

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ À HQD

PRÉVISION POUR LES CHÂÎNES DE BLOC

1. **Références :** (i) B-0007, page 13, lignes 1 à 15;
 (ii) B-0007, page 57, tableau 3.20;
 (iii) R-4045-2018, B-0027, page 5, tableau R-2.1;
 (iv) B-0024, page 17, réponse 7.2.

Préambule :

(i) « **Chaînes de blocs** : La prévision des ventes en lien avec l'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs tient compte de la décision D-2019-052 de la Régie (dossier R-4045-2018) limitant le bloc de puissance attribué à cette activité commerciale à 668 MW, dont 300 MW découlant de l'appel de propositions A/P 2019-01 et 210 MW pour les clients existants des réseaux municipaux. Lorsque converti en énergie, le Distributeur prévoit des ventes annuelles variant entre 1,0 TWh en 2019 et 5,4 TWh à son apogée, en 2023, pour ensuite décroître durant les années subséquentes.

Tout au long de la période couverte par le Plan, le Distributeur anticipe une baisse de l'intensité énergétique dans ce secteur découlant de l'amélioration des équipements informatiques utilisés pour les activités de « minage ». D'autres facteurs, tels que l'émergence d'autres cryptomonnaies ne nécessitant pas autant de support informatique que le Bitcoin ou la baisse d'intérêt à « miner » le Bitcoin en raison d'un plafonnement de son offre, pourraient aussi contribuer à exercer une pression à la baisse sur les ventes d'électricité à l'horizon couvert du Plan. » (Nous soulignons)

(ii)

TABLEAU 3.20 :
PRÉVISION DE LA CONTRIBUTION À LA POINTE D'HIVER DU DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Développement de marchés											
Centres de données	85	106	122	158	205	251	298	344	386	416	427
Chaînes de blocs	100	190	395	718	718	718	669	505	182	182	182
Serres	77	88	131	184	230	246	253	256	258	258	258
Total	262	384	649	1 060	1 153	1 214	1 220	1 105	826	856	867

(iii)

TABEAU R-2.1 :
TOTAL - PUISSANCE AUTORISÉE, PUISSANCE MAXIMALE APPELÉE EN MAI 2018, ET
VENTES ANNUELLES POTENTIELLES À TERME (GWh) POUR
LES TARIFS M ET LG AVEC OU SANS TDÉ

Tarif (selon la puissance autorisée)	Total			
	Nombre d'Abonnements existants	Puissance autorisée en MW	Puissance maximale appelée en MW	GWh potentiel par an
LG avec TDÉ	5	46,5	18,6	387,0
LG	5	101,0	13,2	840,5
M avec TDÉ	3	6,5	2,1	54,1
M	8	4,2	0,2	34,7
Total	21	158,2	34,1	1316,3

(iv) « Le Distributeur confirme que l'appel de propositions n'a permis d'octroyer qu'environ 60 MW du bloc de 300 MW dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. »

Demandes :

- 1.1 Veuillez indiquer si l'anticipation du Distributeur d' « une baisse de l'intensité énergétique » dont il est question à la référence (i) est intégrée dans la prévision des ventes pour les chaînes de bloc apparaissant à cette même référence. Dans la négative, veuillez fournir l'effet d'une telle baisse de l'intensité énergétique sur les ventes pour les chaînes de bloc en puissance et en énergie pour chaque année du Plan.
- 1.2 Veuillez indiquer si la « pression à la baisse sur les ventes d'électricité à l'horizon couvert du Plan » amenée par d'autres facteurs et dont il est question à la référence (i) est intégrée dans la prévision des ventes pour les chaînes de bloc apparaissant à cette même référence. Dans la négative, veuillez fournir l'effet d'une telle pression à la baisse sur les ventes pour les chaînes de bloc en puissance et en énergie pour chaque année du Plan.
- 1.3 Veuillez concilier la valeur de 668 MW apparaissant à la référence (i) et la valeur de 718 MW apparaissant à la référence (ii) et justifier l'utilisation de cette dernière valeur.
- 1.4 Veuillez fournir une mise à jour la plus récente possible du tableau de la référence (iii). Pour les abonnements existants (158 MW) dont la puissance ne serait pas déjà appelée, veuillez commenter sur la probabilité qu'elle le soit éventuellement et fournir une prévision du moment où elle le serait.

- 1.5 Veuillez fournir un tableau semblable à celui de la référence (iii) mais pour les abonnements existants des réseaux municipaux dont il est question à la référence (i). Pour les abonnements existants (210 MW) dont la puissance ne serait pas déjà appelée, veuillez commenter sur la probabilité qu'elle le soit éventuellement et fournir une prévision du moment où elle le serait.
- 1.6 Suite au constat de la référence (iv), veuillez fournir une version à jour du tableau de la référence (ii) en ce qui a trait aux chaînes de bloc.
2. **Références :** (i) B-0007, page 15, lignes 1 à 6;
(ii) B-0007, page 39, lignes 12 à 17;
(iii) R-4045-2018, B-0058, page 27, lignes 1 à 4;
(iv) R-4045-2018, A-0074, pages 293 et 294;
(v) R-4096-2019, C-AHQ-ARQ-0018, pages 47 à 50;
(vi) D-2019-052, page 47, par. 183 et page 72, par. 291;
(vii) R-4041-2018, B-0025, pages 17 et 18;
(viii) R-4041-2018, B-0038, page 8, réponse 2.4;
(ix) B-0009, page 33, lignes 5 à 9.

Préambule :

(i) « *La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver est établie à partir de la prévision des besoins en énergie. Cette prévision inclut la réduction de la demande de puissance provenant des mesures de gestion qui ne sont pas sous le contrôle d'Hydro-Québec, telles que la biénergie résidentielle. Cependant, les moyens de gestion de la demande de puissance tels que l'électricité interruptible, l'interruption chaînes de blocs et le programme GDP affaires ne sont pas pris en compte dans la prévision des besoins en puissance.* » (Nous soulignons)

(ii) « *L'écart négatif observé à l'hiver 2018-2019 par rapport à l'État d'avancement 2018 découle du conflit de travail chez ABI. La reprise des activités, le traitement différent de l'effacement des besoins à la pointe des chaînes de blocs précédemment intégrés à la prévision de même que les ventes accrues et retardées au développement de marchés et la révision à la hausse de la croissance de base contribuent à expliquer les écarts positifs culminant à +953 MW sur la période couverte par les hivers 2019-2020 à 2025-2026.* » (Nous soulignons)

(iii) « *La charge anticipée et l'effacement associés à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ont été inclus dans les besoins du Distributeur et de ce fait, l'effacement de la charge n'est pas présenté dans les moyens du Distributeur.* »

(iv) « Alors, ma question est : Qu'est-ce que vous voulez dire par « mitiger les impacts sur ses bilans en puissance et en énergie »? Et est-ce que je comprends bien lorsque je comprends que ça confirme que l'effacement de cette clientèle-là n'apparaîtra pas au bilan en puissance de la même façon que les volumes interruptibles apparaîtront et les volumes, gestion de la pointe, les programmes gestion de la pointe apparaîtront? J'ai bien compris qu'ils n'apparaîtront pas de la même façon? Puis pourquoi est-ce que cet effacement-là n'apparaîtrait pas de la même façon?

M. HANI ZAYAT :

R. En fait, ça va avoir exactement le même effet sur le bilan. Donc, l'effet net est exactement identique. Je rappelle que, pour la clientèle interruptible, donc ce qui est... ou pour la clientèle qui souscrit à la gestion de la demande en puissance, ce qu'on inscrit du côté de la demande, c'est notre engagement vis-à-vis du client. Et à chaque année, le client va renouveler son adhésion au programme d'électricité interruptible, par exemple. Et on va inscrire cette contribution comme étant une ressource. Donc, il a mettons mille mégawatts (1000 MW) de demande, puis on va dire qu'on a une moyenne disponible de mille mégawatts (1000 MW). Dans le cas de cette clientèle ici, on dit, on va tout de suite, au niveau de la demande, comme c'est intrinsèque au contrat, je vais le dire comme ça, au contrat avec le client, qu'il est interruptible, bien, on va faire en sorte que, dans le profil de la charge du client, on va tout de suite tenir compte qu'il ne sera pas présent pendant ces trois cents (300) heures là. Donc, on n'aura pas besoin de le traiter du côté ressource dans le bilan en puissance. Évidemment, l'effet net est le même. » (Nous soulignons)

(v) L'AHQ-ARQ présente sa compréhension de l'effet sur la clientèle du Distributeur du choix de ce dernier décrit à la référence (ii).

(vi) « [183] Le Distributeur souligne que tous les coûts de raccordement aux réseaux de distribution et de transport seront à la charge du soumissionnaire retenu qui aura conclu une entente.

[...]

[291] La Régie convient que ces garanties et conditions, incluant le fait que la totalité des coûts associés aux travaux de raccordement aux réseaux de transport et de distribution seront à la charge du client et perçus avant la réalisation des travaux, sont suffisantes et justifient l'absence de critère basé sur la capacité financière dans la grille de sélection proposée. » (Nous soulignons)

(vii) « Le Programme est offert à l'ensemble de la clientèle visée sur tout le territoire. L'objectif du Programme est de permettre au Distributeur d'inscrire à son bilan en puissance suffisamment de MW de façon à repousser un appel d'offres de long terme. Le Programme est ainsi calibré sur le coût évité de fourniture. Le Distributeur inclut les coûts évités en transport et distribution dans ses tests de rentabilité, puisqu'en toute logique économique, tout kW réduit à la pointe est susceptible de retarder des investissements sur les réseaux de transport et de distribution. (Nous soulignons)

(viii) « Toute réduction de puissance générée par le Programme pourrait permettre de réduire la pression sur les besoins d'investissement dans les réseaux de transport et de distribution, à moyen ou long termes. Il est donc justifié d'appliquer les coûts évités de transport et de distribution à toute cette puissance.

Comme invoqué à l'extrait cité au préambule (viii), et comme le Distributeur le rappelle en réponse à la question 2.1, seuls les investissements liés à la croissance de la demande sont utilisés aux fins de la détermination des coûts évités de transport et de distribution. » (Nous soulignons)

(ix) « Quant à la présentation des bilans, la différence réside dans le fait que, dans le bilan de la NERC contrairement à celui présenté au NPCC, les ventes fermes hors Québec s'inscrivent en réduction des ressources disponibles plutôt que de s'ajouter à la demande alors que les moyens de gestion de la demande s'inscrivent en réduction de la demande plutôt que de s'ajouter aux ressources disponibles. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 2.1** Relativement à la référence (ii), veuillez justifier le changement effectué par le Distributeur alors qu'il ne prend plus en compte l'effacement des chaînes de bloc dans la prévision des besoins en puissance, contrairement à ce qui a été fait dans le dossier R-4045-2018, tel qu'il apparaît notamment à la référence (iii). Veuillez notamment indiquer les avantages et les désavantages pour le Distributeur et sa clientèle d'un tel changement.
 - 2.2** Veuillez indiquer pourquoi la justification du Distributeur dans le cadre du dossier R-4045-2018 à la référence (iv) n'est-elle plus valide dans le cadre du présent dossier.
 - 2.3** Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ (référence (v)) selon laquelle le changement dont il est question à la référence (ii), ayant pour effet d'augmenter les besoins à la pointe du Distributeur dans son bilan de puissance, a aussi pour effet d'augmenter d'autant les besoins de transport de la charge locale qu'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») considère pour la planification de son réseau.
 - 2.4** Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle le changement dont il est question à la référence (ii) ayant pour effet d'augmenter les besoins de transport pour la planification du réseau du Transporteur a aussi pour effet d'imposer à tout l'ensemble des clients de la charge locale d'assumer les coûts de transport de la charge d'usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc.
 - 2.5** Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit, tel que mentionné à la référence (vi), que « *tous les coûts de raccordement aux réseaux de distribution et de transport seront à la charge du soumissionnaire retenu qui aura conclu une entente* ». Dans
-

l'affirmative, veuillez indiquer si le Distributeur prévoit imputer aux clients de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc les coûts de transport entraînés par le changement dont il est question à la référence (ii). Dans l'affirmative, veuillez indiquer comment de tels coûts de transport seront calculés et imputés à la clientèle visée. Dans la négative, veuillez indiquer comment un tel choix respecte les extraits de la décision de la Régie apparaissant à la référence (vi).

- 2.6** Veuillez expliquer l'intérêt du Distributeur de choisir, comme à la référence (ii), une approche qui l'oblige, de même que sa clientèle, à assumer des frais excédentaires pour transporter la puissance de la charge d'usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc qui, de toute façon, ne sera pas présente à la pointe.
- 2.7** Veuillez indiquer si le Distributeur pourrait, même s'il retient l'approche de la référence (ii), retirer la portion effaçable de la puissance des clients de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs lorsqu'il fournit au Transporteur ses besoins des services de transport de la charge locale. Dans la négative, veuillez justifier votre réponse.
- 2.8** Veuillez expliquer l'intérêt du Distributeur de choisir, comme à la référence (i), une approche qui l'oblige, de même que sa clientèle, à assumer des frais excédentaires pour transporter la puissance correspondant aux moyens de gestion de la demande tels que l'électricité interruptible et le programme GDP affaires qui, de toute façon, ne sera pas présente à la pointe.
- 2.9** Dans le cas du programme GDP affaires, veuillez concilier l'approche du Distributeur à la référence (i) avec ses affirmations aux références (vii) et (viii) selon lesquelles « *en toute logique économique, tout kW réduit à la pointe est susceptible de retarder des investissements sur les réseaux de transport et de distribution* » et « *Toute réduction de puissance générée par le Programme pourrait permettre de réduire la pression sur les besoins d'investissement dans les réseaux de transport et de distribution, à moyen ou long termes* ».
- 2.10** Veuillez indiquer si le Distributeur pourrait, même s'il retient l'approche de la référence (i), retirer la portion effaçable de la puissance correspondant aux moyens de gestion de la demande tels que l'électricité interruptible et le programme GDP affaires lorsqu'il fournit au Transporteur ses besoins des services de transport de la charge locale. Dans la négative, veuillez justifier votre réponse.
- 2.11** Veuillez justifier les choix de présentation différents effectués par le Distributeur tels que décrits à la référence (ix). Dans le cas où de tels choix proviennent d'exigences des organismes NERC et/ou NPCC, veuillez fournir les références à de telles exigences.
-

PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

3. **Références :** (i) B-0006, page 15, exigence no. 19;
(ii) R-4096-2019, B-0013, page 15, tableau 4;
(iii) B-0007, page 14, lignes 20 à 25;
(iv) B-0007, page 30, lignes 9 à 11;
(v) B-0007, page 31, tableau 2.2;
(vi) B-0007, page 44, lignes 11 à 17;
(vii) B-0007, page 44, tableau 2.13;
(viii) R-3986-2016, B-0008, page 58, tableau 2D-6;
(ix) R-4096-2019, A-0035, pages 104 et 105;
(x) R-4057-2018, A-0063, pages 93 à 95.

Préambule :

(i) «

19. Fournir l'historique depuis l'année 2001 des données annuelles suivantes :
- le volume de consommation patrimoniale ;
 - les taux de pertes de transport et de distribution ;
 - le volume d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production ;
 - le volume d'électricité patrimoniale inutilisée.

HQD-2, document 3, tableau 9.1, pour les dix dernières années

Voir la pièce HQD-1, document 2.3 (B-0008), annexe 3A du dossier R-3864-2013 pour l'historique à partir de 2001

»

(ii) «

Tableau 4
Taux de pertes de transport réels révisés des années 2005 à 2013

Années	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Taux de pertes révisés	5,09 %	5,09 %	5,18 %	5,29 %	5,31 %	5,43 %	5,59 %	5,22 %	5,40 %

»

(iii) « La détermination du taux de pertes globales prévisionnel s'appuie sur les valeurs observées au cours des dernières années. De plus, l'impact à la baisse sur le taux de pertes globales de la mise en service de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-

de-l'Île a été pris en compte dans la prévision des besoins en énergie. Pour la période couverte par le Plan, le Distributeur estime que le taux moyen est d'environ 7,4 %. Ainsi, les pertes sont estimées à 12,6 TWh en 2019 et atteindront 13,7 TWh en 2029. » (Nous soulignons)

(iv) « Sur la période couverte par le Plan, le taux de pertes globales moyen retenu est de 7,4 % (tableau 2.2). Ce taux s'appuie sur les données réelles des dernières années et prend en compte l'impact à la baisse de la nouvelle ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île. » (Nous soulignons)

(v) «

**TABLEAU 2.2 :
 TAUX DE PERTES PRÉVISIONNELS**

En %	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Taux de pertes global	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%
Taux de pertes de transport	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
Taux de pertes de distribution	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%

Notes:

¹ Taux de pertes normalisés pour les conditions climatiques

»

(vi) « Dans le cadre des dossiers réglementaires du Transporteur, ce dernier a présenté les travaux effectués conjointement avec l'IREQ sur la détermination du taux de pertes de transport. Les constats de ces travaux sont présentés dans les dossiers R-4058-2018 et R-4096-2019.

La mise à jour des taux de pertes de transport a eu pour effet d'entraîner une révision historique des statistiques de besoins du Distributeur. À la suite de l'ensemble des ajustements effectués par le Transporteur, le Distributeur constate une amélioration du bilan des pertes globales, de transport et de distribution. » [notes de bas de page omises] (Nous soulignons)

(vii) «

**TABLEAU 2.13 :
 HISTORIQUE DES TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION
 VALEURS RÉELLES**

En %	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Taux de pertes globales	7.5%	7.9%	7.7%	7.9%	8.1%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.5%
Taux de pertes de transport	5.3%	5.4%	5.6%	5.2%	5.4%	5.5%	5.4%	5.2%	5.4%	5.4%
Taux de pertes de distribution	2.1%	2.3%	2.0%	2.6%	2.5%	2.0%	2.1%	2.3%	2.1%	2.0%

»

(viii) «

TABLEAU 2D-6 :
HISTORIQUE DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION NORMALISÉS¹

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Taux de pertes global	7,4%	7,7%	7,5%	7,4%	7,7%	7,5%	8,1%	7,8%	7,8%	8,1%	7,5%	7,3%
Taux de pertes de transport ²	n.d.											
Taux de pertes de distribution ²	n.d.											

¹ Normalisés pour les conditions climatiques.

² Pour les années historiques, le taux normalisé de pertes de transport et, séparément, celui de distribution ne sont pas disponibles.

»

(ix) « Et puis finalement vous aviez parlé des mises en service des projets structurants, des grands projets structurants ou des gros projets structurants comme vous les aviez identifiés, qui ont une influence significative. Vous avez donné l'exemple de Micoua-Saguenay où on s'est déjà parlé et Chamouchouane dont on a déjà parlé également. C'est exact?

M. BENOÎT DELOURME :

R. Oui.

Q. [15] Et peut-être simplement pour nous parler de l'influence significative. Est-ce que vous pouvez nous donner un ordre de grandeur un par rapport à l'autre? Est-ce que Micoua-Saguenay versus Chamouchouane on parle d'une même ampleur ou le même niveau d'influence significative, sans tomber dans des chiffres précis?

R. On avait qualifié... Quand on avait présenté l'étude l'an passé, on avait dit que, à peu près avec une influence de point un pour cent (,1 %) sur le taux de pertes, on considérait que c'était significatif. Donc, Chamouchouane-Montréal était à point zéro huit (,08). Donc, il rentrait à peu près dans la catégorie. Micoua-Saguenay, je n'ai pas en tête le chiffre, là. Mais ça devrait être un petit peu inférieur à ça. C'est ça.

Q. [16] Un petit peu inférieur à Chamouchouane?

R. Oui.

Q. [17] D'accord. C'est dans les mêmes ordres de grandeur?

R. Oui, je qualifierais ça dans les mêmes ordres de grandeur. Parce que, après ça, les autres les plus faibles, on tombe à moins que point zéro cinq (,05) ou moins que point zéro quatre (,04). Donc ça devient petit.

Q. [18] D'accord. Alors, on prend notre point zéro huit (,08) comme point de référence, Chamouchouane. On est un peu en bas de point zéro huit (,08) de Chamouchouane quand on va parler de Micoua si j'ai bien compris votre réponse?

R. Je pense. » (Nous soulignons)

(x) « R. Si je vous réfère au tableau R-1.6 de la demande de renseignements numéro 3 de la Régie, HQD-14, Document 1.3 à la page 8. Je vous amène là un petit peu, là, je vous amène, là, un petit peu pour illustrer, dans le fond, on voit dans la ligne 11 « Besoin du Distributeur en térawattheure », les révisions que le Transporteur a faites des trois dernières années, ça fait que deux mille quinze (2015), deux mille seize (2016), deux mille dix-sept (2017), le point un pour cent (,1 %) de pourcentage d'augmentation du taux de perte globale que j'ai fait référence c'est un modèle. Nous, on a un modèle de taux de perte qui nous permet de faire une prévision pour les prochaines années et l'état d'avancement et ainsi de suite.

Dans ce modèle-là, juste bien comprendre, on utilise les statistiques, mais les besoins réguliers du Distributeur historiques et nos ventes réelles historiques pour, dans le fond, trouver les pertes globales faites de façon mensuelle, c'est-à-dire qu'on prend les... puis ce modèle-là, il utilise des données jusqu'à deux mille neuf (2009), ça fait qu'on remonte jusqu'en deux mille neuf (2009), on regarde les besoins réguliers du Distributeur, les ventes chez nos clients, ça nous donne les pertes globales puis c'est une régression dans le fond qui utilise ces données-là avec différentes autres variables, des variables, je dirais, associées à la température, des degrés-jours, on a même des variables dichotomiques dans ce modèle-là, et c'est ce modèle-là qui nous permet d'arriver au point un pour cent (,1 %). Ça fait que qu'est-ce qu'on a fait, c'est qu'on a remis à jour avec les nouvelles données du Transporteur les nouveaux besoins réguliers du Distributeur, ça fait qu'on a inséré, on a remplacé nos besoins réguliers du Distributeur qu'on avait dans notre modèle et c'est ça qui nous a résulté à cette nouvelle prévision-là qui est point un pour cent (,1 %) de plus que ce qu'on avait dans le fond au dossier et quand on a utilisé ce point un pourcentage-là (.1 %) de plus sur les besoins qu'on prévoyait, bien, ça nous a fait un delta en besoins dans notre prévision de cent soixante gigawattheures (260 GWh), et cette prévision-là a été envoyée à l'équipe de planification pour chiffrer combien de coûts d'approvisionnement ça pourrait résulter ce cent soixante gigawattheures là (160 GWh) et la réponse c'est cinq millions (5 M). » (Nous soulignons)

Demandes :

- 3.1** Relativement à la référence (i), les pièces citées du dossier R-3864-2013 ne sont pas à jour suite aux révisions indiquées à la référence (ii). Par conséquent, veuillez fournir l'historique depuis 2001 du taux de pertes de transport et, séparément, du taux de pertes de distribution (en pourcentage), tel qu'exigé par le guide de dépôt.
 - 3.2** Veuillez fournir la valeur retenue par le Distributeur dans la prévision des besoins en énergie (en GWh) et la valeur résultante en puissance (MW), pour chaque année du Plan, pour tenir compte de « *l'impact à la baisse sur le taux de pertes globales de la mise en service de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île* », tel qu'indiqué à la référence (iii). Veuillez fournir les études ou les références permettant de justifier de telles valeurs annuelles.
 - 3.3** Veuillez fournir la valeur retenue (en %) par le Distributeur dans la prévision du taux de pertes globales, pour chaque année du Plan, pour tenir compte de «
-

l'impact à la baisse de la nouvelle la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île », tel qu'indiqué à la référence (iv).

- 3.4** À la référence (ix), le Transporteur indique que l'influence sur le taux de pertes du projet Micoua-Saguenay est du même ordre de grandeur que l'influence du projet Chamouchouane-Bout-de-l'Île. Veuillez indiquer si le Distributeur a baissé les besoins en énergie et en puissance sur l'horizon du Plan pour tenir compte de l'influence sur le taux de pertes du projet Micoua-Saguenay. Dans la négative, veuillez justifier cette omission dans le contexte de la référence (ix). Dans l'affirmative, veuillez fournir les valeurs retenues en énergie (GWh) et la valeur résultante en puissance (MW) dans la prévision des besoins pour chaque année du Plan, pour tenir compte de l'impact à la baisse sur le taux de pertes globales de la mise en service de la ligne à 735 kV Micoua-Saguenay, de même que les études ou les références permettant de justifier de telles valeurs annuelles.
- 3.5** Veuillez décrire en détail, avec chiffres à l'appui, la méthode utilisée pour calculer les « *Taux de pertes normalisés pour les conditions climatiques* » tel qu'il apparaît à la note 1 de la référence (v), et ce, autant pour le global, le transport et la distribution.
- 3.6** Relativement à la référence (v), veuillez justifier la prévision du Taux de pertes de distribution de 2,0 % pour les années de 2020 à 2029 alors que la valeur normalisée est de 1,9 % pour 2019.
- 3.7** Veuillez décrire en détail, avec un exemple chiffré, le modèle utilisé pour déterminer les Taux de pertes prévisionnels qui apparaissent au tableau 2.2 de la référence (v). Relativement à la référence (x), veuillez notamment décrire la méthode de régression utilisée de même que tous les intrants au modèle, notamment ceux mentionnés à cette référence.
- 3.8** Veuillez décrire le rôle joué par le Distributeur dans le cadre des « *travaux effectués conjointement avec l'IREQ* » mentionnés à la référence (vi).
- 3.9** Veuillez indiquer de quelles « *statistiques de besoins du Distributeur* » il est question à la référence (vi) et, pour chacune de ces statistiques, veuillez fournir les valeurs originales et les valeurs corrigées pour chaque année entre 2005 et 2019.
- 3.10** Relativement au tableau 2.13 de la référence (vii), veuillez justifier, par des explications propres au Distributeur et non seulement basées sur les calculs du Transporteur, les écarts suivants observés sur les Taux de pertes de distribution :
- Hausse de 2,1 % à 2,3 % entre 2009 et 2010 (+ 10 %);
 - Baisse de 2,3 % à 2,0 % entre 2010 et 2011 (- 13 %);
 - Hausse de 2,0 % à 2,6 % entre 2011 et 2012 (+ 30 %);
 - Baisse de 2,5 % à 2,0 % entre 2013 et 2014 (- 20 %);
 - Hausse de 2,1 % à 2,3 % entre 2015 et 2016 (+ 10 %);
-

- Baisse de 2,3 % à 2,1 % entre 2016 et 2017 (- 9 %).

- 3.11** Pour chacune des années de 2005 à 2019, veuillez fournir les pertes de distribution réelles en GWh.
- 3.12** Veuillez fournir un tableau semblable à celui de la référence (viii), pour la période de 2005 à 2019.
-

4. Référence : B-0007, page 56, tableau 3.17.

Préambule :

«

TABLEAU 3.17 :
COMPARAISON DU TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION NORMALISÉ
PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2018 ET
AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026

En %	2016 ¹	2017 ¹	2018 ¹	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Taux de pertes globales											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	7,6%	7,6%	7,3%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%
<i>État d'avancement 2018</i>	7,4%	7,5%	7,3%	7,4%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
<i>Écart</i>	0,2%	0,1%	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	-0,1%
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	7,4%	7,3%	7,4%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%
<i>Écart</i>	0,1%	0,3%	-0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Taux de pertes de transport											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	n.d.	n.d.	n.d.	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
<i>État d'avancement 2018</i>	n.d.	n.d.	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
<i>Écart</i>	n.d.	n.d.	n.d.	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	6,0%	6,0%	6,0%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
<i>Écart</i>	n.d.	n.d.	n.d.	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
Taux de pertes de distribution											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	n.d.	n.d.	n.d.	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
<i>État d'avancement 2018</i>	n.d.	n.d.	1,8%	1,9%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%
<i>Écart</i>	n.d.	n.d.	n.d.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	1,3%	1,2%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
<i>Écart</i>	n.d.	n.d.	n.d.	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%

Notes:
¹ Taux de pertes normalisés pour les conditions climatiques

»

Demande :

4.1 Veuillez justifier, avec chiffres à l'appui, l'augmentation du Taux de pertes globales prévu entre le Plan d'approvisionnement 2017-2026 (7,3 %) et le Plan d'approvisionnement 2020-2029 (7,4 %) tel qu'il apparaît à la référence.

5. **Référence :** R-4057-2018, B-0100, page 8, tableau R-1.6.

Préambule :

«

TABLEAU R-1.6 :
HISTORIQUE RÉVISÉ DES BESOINS DU DISTRIBUTEUR ET DES TAUX DE PERTES DE
TRANSPORT, DE DISTRIBUTION ET GLOBALES

	2015	2016	2017
Besoins du Distributeur (en TWh)	184,5	182,4	183,8
Taux de pertes globales	7,6 %	7,7 %	7,6 %
Taux de pertes de transport	5,5 %	5,2 %	5,4 %
Taux de pertes de distribution	2,0 %	2,3 %	2,1 %
Écarts par rapport aux valeurs au tableau 7 de la pièce B-0012			
Besoins du Distributeur (en TWh)	0,1	0,4	0,2
Taux de pertes globales	0,1 %	0,2 %	0,1 %
Taux de pertes de transport	-0,6 %	-1,1 %	-0,4 %
Taux de pertes de distribution	0,7 %	1,3 %	0,5 %

»

Demande :

5.1 Veuillez fournir une version à jour du tableau de la référence, sur la période de 2005 à 2019.

6. Référence : B-0009, page 73, tableau 9.1.

Préambule :

«

TABLEAU 9.1 :
DONNÉES HISTORIQUES RELATIVES AUX APPROVISIONNEMENTS

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Volume de consommation patrimoniale	TWh	166,2	162,8	164,3	164,6	161,2	161,2	160,2	155,3	155,1	156,3	156,7
Taux de pertes de l'électricité patrimoniale	%	7,6%	7,4%	7,8%	7,7%	7,9%	8,1%	7,5%	7,5%	7,8%	7,3%	7,4%
Volume d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production (Vol. max. = 178,86 TWh)	TWh	178,9	174,9	177,2	177,3	174,0	174,2	172,2	166,9	167,2	167,7	168,3
Volume d'électricité patrimoniale inutilisée	TWh	0,0	3,9	1,7	1,5	4,8	4,7	6,7	11,9	11,6	11,2	10,6

»

Demandes :

- 6.1 Veuillez décrire la méthode de calcul permettant de déterminer le Taux de pertes de l'électricité patrimoniale qui apparaît au tableau de la référence.
- 6.2 Veuillez expliquer la différence entre ces taux et ceux apparaissant au tableau 2.13 à la page 44 de la pièce B-0007.

7. **Référence :** R-4057-2018, B-0067, page 14, tableau R-4.11.

Préambule :

«

TABLEAU R-4.11 :
CONSOMMATION HISTORIQUE AU TARIF FORFAITAIRE (EN GWh)

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
170	178	175	171	170	290	294	279	268	258	250	243	243	413

»

Demandes :

- 7.1** Veuillez fournir une version à jour du tableau de la référence pour la période historique de 2005 à 2019.
- 7.2** Veuillez fournir la prévision de la consommation au tarif forfaitaire en GWh pour chaque année de la période de 2020 à 2029.
-

ALÉA SUR LA DEMANDE PRÉVUE

8. **Références :** (i) B-0007, page 34, lignes 9 à 12;
(ii) B-0007, page 36, tableau 2.5;
(iii) B-0007, page 45, lignes 14 et 15;
(iv) R-3986-2016, B-0008, pages 30 à 33, figures 2B-1 à 2B-4.

Préambule :

(i) « *L'aléa sur la demande en puissance prévue provient, d'une part, de l'aléa associé aux besoins annuels en énergie et à leur structure par usages et, d'autre part, des erreurs intrinsèques à la modélisation du profil de consommation appliqué aux besoins en énergie prévus par usages pour obtenir la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver.* »

(ii) «

TABLEAU 2.5 :
ALÉA SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE

En TWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Écart-type										
<i>Aléa climatique</i>	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
<i>Aléa sur la demande</i>	3,0	3,6	4,1	4,4	4,6	4,8	6,5	7,3	7,8	8,0
<i>Aléa global</i>	3,7	4,2	4,7	4,9	5,2	5,4	6,9	7,7	8,2	8,4
<i>Coefficient de variation global</i>	2,0%	2,2%	2,4%	2,5%	2,6%	2,7%	3,5%	3,9%	4,1%	4,2%

»

(iii) « *Les modèles ont surestimé la demande totale (ventes et besoins) en énergie et en puissance, comme l'indique l'écart moyen positif.* »

(iv) Les figures 2B-1 à 2B-4 illustrent l'aléa climatique sur les besoins en énergie et en puissance.

Demandes :

- 8.1 Veuillez détailler et illustrer par un exemple la méthodologie décrite sommairement à la référence (i).

- 8.2** Veuillez expliquer la hausse atypique de l'aléa sur la demande en énergie de 4,8 TWh en 2025 à 6,5 TWh en 2026, tel qu'il apparaît au tableau 2.5 de la référence (ii).
 - 8.3** Veuillez décrire les correctifs qui ont été apportés par le Distributeur pour atténuer le biais systématique mentionné à la référence (iii).
 - 8.4** Veuillez expliquer comment le Distributeur tient compte du biais systématique mentionné à la référence (iii) dans l'établissement des aléas sur la demande prévue en énergie et en puissance.
 - 8.5** Veuillez fournir une version à jour des figures de la référence (iv).
-

9. **Référence :** B-0007, page 33, lignes 1 à 19.

Préambule :

« L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins d'électricité, principalement aux fins de chauffage et de climatisation, par rapport au scénario de référence à conditions climatiques normales. L'aléa climatique est un aléa de court terme dont l'ampleur varie d'un mois à l'autre au cours d'une année.

Cet aléa entraîne des variations horaires de la demande autour du profil de consommation prévu à conditions climatiques normales. L'estimation de l'aléa climatique est obtenue à partir de 336 simulations horaires chronologiques des besoins prévus en fonction des conditions climatiques observées sur la période 1971 à 2018.

L'aléa climatique évolue en fonction de la charge de chauffage et de climatisation des locaux, qui dépendent à leur tour de la diffusion et de l'efficacité des équipements de chauffage et de climatisation, ainsi que de l'impact des changements climatiques. Par conséquent, cet aléa montre peu de croissance à l'horizon du Plan.

À titre d'exemple, selon les conditions climatiques de l'année la plus froide répertoriée, les besoins annuels de 2024 seraient supérieurs de 5,0 TWh à ceux d'une année normale. À l'opposé, les conditions climatiques de l'année la plus chaude considérée entraîneraient une réduction des besoins d'environ 5,2 TWh par rapport à la normale. Par ailleurs, les besoins ont, face aux conditions climatiques, une variabilité plus importante en hiver et moindre en été.

Pour ce qui est des besoins à la pointe d'hiver du Distributeur, l'impact des conditions climatiques peut atteindre environ 4 000 MW. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 9.1** Veuillez indiquer si les « *conditions climatiques observées sur la période 1971 à 2018* » dont il est question à la référence ont été ajustées pour tenir compte des changements climatiques sur cette même période historique. Dans l'affirmative, veuillez décrire les hypothèses et la méthode utilisée pour le faire et fournir les résultats chiffrés de l'opération. Dans la négative, veuillez justifier cette omission.
- 9.2** Veuillez fournir la liste complète chronologique, pour chacune des conditions climatiques observées sur la période 1971 à 2018, de la variation en énergie par rapport à une année normale, de la même façon que déjà fourni à la référence pour l'année la plus froide répertoriée (+ 5,0 TWh) et pour l'année la plus chaude répertoriée (-5,2 TWh).
-

- 9.3** Veuillez fournir la liste complète chronologique, pour chacune des conditions climatiques observées sur la période 1971 à 2018, de la variation en puissance par rapport à une année normale, permettant d'illustrer en détail l'affirmation de la référence selon laquelle « *l'impact des conditions climatiques peut atteindre environ 4 000 MW* ».
-

PRÉVISION DE LA DEMANDE

10. Référence : B-0007, page 12, lignes 3 à 8.

Préambule :

« Parmi les plus importants facteurs expliquant la croissance de base des différents secteurs se retrouvent la croissance des abonnements, la conjoncture économique et l'augmentation du taux de diffusion des équipements, tant au secteur résidentiel qu'au secteur commercial (+12 TWh). Cette croissance est atténuée principalement par l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements, mais aussi, dans une moindre mesure, par l'impact des changements climatiques. » (Nous soulignons)

Demande :

10.1 Veuillez fournir les hypothèses de réchauffement climatique et la prévision de l'impact des changements climatiques pour chaque année du Plan en énergie et en puissance. Veuillez fournir les études ou les références permettant de justifier de telles valeurs annuelles.

11. Référence : B-0007, page 23, lignes 18 à 25.

Préambule :

« De par son adhésion à l'Energy Forecasting Group, le Distributeur a accès à diverses ressources telles que :

- les intrants aux modèles à usages finaux ;
- des présentations méthodologiques, le partage d'informations sur le contexte énergétique (production photovoltaïque distribuée, véhicules électriques, stockage d'énergie, etc.) et le balisage ;
- l'expertise d'autres distributeurs d'énergie et de firmes spécialisées avec qui échanger sur des aspects méthodologiques. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 11.1** Veuillez élaborer sur l'*Energy Forecasting Group* dont il est question à la référence en indiquant notamment son origine, sa mission, ses participants et l'organisme qui le chapeaute.
- 11.2** Veuillez indiquer le type de balisage dont il est question à la référence.
-

- 12. Références :** (i) B-0024, page 5, lignes 8 à 17;
(ii) B-0024, page 17, réponse 7.2.

Préambule :

(i) « La référence (iv) fait état d'une amélioration du conflit commercial entre la Chine et les États-Unis ainsi que des effets positifs de l'assouplissement des politiques monétaires par les grandes banques centrales l'an dernier. Bien que ces éléments, pris isolément, soient positifs pour les perspectives économiques mondiales, d'autres nouveaux éléments de risque viennent assombrir le tableau, notamment l'impact du coronavirus en Chine. Ainsi, même en tenant compte des éléments mentionnés en référence (iv), le Fonds monétaire international a récemment diminué sa prévision de croissance économique mondiale pour 2020 et 2021 [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

(ii) « Le Distributeur confirme que l'appel de propositions n'a permis d'octroyer qu'environ 60 MW du bloc de 300 MW dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. »

Demandes :

- 12.1** Veuillez évaluer l'impact du coronavirus sur la prévision des besoins en énergie et en puissance sur la période du Plan.
- 12.2** Suite aux événements importants mentionnés aux références et à leur évolution récente, veuillez fournir une nouvelle prévision des besoins en énergie et en puissance sur la période du Plan de même qu'un bilan d'énergie et un bilan de puissance à jour.
-

TAUX DE RÉSERVE

- 13. Références :** (i) D-2019-027, page 89, paragraphe 387;
(ii) B-0009, page 27, tableau 4.3;
(iii) R-3678-2008, HQD-1, document 2, page 4, réponse 1.1;
(iv) R-4011-2017, A-0051, pages 31 à 33;
(v) R-4011-2017, A-0051, pages 35 à 37.

Préambule :

(i) « [387] Afin de comprendre l'impact sur le plan d'approvisionnement de chacun de ces tarifs et programmes, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de son prochain plan d'approvisionnement, la contribution en kW au bilan en puissance de même que l'évaluation du taux de réserve à retenir pour chacun des tarifs et programmes, en tenant compte des modalités d'utilisation et des délais d'appel de chacun de ces tarifs et programmes. » (Nous soulignons)

(ii) «

TABLEAU 4.3 :
CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE
DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2019-2020	Taux de réserve
Électricité interruptible	1 000	15 %
Programme GDP Affaires	280	17 %
Interruption chaînes de blocs	25	0 %
Tarifification dynamique	9	17 %
GDP résidentielle	2	17 %
Moyens additionnels potentiels	0	15 à 17 %

»

(iii) « Pour les fins de l'évaluation de la fiabilité de ses approvisionnements ainsi que pour les rapports déposés au NPCC sur la fiabilité de la zone de contrôle du Québec, le Distributeur utilise le modèle MARS (Multiple Area Reliability Simulator).

Ainsi, dans la Revue triennale 2005 déposée au NPCC (2005 Quebec Area Triennial Review of Resource Adequacy), l'évaluation de la fiabilité des approvisionnements pour la zone de contrôle du Québec a été réalisée à partir du modèle MARS développé par General Electric. Cette revue triennale présentait également une comparaison des résultats obtenus avec MARS et ceux obtenus avec un second modèle nouvellement développé par Hydro-Québec Production (FEPMC). La comparaison n'indiquait alors aucune différence significative. La revue triennale a été approuvée par le NPCC en mars 2006.

Depuis peu, le Distributeur dispose du modèle FEPMC (Fiabilité En Puissance Monte Carlo). Ce modèle permet une plus grande flexibilité pour prendre en considération des limites telles que celles qui contraignent les heures d'utilisation des ressources. Une telle modélisation n'est pas possible à l'intérieur du modèle MARS. FEPMC doit donc être utilisé en complément de MARS pour analyser la contribution en puissance de certaines ressources particulières, telle l'électricité interruptible.

Le modèle FEPMC est un simulateur chronologique assorti d'un générateur d'événements aléatoires de type Monte-Carlo. Il permet de modéliser séquentiellement chacune des heures de l'année, tout en tenant compte de l'ensemble des aléas sur la demande et sur la disponibilité des ressources. L'annexe B de la revue triennale 2005 présentait une description détaillée du modèle [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

(iv) « Alors, première question, quel modèle avez-vous utilisé pour calculer le taux de réserve de dix-sept pour cent (17 %) ? Est-ce que c'est le même modèle que pour calculer le taux de réserve de l'électricité interruptible, soit le F-E-P-M-C, ou le FEPMC ?

Mme STÉPHANIE GIAUME :

R. On utilise le logiciel MARS qui est le logiciel qu'on utilise pour l'ensemble de nos moyens.

Q. [28] Comment avez-vous tenu compte des délais des avis de GDP dans les simulations réalisées pour l'évaluation de ce taux de réserve à dix-sept pour cent (17 %) ?

M. HANI ZAYAT :

R. Excusez, j'ai manqué la question.

Q. [29] Il n'y a pas de problème, je vais la reformuler. Comment avez-vous tenu compte des délais des avis de GDP dans les simulations réalisées pour l'évaluation de ce taux de réserve de dix-sept pour cent (17 %) ?

Mme STÉPHANIE GIAUME :

R. On ne tient pas compte des avis, on tient compte des périodes d'interruption.

Q. [30] Juste pour bien se comprendre, donc, les délais associés aux avis, vous n'en tenez pas compte dans vos simulations pour la question du taux de réserve, c'est ça? C'est ce que je comprends?

R. Effectivement.

Q. [31] Suite à votre réponse, comment expliquez-vous que le taux de réserve du GDP soit supérieur à celui de l'électricité interruptible qui est de quinze pour cent (15 %), si on se souvient bien. Quelle est l'explication pour ça?

R. En fait, la durée des interruptions est plus courte.

Q. [32] Alors, parce que les interruptions sont plus courtes, ça entraîne un taux plus élevé de dix-sept pour cent (17 %) de réserve, c'est exact?

R. Exactement. » (Nous soulignons)

(v) « Je vais vous reposer ma question. Je ne suis pas certain que vous avez répondu à la question que je vous posais. Peut-être que c'est moi qui n'ai pas compris. Dans vos simulations pour déterminer le taux de réserve, vous devez ordonnancer les divers moyens. Lequel des deux moyens, GDP ou électricité interruptible, était utilisé en premier lorsqu'un besoin se faisait sentir dans vos simulations? Je peux me permettre d'ajouter pendant que vous y réfléchissez. Tout à l'heure, vous m'avez dit, c'est le modèle MARS que vous avez utilisé. Vous ne tenez pas compte du délai d'appel, vous avez mentionné dans la question précédente. Alors, quand je vous pose la question maintenant : L'ordonnement de ces moyens-là dans vos simulations? Et je reviens à cette question-là compte tenu de ce que vous nous avez dit déjà.

M. HANI ZAYAT :

R. Je vais y aller de mémoire. Mais je crois que, dans les modèles qui servent, les modèles de fiabilité, donc le modèle MARS notamment, il n'y a pas nécessairement un ordonnancement des moyens. C'est plus un ensemble de moyens qui est à la disposition du Distributeur et de la zone de contrôle. Donc, c'est la contribution de chacun des moyens lorsqu'on les utilise au complet. Donc, ce qu'on va mettre, c'est les contraintes qui sont associées, qui sont associées aux moyens, les modalités du programme en termes de nombre d'heures disponibilité. Mais je ne crois pas qu'il y a un... qu'il y a nécessairement un ordonnancement à donner à l'intérieur des modèles de simulation. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 13.1** Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par un taux de réserve de « 15 à 17 % » pour le moyen intitulé « Moyens additionnels potentiels », tel qu'il apparaît au tableau 4.3 de la référence (ii).
-

- 13.2** Veuillez fournir les informations apparaissant au tableau 4.3 de la référence (ii) pour chacun des dix hivers de la période du Plan. Si le Distributeur considère que les taux de réserve d'un moyen sont identiques d'un hiver à l'autre, veuillez démontrer que ce principe est valide, par exemple entre l'hiver 2019-2020 (1 315 MW en gestion de la demande en puissance) et l'hiver 2025-2026 (3 004 MW en gestion de la demande en puissance).
- 13.3** Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) l'affirmation de la référence (iv) selon laquelle le Distributeur utilise dorénavant le modèle MARS pour calculer le taux de réserve de chacun des moyens apparaissant au tableau 4.3 de la référence (ii).
- 13.4** Veuillez indiquer lesquelles des limites ne pouvaient pas être modélisées par le modèle MARS à l'époque de la référence (iii) et, pour chacune de ces limites, veuillez décrire les changements qui ont été apportés au logiciel MARS pour permettre leur modélisation.
- 13.5** À la référence (iv), le Distributeur indique qu'il n'avait alors pas tenu compte des délais associés aux avis d'engagement des moyens de gestion de la demande dans les simulations pour calculer le taux de réserve. Veuillez indiquer comment la Distributeur a maintenant tenu compte des délais d'appel de chacun des tarifs et programmes afin de respecter la demande de la Régie en référence (i).
- 13.6** Dans le cas où le Distributeur a respecté la demande de la Régie en référence (i) en ce qui a trait à la prise en compte des délais d'appel, veuillez décrire comment le Distributeur a utilisé le modèle MARS pour le faire et veuillez expliquer que les résultats de la référence (ii) soient les mêmes que ceux de la référence (iv) en ce qui a trait des taux de réserve applicables à l'électricité interruptible et au programme GDP Affaires. Dans le cas contraire, veuillez justifier de ne pas avoir respecté la demande de la Régie.
- 13.7** Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) l'affirmation de la référence (v) selon laquelle le Distributeur n'a pas à fournir, pour les simulations du modèle MARS, l'ordonnancement des moyens de gestion de la demande apparaissant au tableau 4.3 de la référence (ii). Si c'est confirmé, veuillez décrire en détail la méthode utilisée par le modèle MARS dans les simulations pour ordonnancer les moyens à utiliser dans une situation donnée. Si ce n'est pas confirmé, veuillez fournir l'ordonnancement des moyens fourni au modèle MARS pour effectuer les simulations.
- 13.8** Veuillez indiquer comment le modèle MARS permet de spécifier et de traiter une contrainte de nombre maximum d'heures ou d'appels au cours d'une même période d'hiver, comme il s'applique notamment à l'électricité interruptible et au programme GDP affaires. Par exemple, veuillez indiquer si le modèle respecte le maximum et cesse d'utiliser le moyen lorsque celui-ci est épuisé dans une simulation donnée.
-

- 13.9** Pour chacun des deux moyens de l'électricité interruptible et du programme GDP affaires, veuillez indiquer le pourcentage des simulations de l'hiver 2025-2026 faites par le modèle MARS où le nombre maximum d'heures ou d'appels par hiver s'avère insuffisant.
- 13.10** Pour l'établissement du taux de réserve des moyens de gestion de la demande de puissance (référence (ii), veuillez expliquer comment le modèle MARS détermine, de façon chronologique pour chaque heure de l'hiver, le bâtonnet patrimonial à utiliser.
-

14. **Référence** : B-0009, page 26, tableau 4.2.

Préambule :

«

TABLEAU 4.2 :
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR
RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2017-2026	9,5%	9,9%	10,1%	10,4%
État d'avancement 2018	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%
Plan d'approvisionnement 2020-2029	9,4%	9,5%	9,5%	9,7%

»

Demande :

14.1 Veuillez compléter le tableau de la référence en fournissant le taux de réserve pour respecter le critère de fiabilité en puissance pour les années du Plan au-delà de l'année courante + 3 ans.

COÛTS ÉVITÉS POUR LES HEURES DE PLUS GRANDES CHARGES

- 15. Référence :** (i) D-2019-027, page 75, paragraphe 329;
(ii) B-0021, page 3, lignes 18 à 23;
(iii) B-0021, page 3, lignes 25 et 26.

Préambule :

(i) « [329] Conséquemment, la Régie ordonne au Distributeur de présenter, dès le prochain dossier du plan d'approvisionnement, une proposition de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 heures et les 300 heures de plus grandes charges. » (Nous soulignons)

(ii) « De plus, l'utilisation d'un profil horaire basé sur un historique de prix favorise une certaine stabilité des coûts évités car les profils horaires sont relativement stables d'une année à l'autre, contrairement au niveau historique des prix d'achat d'énergie, qui lui varie considérablement. À cet égard, le Distributeur souligne que la variabilité importante des prix observés pour les 100 heures ou 300 heures de plus forte charge par rapport au prix moyen de l'hiver n'est pas propice à l'établissement d'un coût évité calculé à partir de l'évolution des prix historiques. » (Nous soulignons)

(iii) « l'établissement de profils horaires, sur la base des prix historiques observés sur le marché de référence, soit New York, pour les cinq derniers hivers ; » (Nous soulignons)

Demandes :

- 15.1** Veuillez commenter la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle la proposition du Distributeur présentée à la pièce B-0021 ne respecte pas l'ordonnance de la Régie à la référence (i).
- 15.2** En utilisant la méthode et les résultats présentés par le Distributeur à la pièce B-0021, veuillez indiquer le coût évité en ¢/kWh (2020) qui s'appliquerait pour un moyen qui s'effacerait en énergie pendant les 100 heures de plus grandes charges de l'hiver 2020-2021.
- 15.3** En utilisant la méthode et les résultats présentés par le Distributeur à la pièce B-0021, veuillez indiquer le coût évité en ¢/kWh (2020) qui s'appliquerait pour un moyen qui s'effacerait en énergie pendant les 300 heures de plus grandes charges de l'hiver 2020-2021.
-

- 15.4** Veuillez préciser par un exemple chiffré la différence entre les notions utilisées à la référence (ii), soit un « *profil horaire basé sur un historique de prix* » et un « *niveau historique des prix d'achat d'énergie* ».
- 15.5** Veuillez démontrer à l'aide d'une période d'au moins cinq ans l'affirmation de la référence (ii) selon laquelle « *les profils horaires sont relativement stables d'une année à l'autre* ».
- 15.6** Veuillez expliquer en quoi l'objectif de « *stabilité des coûts évités* » exprimé à la référence (ii) est nécessaire.
- 15.7** Afin de démontrer « *la variabilité importante des prix observés pour les 100 heures ou 300 heures de plus forte charge par rapport au prix moyen de l'hiver* » dont il est question à la référence (ii), veuillez fournir, pour chacune des cinq derniers hivers, les 100 prix horaires observés (i. e. le prix payé par le Distributeur pour cette heure pour l'ensemble des marchés internes et externes, pas seulement New York) pour chacune des 100 heures de plus forte charge et les 300 prix horaires observés pour chacune des 300 heures de plus forte charge.
- 15.8** Veuillez fournir, sur une base horaire pour les cinq derniers hivers, les « *prix historiques observés sur le marché de référence, soit New York* » mentionnés à la référence (iii).
-

COÛTS ÉVITÉS

16. **Références** : (i) R-4057-2018, B-0067, pages 30 et 31, réponse 12.1;
 (ii) B-0032, page 8, lignes 9 à 16.

Préambule :

(i) «

**TABLEAU R-12.1 :
 PUISSANCE UCAP – HIVER 2017-2018**

		AO 2014-01				RFP 2017	
		Décembre 2017	Janvier 2018	Février 2018	Mars 2018	Janvier 2018	Février 2018
Quantité recherchée	MW	500	500	500	500	200	200
Quantité offerte	MW	200	75	200	500	525	525
Quantité acquise	MW	50	50	50	50	175	175
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	0,80	0,77
MIN	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	0,30	0,20
MAX	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	1,17	1,17
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	0,49	0,43
Encan mensuel UCAP - ROS	\$US / kW-mois	0,30	0,25	0,25	0,15	0,25	0,25
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	50,00	60,0	60,0	46,7	2,0	1,7

»

(ii) « *De plus, l'évaluation du prix UCAP repose notamment sur les prix attendus sur les marchés. Or, le Distributeur rappelle qu'il n'a pas directement accès aux encans du marché de New York pour ces produits, mais doit plutôt procéder par appels d'offres. Ainsi, ses coûts d'approvisionnement en puissance de court terme incluent une prime par rapport au prix sur le marché. Historiquement, le prix payé par le Distributeur peut être jusqu'à cinq fois plus élevé que celui de l'encan. Lors du dernier appel d'offres pour de la puissance de court terme, en 14 novembre 2019, le Distributeur a payé environ trois fois le prix de l'encan du marché de New York.* » (Nous soulignons)

Demandes :

- 16.1** Veuillez fournir, pour chaque mois des hivers 2018-2019 et 2019-2020, les achats de puissance réels en indiquant les quantités en MW et les prix pour chaque type de produit, selon le format du tableau de la référence (i).
- 16.2** Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, l'affirmation de la référence (ii) selon laquelle « *Historiquement, le prix payé par le Distributeur peut être jusqu'à cinq fois plus élevé que celui de l'encan.* ».
-

- 17. Références :** (i) B-0032, page 8, lignes 30 à 33;
(ii) R-4057-2018, B-0067, pages 25 et 26, tableaux R-10.2-A à R-10.2-D.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur a décidé de déterminer la valeur des coûts évités annuellement et de retenir une moyenne mobile afin d'assurer une stabilité dans le signal utilisé dans les analyses économiques. Pour l'année 2019, les coûts évités sont respectivement de 16,70 \$/kW pour la distribution et 48,21 \$/kW pour le transport (\$ 2019).* » (Nous soulignons)

(ii) Les quatre tableaux R-10.2-A à R-10.2-D présentent la Mise à jour des prévisions du Transporteur, la Mise à jour des intrants relatifs au coût évité de transport, le Calcul du coût évité de transport et le Calcul du coût évité de distribution.

Demandes :

- 17.1** Veuillez fournir une version à jour, sur la période 2019 à 2028, des quatre tableaux de la référence (ii).
- 17.2** Veuillez fournir une version à jour, sur la période 2019 à 2028, des tableaux R-10.2-A et R-10.2-B (ii) mais pour les données et résultats du Distributeur.
- 17.3** Veuillez fournir, pour les tableaux fournis en réponse aux demandes précédentes sur la période 2019-2028, la liste des travaux qui seront nécessaires afin de répondre à la croissance annuelle, autant pour le Transporteur que pour le Distributeur.
-

18. **Référence :** (i) B-0032, page 9, lignes 1 à 6;
(ii) B-0024, page 19, tableau R-7.3;
(iii) B-0024, page 19, lignes 17 à 23;
(iv) B-0024, page 10, lignes 24 à 30.

Préambule :

(i) « *Aux fins des analyses économiques, les coûts évités sont sollicités pour aider à la prise de décision. L'application des coûts évités aux différents programmes de gestion de la puissance se base sur le service rendu par ces derniers. Contrairement aux programmes en efficacité énergétique, qui assurent un effacement permanent de la charge, les différents programmes de gestion de la demande en puissance n'assurent pas automatiquement un report des investissements en croissance sur les réseaux de transport et de distribution.* » (Nous soulignons)

(ii) «

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

Hiver (1 ^{er} 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
BESOINS À LA POINTE	38 777	39 381	39 939	40 292	40 561	40 805	41 008	41 028	41 252	41 487
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
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 439	43 112	43 756	44 211	44 562	44 863	45 095	45 127	45 378	45 641
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
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 ⁽¹⁾	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									
Puissance additionnelle requise										
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.

»

(iii) « *La part de la valeur du coût évité de transport associée à un programme est en partie tributaire de la disponibilité de ce programme au moment de la pointe globale du réseau. Ainsi, la contribution de chaque programme est évaluée selon ses modalités propres, afin de refléter sa contribution au bilan en puissance. Pour ce faire, on réduit le coût évité de transport du taux de réserve associé au programme aux fins de ce bilan. En effet, ce taux de réserve reflète la probabilité que le programme soit disponible au moment de la pointe, considérant notamment ses modalités.* » (Nous soulignons)

(iv) « *À l'instar du coût évité de transport, la considération d'un coût évité de distribution repose en partie sur le fait qu'un programme permet de réduire la demande sur le réseau de distribution au moment de la pointe et ainsi, reporter des investissements sur le réseau de distribution. Les estimations du Distributeur indiquent qu'environ 40 % des investissements [note de bas de page omise] historiques en croissance sont dédiés à la gestion de la pointe. Les critères qui permettraient l'attribution de cette portion des coûts évités de distribution à un programme sont les mêmes que ceux invoqués pour les coûts évités de transport.* » (Nous soulignons)

Demandes :

- 18.1** Pour chacun des sept moyens apparaissant sous la rubrique « *Gestion de la demande en puissance* » de la référence (ii), veuillez indiquer, avec justification à l'appui, s'il assure automatiquement ou non, selon ce qui est évoqué à la référence (i), un report de certains investissements en croissance sur les réseaux de transport et de distribution.
 - 18.2** Pour chacun des sept moyens apparaissant sous la rubrique « *Gestion de la demande en puissance* » de la référence (ii), veuillez indiquer la probabilité que le moyen soit disponible au moment de la pointe annuelle, dans la mesure où le réseau en ait besoin.
 - 18.3** Veuillez fournir une démonstration mathématique afin d'appuyer l'affirmation de la référence (iii) selon laquelle le « *taux de réserve reflète la probabilité que le programme soit disponible au moment de la pointe* ».
 - 18.4** Veuillez démontrer, avec chiffres et références à l'appui, l'affirmation de la référence (iv) selon laquelle « *environ 40 % des investissements historiques en croissance sont dédiés à la gestion de la pointe* ».
-

CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE DU PRODUCTEUR

19. **Référence** : B-0006, page 20, paragraphe 85.

Préambule :

«

2.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE [85] Produire sous forme agrégée, dans le cadre de ses plans d'approvisionnement, les informations relatives aux restrictions d'appareillage et aux restrictions hydrauliques prises en compte dans l'établissement de la réserve requise en puissance.	HQD-2, document 3, section 4.5
---	-----------------------------------

»

Demande :

19.1 Veuillez fournir les informations requises en référence que l'on ne peut retrouver à la section 4.5 de la pièce HQD-2, document 3, celle-ci ne présentant que des informations en énergie.

CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU PRODUCTEUR

20. **Références** : (i) D-2017-140, page 62, paragraphes 189 et 190;
(ii) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-140_Criteres/HQD_AnnexeB_11decembre2019.pdf .

Préambule :

(i) « [189] *La Régie considère que le Producteur a une réserve énergétique suffisante pour combler des déficits éventuels d'apports naturels d'eau selon les critères approuvés. La Régie maintient tel quel le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014.*

[190] *Ce suivi consiste à déposer et à rendre publique, en novembre, en mai et en août de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité applicable aux approvisionnements fournis par le Producteur est respecté. Les informations présentées à l'annexe B de la décision D-2005-178, ainsi que l'attestation du président-directeur général d'Hydro-Québec de la fiabilité énergétique du parc de production, sont les minimums requis pour cette démonstration. Lors de situations critiques, le Distributeur devra en rendre compte, à la demande de la Régie. » (Nous soulignons)*

(ii) Le suivi du respect du critère de fiabilité du Producteur – Annexe B déposé le 11 décembre 2019 ne comporte pas l'historique des stocks énergétiques sur la période des 14 dernières années (D-2005-178, page 42).

Demande :

- 20.1 Afin de respecter l'ordonnance de la Régie à la référence (i) veuillez fournir la page manquante du suivi de la référence (ii), soit l'historique des stocks énergétiques sur la période des 14 dernières années (D-2005-178, page 42).
-

STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

21. **Référence :** (I) B-0006, page 17, paragraphe 31;
 (ii) B-0009, page 81, tableau 11.1;
 (iii) B-0009, page 18, tableau 3.2.

Préambule :

(I) «

31. Présenter les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et démontrer que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.	HQD-2, document 3, sections 3 et 4
--	------------------------------------

»

(ii) «

TABLEAU 11.1 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE - SOMMAIRE

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
En MW																				
Janvier	0	0	0	550	600	400	150	0	0	0	0	0	0	350	400	400	400	400	0	0
Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	0	0	0	150	400	400	400	16	0	0
Mars	0	-600	-400	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	200	0	0	0
Avril	0	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juin	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juillet	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Août	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Septembre	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Décembre	-200	-350	0	0	0	0	600	600	0	0	0	0	0	0	250	400	400	0	0	0
Total annuel	-2,1	-4,2	-0,7	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,8	0,9	1,0	0,3	0,0	0,0
Total différé	-2,1	-4,2	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total rappelé	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,8	0,9	1,0	0,3	0,0	0,0
En TWh																				
Solde	-2,1	-6,3	-7,0	-5,9	-5,2	-4,7	-4,0	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,0	-2,2	-1,3	-0,3	0,0	0,0	0,0

»

(iii) «

**TABLEAU 3.2 :
 BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 ^{er} 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
BESOINS À LA POINTE	38 783	39 489	40 196	40 550	40 815	41 056	41 139	41 064	41 287	41 522
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 661	3 745	3 817	3 915	3 997	4 051	4 086	4 088	4 115	4 143
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 445	43 234	44 013	44 464	44 812	45 106	45 225	45 152	45 402	45 666
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
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	1 450	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
• Éolien ⁽¹⁾	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	1 315	1 779	2 217	2 491	2 838	2 983	3 004	2 751	2 781	2 815
• 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	315	779	1 217	1 411	1 658	1 683	1 584	1 331	1 361	1 395
- Programme GDP Affaires	280	330	385	420	505	510	515	515	515	515
- Interruption chaînes de blocs	25	375	682	682	682	636	479	173	173	173
- 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	80	180	300	420	420	420	420
Abaissement de tension	250									
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	500	400	650	850	850	950	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	350	600	1 500	1 800

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

»

Demandes :

- 21.1** Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, que la stratégie d'utilisation des conventions d'énergie rappelée préconisée par le Distributeur à la référence (ii) répond aux besoins de la clientèle au plus bas coût possible sur l'horizon du Plan. En particulier, veuillez démontrer qu'il est plus avantageux en termes de coût d'utiliser le rappel d'énergie et de puissance en 2021 et 2022 au lieu de l'utiliser en 2025, 2026 et début 2027.
- 21.2** Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle les rappels de 350 MW à l'hiver 2020-2021 et de 400 MW à l'hiver 2021-2022, apparaissant à la référence (ii) et inclus dans la ligne « *Contrats avec HQP* » de la référence (iii), ne sont pas nécessaires pour satisfaire le bilan de puissance alors que ceci pourrait être fait notamment en haussant la « *Contribution des marchés de court terme* ».

- 21.3** Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle un rappel de 400 MW à l'hiver 2025-2026 permettrait, selon la référence (iii) de retarder d'un an le besoin d'acquérir des « *Approvisionnements de long terme* ».
- 21.4** Pour chacun des mois de janvier 2021, février 2021, janvier 2022 et février 2022, veuillez indiquer le nombre d'heures par mois où des achats d'énergie de court terme additionnels seraient requis et l'énergie mensuelle associée dans le cas où le Distributeur ne procédait pas au rappel d'énergie et de puissance au cours de ces quatre mois, contrairement à ce qu'il préconise à la référence (ii).
- 21.5** Pour chacun des mois de janvier 2021, février 2021, janvier 2022 et février 2022, veuillez indiquer l'énergie mensuelle additionnelle qui serait requise du contrat cyclable et de l'électricité patrimoniale dans le cas où le Distributeur ne procédait pas au rappel d'énergie et de puissance au cours de ces quatre mois, contrairement à ce qu'il préconise à la référence (ii).
-

CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME

22. Référence : B-0009, pages 45 et 46.

Préambule :

« La capacité pour le Distributeur d'importer de l'énergie en provenance du Nouveau-Brunswick est tributaire de la présence d'énergie excédentaire au bilan offre-demande de NB Power, même si l'interconnexion a un potentiel maximal d'importation de 785 MW. Comme le profil des besoins de ce réseau est similaire à celui du Québec, les surplus sont souvent faibles lors des périodes de charge importante au Québec.

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.

La contribution en provenance de l'interconnexion NB-HQT est donc variable et confirmée par le Transporteur au moment de l'analyse de la préparation pour la pointe, à l'automne qui la précède. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 22.1** À partir de l'analyse en continu effectuée par le Transporteur pour déterminer le niveau d'importation possible pour chaque heure, tel que mentionné à la référence, veuillez fournir le nombre d'heures au cours des deux derniers hivers où la capacité d'importer du Nouveau-Brunswick a été réduite en raison du transit de la production éolienne sur le réseau interne, au cours des 300 heures de plus fortes charges.
- 22.2** À partir de l'analyse en continu effectuée par le Transporteur pour déterminer le niveau d'importation possible pour chaque heure, tel que mentionné à la référence, veuillez fournir le nombre d'heures au cours des deux derniers hivers où la capacité d'importer du Nouveau-Brunswick a été nulle en raison du transit de la production éolienne sur le réseau interne, au cours des 300 heures de plus fortes charges.
- 22.3** Veuillez fournir les conclusions des études du Transporteur en prévision de l'hiver 2019-2020 dont il est question à la référence qui permettront d'en apprendre davantage et de revoir éventuellement les possibilités d'importation via ce chemin.
-

- 22.4** Pour chacune des cinq dernières années, veuillez fournir la valeur de la contribution en provenance de l'interconnexion NB-HQT qui a été confirmée par le Transporteur au moment de l'analyse de la préparation pour la pointe, à l'automne qui la précède, tel que décrit à la référence.

- 23. Références :** (i) B-0009, page 48, lignes 7 à 14;
(ii) R-4112-2019, B-0016, page 7.

Préambule :

(i) « Ce projet d'interconnexion, d'une capacité d'exportation de 1 200 MW, relierait le Québec au sud de l'État du Maine [note de bas de page omise].

Le design actuel du projet prévoit une ligne privée à courant continu unidirectionnelle. Il n'inclut pas une utilisation à des fins d'importation d'électricité vers le Québec. Si ce projet obtenait toutes les autorisations requises pour aller de l'avant, une demande pourrait être adressée afin d'analyser les impacts d'une telle utilisation sur les réseaux de la Nouvelle-Angleterre et du Québec.

La mise en service est officiellement prévue pour 2022. » (Nous soulignons)

(ii) « À ce sujet, le Transporteur précise qu'il ne s'agit pas d'une ligne « privée ». Ainsi, toute demande visant le nouveau point d'interconnexion serait examinée aux termes des Tarifs et conditions (article 15) et pourrait permettre au Transporteur de fournir le service demandé.

Comme le Transporteur l'indique dans sa preuve [note de bas de page omise], il ne s'agit pas d'une ligne unidirectionnelle. Bien que la fonction première de la ligne projetée soit de répondre à une demande pour l'obtention d'un service de transport ferme de point à point vers le Maine, cette ligne offrira une sécurité supplémentaire pour le réseau québécois puisqu'elle permettra également l'importation d'électricité sous certaines conditions commerciales ou advenant des difficultés d'approvisionnement local en énergie. Il s'agirait donc d'un nouveau lien permettant de renforcer la sécurité énergétique des consommateurs d'électricité du Québec en cas d'événement majeur. » (Nous soulignons)

Demande :

- 23.1** Veuillez concilier les informations soulignées des références (i) et (ii).
-

24. **Référence** : D-2017-140, page 58, paragraphe 172.

Préambule :

« [172] La Régie est satisfaite des explications du Distributeur quant à la capacité des marchés voisins de contribuer aux besoins en puissance du Distributeur à la pointe. Cependant, elle demeure préoccupée à l'égard de la profondeur des marchés de puissance et estime que le potentiel de contribution en puissance des marchés de court terme, estimé par le Distributeur à 1 100 MW, demeure une valeur susceptible d'évoluer dans les années à venir. Elle demande donc au Distributeur de poursuivre ses démarches de suivi et de déposer, dans les états d'avancement du Plan, une mise à jour des capacités des différentes interconnexions actuelles et futures, de même qu'une mise à jour de l'évolution de la capacité des marchés internes à répondre à ses besoins de puissance à la pointe.» (Nous soulignons)

Demande :

24.1 Tel que demandé à la référence, veuillez fournir l'évolution de la capacité des marchés internes à répondre aux besoins de puissance à la pointe.

POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

25. **Référence :** (i) B-0009, page 60, tableau 7.5;
 (ii) B-0009, page 61, tableau 7.7.

Préambule :

(i) «

TABLEAU 7.5 :
PTÉ REGROUPÉ – SECTEURS CI (SANS MESURE GROUPE ÉLECTROGÈNE)
ANNÉE 2020

Mesure	Coût unitaire moyen, actualisé (\$2020/kW)	Coût évité actualisé (\$2020/kW)	PTÉ regroupé (MW)
Ajout d'un SGÉ avec gestion de la puissance selon les besoins du Distributeur	41,7	71,8	43,8
Utilisation de systèmes de chauffage biénergie existants	2,5	21,2	196,0
Chauffe-eau électrique – contrôlé avec un système de gestion de l'énergie (SGÉ) ou ajout d'un système de contrôle	14,0	50,1	66,1
Fermeture partielle de l'éclairage – contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	13,5	21,2	16,0
Gestion optimale des températures de consigne – contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	9,0	22,6	63,4
Interruption de l'humidification – contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	4,1	21,2	4,1
Réduction du débit d'air neuf – contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	27,8	37,4	253,0
Réduction du débit de ventilation – contrôle avec SGÉ ou ajout d'un système de contrôle	6,6	21,2	25,8
Refroidissement gratuit au lieu de refroidisseur avec récupération de chaleur	8,3	20,4	4,4
Stockage thermique – contrôle par le Distributeur	45,1	105,4	541,6
TOTAL			1 214,2

»

(ii) «

TABLEAU 7.7 :
PTÉ REGROUPÉ – SECTEUR PMI
ANNÉE 2020

Mesure	Coût unitaire moyen, actualisé (\$2020/kW)	Coût évité actualisé (\$2020/kW)	PTÉ regroupé (MW)
Chauffe-eau électrique – contrôlé avec un système de gestion de l'énergie (SGÉ) ou ajout d'un système de contrôle	34,5	71,8	20,2
Utilisation de systèmes de chauffage biénergie existants	3,6	20,4	145,2
TOTAL			165,4

»

Demande :

- 25.1** Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne développe pas les mesures des références qui montrent des coûts unitaires très bas au lieu de développer des mesures comme celles qui sont prévues à son bilan de puissance. Par exemple, Utilisation de systèmes de chauffage biénergie existants des secteurs CI (196 MW à 2,5 \$/kW), des secteurs PMI (145 MW à 3,6 \$/kW), Gestion optimale des températures de consigne (63 MW à 9,0 \$/kW), etc.
-

SERVICES COMPLÉMENTAIRES

- 26. Référence :** (i) R-4052-2018, B-0005, page 7, lignes 13 à 16;
(ii) B-0009, pages 82 à 88, section 11.2.

Préambule :

(i) « *Par ailleurs, en 2012, les centrales thermiques de Tracy et de La Citérie ainsi que la centrale nucléaire de Gentilly-2 ont successivement été fermées. Ces centrales ont comme particularité d'être situées dans la partie sud du réseau et contribuaient au soutien de la tension et à la stabilité du réseau de transport.* » (Nous soulignons)

(ii) La section 11.2 présente l'Entente concernant les services complémentaires associés à l'approvisionnement patrimonial, entre le Producteur et le Distributeur.

Demande :

- 26.1** Veuillez expliquer l'impact des fermetures de centrales mentionnées à la référence (i) sur le respect de l'entente de la référence (ii). En particulier, veuillez indiquer si le Distributeur considère que l'entente prévoit que le Producteur doit fournir des services complémentaires additionnels pour compenser la fermeture desdites centrales. Dans la négative, veuillez élaborer.
-

ÎLES-DE-LA-MADELEINE

- 27. Référence :** (i) B-0031, page 4, lignes 6 à 20;
(ii) <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/1574/hydro-quebec-et-energie-nb-signent-des-ententes-visant-lachat-delectricite-et-le-partage-dexpertise/> .

Préambule :

(i) « *Le Projet comprend un circuit de deux câbles sous-marins d'environ 225 km pour relier l'archipel à la Gaspésie, soit du poste de Cap-aux-Meules au poste de Percé. Le Projet comporte aussi la construction de deux lignes de transport souterraines : une entre la côte de la Gaspésie et le poste de Percé, ainsi qu'une entre la côte des IDLM et le poste de Cap-aux-Meules.*

Ce projet est dirigé par une équipe d'experts chevronnés chez Hydro-Québec (l'équipe de projet). Cette équipe s'assure d'avoir une solution éprouvée qui garantira la qualité et la fiabilité du service aux IDLM en concevant un lien fiable avec le continent.

Le lien projeté permettra de répondre de façon durable aux besoins de la communauté des IDLM avec une énergie majoritairement hydroélectrique, une source d'énergie fiable et propre.

Afin d'assurer la fiabilité en puissance, la centrale thermique actuelle sera maintenue en réserve et permettra d'alimenter le réseau en cas d'indisponibilités (maintenance, pannes) du lien avec le réseau intégré. » (Nous soulignons)

(ii) Le 10 janvier 2020, Hydro-Québec et Énergie NB ont annoncé la signature d'ententes visant l'achat d'électricité et le partage d'expertise.

Demande :

- 27.1** Veuillez indiquer si la centrale thermique actuelle dont il est question à la référence (i) sera suffisante pour alimenter le réseau en cas d'indisponibilités du lien avec le réseau intégré.
- 27.2** Veuillez expliquer le besoin de deux câbles sous-marins d'environ 225 km tel que mentionné à la référence (i).
- 27.3** Veuillez indiquer si le Distributeur a considéré le raccordement du réseau des Îles-de-la-Madeleine plutôt à partir des provinces maritimes plus près que la Gaspésie (par exemple la Nouvelle-Écosse ou l'Île du Prince Édouard) surtout dans le contexte de la référence (ii) où Hydro-Québec prévoit signer des ententes avec le Nouveau-Brunswick. Dans la négative, veuillez justifier.
-