REDACTED] que le crédit maximal offert aux clients du tarif L pour l'électricité interruptible.**

#### 4.2.2 Comparaison avec GDP Affaires

La proposition de tarif pour GDP Affaires déposée par HQD comprend une partie fixe seulement.

La valeur de l'appui financier varie selon diverses strates de capacité. (R-4041-2018, phase 2, B-0085, page 15)

Pour des capacités effacées inférieures à 200 kW, l'appui financier est de 65 \$/kW.

Pour des capacités effacées plus élevés (plus de 5000 kW) le prix moyen est d'environ 49 \$/kW.

Selon HQD, une rémunération [REDACTED] pour le service HILO se justifie : (B-0056, page 5, confidentiel)

[REDACTED]

[REDACTED]

Ces explications permettent de distinguer les principales différences entre les deux programmes, mais elles ne présentent aucune information concrète qui permettrait de quantifier ces différences et de justifier un prix [REDACTED] dans le cas d'Hilo.

**Selon l'AQCIE et le CIFQ, les informations disponibles ne permettent pas de justifier la rémunération convenue entre le Distributeur et Hilo.**

**L'AQCIE et le CIFQ recommandent à la Régie de préciser dès maintenant que le Distributeur devrait privilégier l'atteinte de la pleine capacité des mesures les moins coûteuses et les plus souples avant de considérer les apports d'Hilo.**

**Le fait que la clientèle ne sera pas affectée par les coûts du service pour les quatre prochaines années ne doit pas être considéré comme une raison valable de retarder ces ajustements puisque le Distributeur doit également considérer que certains clients pourraient tirer avantage de la mise en place de certaines mesures au bénéfice du Distributeur. Par exemple, l'amélioration des conditions de l'électricité interruptible permettrait d'en augmenter significativement la quantité selon les industriels et les quantités additionnelles pourraient être disponibles à très court terme.**

**Il ne faudrait pas qu'au dossier tarifaire de 2025, on soit devant un fait accompli de sorte qu'il faille compter sur les services de Hilo pour satisfaire les besoins du Distributeur, même si d'autres options seraient moins coûteuses.**

### 4.3 Hilo Affaires

Ce que nous retenons des réponses du Distributeur :

- il n'y a pas de contrat avec Hilo concernant la portion Affaires (NS 5 juillet 2021, page 221)
- il n'y a pas de rémunération de prévu pour les effacements de Hilo Affaires (NS 5 juillet, page 222)
- le Distributeur a communiqué à Hilo les caractéristiques de GDP Affaires afin de s'assurer que Hilo n'empiète pas sur les clients du tarif GDP Affaires (NS 7 juillet, page 101)

Selon l'AQCIE et le CIFQ, Hilo doit être considéré un agrégateur comme les autres et se limiter à utiliser les appuis financiers offerts par le Distributeur à sa clientèle, tels qu'approuvés par la Régie.

## **5- IMPACT DES MOYENS DE GESTION DE LA PUISSANCE SUR LA FACTURE DES SERVICES DE TRANSPORT DE LA CHARGE LOCALE**

Les revenus annuels du Transporteur concernant la charge locale correspondent au tarif annuel du Transporteur multiplié par les besoins des services de transport du Distributeur. (R-4096-2019, B-0017, page 6)

Le Distributeur fournit au Transporteur la prévision des besoins de l'ensemble des clients et les besoins indiqués sont ceux prévus avant réduction pour les mesures de gestion de la demande en puissance. (R-4057-2018, B-0068, page 16 )

**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.**

Selon l'évaluation des intervenants, la diminution de la facture de transport que doit assumer le Distributeur aurait été de 11 M\$ en utilisant les données de l'année 2019.

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

Données utilisées par le Transporteur <sup>1</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>

Étant donné la croissance importante des mesures GDP, l'impact ira en augmentant.

**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>1</sup> R-4096-2019, B-0161, page 6

## 6- COÛTS ÉVITÉS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

Le Distributeur mentionne qu'il a amorcé des travaux avec le Transporteur afin d'analyser de façon plus poussée l'impact de différents moyens de GDP sur les besoins du réseau. (B-0042, page 4)

Il mentionne également :

*« 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 »* (B-0032, page 9)

*Les estimations du Distributeur indiquent qu'environ 40 % des investissements historiques en croissance sont dédiés à la gestion de la pointe.* (B-0032, page 10)

Ainsi, selon le Distributeur la réduction des besoins résultant des mesures GDP ont un impact sur les besoins d'équipements de transport et de distribution.

La prise en compte de ces coûts évités a été discuté :

- dans le dossier R-4041-2018 (GDP Affaires)
- dans le dossier R-4127-2020 ( mesures de soutien au développement des serres)
- dans le dossier actuel pour la contribution versée à Hilo.

**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 de fixer un échéancier au Distributeur afin que les résultats puissent être utilisés à court terme.**