

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER : R-4110-2019

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

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE
(« AQPER »)
ADRESSÉE AU DISTRIBUTEUR**

Montréal, le 26 mars 2020

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AQPER RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DU DISTRIBUTEUR

PRÉVISION DE LA DEMANDE

1. Référence : (i) Pièce B-0007, page 10, lignes 31 à 34

Préambule :

Référence (i) :

« Globalement, la croissance économique à long terme sera moins soutenue. La croissance annuelle moyenne du PIB au Québec, qui était de 1,9 % au cours des années 2000, est passée à 1,8 % pour la décennie suivante et devrait diminuer à 1,4 % au cours de la période 2020-2029. » (Nos soulignés)

Demandes :

- 1.1 Veuillez indiquer si les derniers événements liés à l'émergence d'un risque de pandémie ont une répercussion sur les prévisions de croissance économique mentionnées en préambule. Si la réponse est affirmative, veuillez indiquer quelles sont les nouvelles prévisions pour l'ensemble des éléments du plan qui sont directement liés à la prévision de la croissance économique du PIB du Québec.

2. Référence : (i) Pièce B-0007, page 12, lignes 9 à 15

Préambule :

Référence (i) :

« Comme mentionné ci-dessus, l'efficacité énergétique des équipements est prise en compte dans la prévision au moyen des informations portant sur l'évolution de l'efficacité énergétique des usages finaux fournies au Distributeur par l'Energy Forecasting Group, des interventions en efficacité énergétique du Distributeur, mais aussi des divers programmes développés par Transition énergétique Québec. Ainsi, l'ensemble de ces éléments contribue à réduire les ventes résidentielles et commerciales de près de 6 TWh sur l'horizon du Plan. » (Nos soulignés)

Demandes :

- 2.1 Veuillez ventiler la répartition du 6 TWh de réduction de la demande due à l'efficacité énergétique entre les ventes résidentielles et commerciales pour les 10 années du plan (2020 à 2029).
- 2.2 Veuillez fournir les informations provenant du Energy Forecasting Group qui ont influencé la prévision des ventes du Distributeur. Veuillez fournir les documents de référence provenant de cette organisation.

- 2.3 Veuillez indiquer quels sont les programmes développés par Transition énergétique Québec qui ont impacté la prévision des ventes du Distributeur. Veuillez fournir les documents de références offrant de l'information sur ces programmes.
- 2.4 Veuillez fournir toute analyse démontrant la rentabilité économique de l'ensemble des mesures d'efficacité énergétique mentionnées en préambule. L'objectif ici est de déterminer la valeur en termes de \$/MWh des MW effacés afin de les comparer aux autres alternatives pour équilibrer le bilan en puissance du Distributeur.

3. Référence : (i) Pièce B-0024, page 3, lignes 5 à 12

Préambule :

Référence (i) :

« Demande :

3.1 Veuillez indiquer les hypothèses que le Distributeur a retenues et lui ayant permis de conclure à la nécessité d'exclure les ventes du développement de marchés des modèles de prévision.

Réponse :

Le Distributeur intégrait antérieurement les ventes associées au développement de marchés dans ses modèles de prévision. Il a cependant constaté une baisse de la performance de ses modèles, car ceux-ci ne pouvaient pas expliquer de façon adéquate la croissance importante observée pour le développement de marchés au cours des dernières années. C'est sur la base de ce constat que le Distributeur a pris la décision d'extraire les ventes associées au développement de marchés des modèles de prévision afin de les traiter séparément. » (Nos soulignés)

Demandes :

- 3.1 Veuillez décrire et expliquer en quoi consistent les modèles de prévisions mentionnés à la référence (i).
- 3.2 Veuillez expliquer pourquoi ces modèles ne captent pas l'évolution des différents secteurs composant la catégorie « développement de marchés ». Veuillez offrir des explications pour chaque secteur composant la catégorie « développement de marchés » (chaînes de blocs, centres de données et Serres).
- 3.3 À la référence (i), le Distributeur mentionne avoir extrait les ventes associées au développement de marchés dans ses modèles de prévision. Dans ces circonstances, veuillez indiquer les hypothèses et les modèles d'analyse retenus par le Distributeur pour expliquer la prévision de croissance des ventes pour chacun des secteurs composant la catégorie « développement de marchés » (chaînes de blocs, centres de données et Serres).

4. Références : (i) Pièce B-0024, page 17, lignes 1 à 8

(ii) Pièce B-0024, page 19, Tableau R-7.3

Préambule :

Référence (i) :

« 7.1 Veuillez expliquer la raison pour laquelle le Distributeur présume que la réduction de l'intensité énergétique des équipements informatiques entrainera une forte baisse des ventes d'électricité, soit de plus de 50 % de 2024 à 2026 et de 73 % de 2024 à 2027 (références (i) et (ii)) et que cette réduction ne sera pas compensée par l'augmentation du parc d'équipements informatiques des clients exploitant le bloc d'énergie dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

Réponse :

Le positionnement du Distributeur prend en compte plusieurs éléments, notamment la baisse de l'intensité énergétique des équipements, le plafonnement programmé de l'offre, l'attrition du nombre de clients pour ce secteur ainsi que l'émergence d'autres cryptomonnaies ne nécessitant pas autant de support informatique.

De surcroît, les récents résultats de l'appel de propositions ont permis de constater l'engouement mitigé pour les chaînes de blocs, ce qui vient soutenir le positionnement adopté dans le Plan. »

Référence (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	250	250	250	250	250	250	250	250	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.

Demandes :

- 4.1 Veuillez indiquer quels sont les facteurs qui expliquent l'engouement mitigé pour les chaînes de blocs mentionné à la référence (i). Veuillez fournir, le cas échéant, toute analyse que le Distributeur a pu faire pour en arriver à cette conclusion.
- 4.2 Nous constatons à la référence (ii) que le Distributeur a produit un bilan en puissance amendé reflétant le résultat de l'appel de propositions.
- 4.2.1. Veuillez également produire un bilan en énergie¹ amendé reflétant le résultat de l'appel de propositions.
- 4.2.2. Veuillez indiquer les autres éléments dans la preuve du Distributeur pouvant être impactés par la plus faible prévision de demande du secteur des chaînes de blocs.

¹ Pièce B-0009, page 17, Tableau 3.1.

4.2.3. Afin d'avoir une preuve globale et cohérente, veuillez amender ces autres éléments afin de refléter le résultat de l'appel de propositions.

5. Références : (i) Pièce B-0007, page 15, lignes 4 à 6

(ii) **2017 Quebec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy**
<https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/2017%20Quebec%20Comprehensive%20Review.pdf>), page 29

Préambule :

Référence (i) :

« Cette prévision inclut la réduction de la demande de puissance provenant des mesures de gestion qui n'est pas sous le contrôle d'Hydro-Québec, telles que la biénergie résidentielle. Cependant, les moyens de gestion de la demande de puissance telle que l'électricité interruptible, l'interruption chaînes de blocs et le programme GDP affaires ne sont pas prises en compte dans la prévision des besoins en puissance. »

Référence (ii) :

« 5. MODELING OF DEMAND SIDE RESOURCES AND DEMAND RESPONSE PROGRAMS

For the resource adequacy assessment, MARS runs were modeled with the most updated demand response capacity. Forecasted demand takes into account the impact of energy savings and dual energy programs, as described in section 1.4 of the Appendix.

Demand response programs fully dispatched by the system operator are included as resources. The Québec area has various types of demand response resources specifically designed for peak shaving during winter operating periods. The first type of demand response resource is the interruptible load program, mainly designed for large industrial customers, with an impact of 1,748 MW during the peak. The second type of demand response resource consists of a voltage reduction scheme with 250 MW of demand reduction at peak. The area is also developing some additional programs, including direct control load management. A recent program, consisting of mostly interruptible charges in commercial buildings, has an anticipated impact of 270 MW in 2017-2018 and up to 540 MW by 2020-2021. » (Nos soulignés)

Demandes :

- 5.1 Veuillez confirmer que le programme récent mentionné à la référence (ii) est le programme GDP affaire.
- 5.2 Veuillez confirmer que le Coordonnateur de la fiabilité (division d'Hydro-Québec TransÉnergie)² est le « System Operator » tel que mentionné à la référence (ii).
- 5.3 En lien avec la référence (i) et aux fins de compréhension, veuillez expliquer pourquoi 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. Veuillez élaborer pour chacun de ces moyens.
- 5.3.1. Veuillez indiquer et expliquer si ces moyens sont ou ne sont pas sous le contrôle du Distributeur et/ou du Coordonnateur de la fiabilité?
- 5.4 Veuillez indiquer si la charge des clients participant au programme GDP affaires est sous le contrôle direct du Coordonnateur de la fiabilité. Le cas échéant, veuillez expliquer comment le Coordonnateur de la fiabilité contrôle ces charges.
- 5.5 Veuillez indiquer si la charge des clients industriels participant au programme d'électricité interruptible est sous le contrôle direct du Coordonnateur de la fiabilité. Le cas échéant, veuillez expliquer comment le Coordonnateur de la fiabilité contrôle ces charges.

² <https://www.hydroquebec.com/coordonnateur-fiabilite/>.

6. Référence : (i) Pièce B-0007, page 24, Tableau 2.1

Préambule :

Référence (i) :

**TABLEAU 2.1 :
 PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC**

<i>En TWh</i>	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Résidentiel	67,0	67,7	67,8	68,2	68,5	69,2	69,3	69,7	70,1	70,8	70,8
Commercial	44,4	45,9	49,1	51,2	52,1	52,8	52,8	51,2	50,6	51,1	51,2
<i>Dont:</i>											
<i>Commercial et institutionnel</i>	39,0	40,4	42,7	44,2	45,0	45,7	45,7	44,9	44,8	45,4	45,4
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i>	5,4	5,6	6,4	7,0	7,0	7,1	7,1	6,3	5,7	5,8	5,8
Industriel	59,9	63,6	63,8	63,7	63,6	63,6	63,2	62,4	62,2	62,2	61,8
<i>Dont:</i>											
<i>Industriel PME</i>	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,7	8,7	8,7	8,7
<i>Industriel grandes entreprises</i>	51,3	55,0	55,2	55,1	55,0	54,9	54,6	53,7	53,5	53,4	53,1
<i>Alumineries</i>	19,0	23,1	23,3	23,5	23,6	23,7	23,6	23,0	23,0	23,1	23,0
<i>Pâtes et papiers</i>	12,1	11,9	11,8	11,5	11,1	10,8	10,5	10,3	10,0	9,7	9,4
<i>Pétrole et chimie</i>	4,9	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,4	4,2	4,1	4,0
<i>Mines</i>	4,3	4,3	4,4	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3
<i>Sidérurgie, fonte et affinage</i>	7,4	7,1	7,1	7,1	7,1	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
<i>Autres industriel grandes entreprises</i>	3,6	3,6	3,8	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,4	177,2	180,7	183,1	184,2	185,5	185,2	183,3	182,8	184,1	183,8

Notes:

¹ Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2019, normalisées pour les conditions climatiques

Demandes :

- 6.1 Veuillez ventiler les catégories « Commercial et institutionnel » et « chaunicipaux et Éclairage public » entre les prévisions de vente du secteur des chaînes de blocs, en prenant en considération le résultat de l'appel de propositions et les autres secteurs pour chacune des années du tableau 2.1.
- 6.2 Outre les éléments qui composent la prévision des ventes des différents secteurs industriels représentée à la référence (i), veuillez indiquer si le Distributeur possède de l'information sur des projets industriels potentiels pouvant augmenter significativement la demande de ce secteur. Le cas échéant, veuillez en fournir la liste avec les volumes de ventes annuels envisagés (énergie et puissance).

7. Référence : (i) Pièce B-0007, page 57, Tableau 3.21

Préambule :

Référence (i) :

TABLEAU 3.21 :
HISTORIQUE DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018
Usages										
<i>Chauffage des locaux Résidentiel</i>	12 766	13 027	13 235	13 432	13 568	13 756	13 716	13 648	13 715	13 803
<i>Chauffage des locaux Commercial</i>	3 039	3 128	3 192	3 276	3 346	3 402	3 446	3 490	3 516	3 550
<i>Eau chaude Résidentiel</i>	1 740	1 766	1 804	1 835	1 862	1 883	1 893	1 905	1 912	1 928
<i>Industriel</i>	8 590	8 584	8 862	8 538	8 707	8 405	8 377	8 212	8 302	8 265
<i>Centres de données</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	41	55	67
<i>Blockchain</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	6	7	31
<i>Serres</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	32	47	63
<i>Véhicules électriques</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	7	11	19
<i>Photovoltaïque</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Autres usages</i>	9 554	9 544	9 736	9 959	9 914	10 074	10 255	10 370	10 199	10 219
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	35 690	36 050	36 830	37 040	37 397	37 519	37 687	37 711	37 764	37 945

Notes:

- Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

Demandes :

7.1 Veuillez ventiler les usages principaux qui composent la demande en puissance de la catégorie « Autres usages ».

8. Référence : (i) Pièce B-0007, page 14, lignes 11 à 15

Préambule :

Référence (i) :

« *Production photovoltaïque distribuée*

- *L'accroissement du taux de diffusion des systèmes photovoltaïques résidentiels et commerciaux entraînera une baisse des ventes du Distributeur de 1,3 TWh à l'horizon 2029. À l'horizon du Plan, le Distributeur estime que 70% de la production photovoltaïque proviendra des systèmes résidentiels contre 30 % pour les systèmes commerciaux. »*

Demandes :

- 8.1 Veuillez indiquer quelles sont les hypothèses retenues par la Distributeur (ex. : coûts annuels de revient pour la production photovoltaïque, tarifs d'électricité pour les clients résidentiels et commerciaux, programme de subvention, etc.) pour justifier une contribution à la baisse de 1.3 TWh à l'horizon 2029 sur les ventes.
- 8.2 Veuillez fournir toutes analyses ou études utilisées par le Distributeur supportant la prévision de l'impact de la contribution des systèmes photovoltaïques sur les prévisions des ventes des secteurs résidentiels et commerciaux.
- 8.3 Veuillez indiquer quel sera le rôle de la division d'Hydro-Québec Hilo pour la mise en place de système photovoltaïque chez la clientèle résidentielle et commerciale du Distributeur mentionnée à la référence i).

APPROVISIONNEMENTS

9. Références : (i) Pièce B-0009, page 13, lignes 22 à 31
- (ii) Pièce B-0009, pages 19 à 21, Tableau 3.3
- (iii) Pièce B-0009, pages 17 et 18, Tableaux 3.1 et 3.2
- (iv) Plan stratégique 2020-2024
(<http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2019-12-05>), page 19

Préambule :

Référence (i) :

« Cette croissance des besoins permet une utilisation accrue de l'électricité patrimoniale, la portion inutilisée de cet approvisionnement étant ainsi réduite de 6 TWh en 2026 par rapport au Plan d'approvisionnement 2017-2026. Sur la période du Plan, un nouvel approvisionnement en énergie sera nécessaire, à partir de 2027.

Pour compenser la hausse des besoins en puissance, plusieurs mesures ont été mises en place ou le seront dans les prochaines années afin de réduire la consommation de la clientèle en période de pointe. Les interventions en gestion de la demande de puissance voient ainsi leur contribution au bilan augmenter de 1 700 MW en 2026. Ces moyens permettent de reporter à l'hiver 2025-2026 le besoin pour un nouvel approvisionnement en puissance, repoussant ainsi le lancement d'un appel d'offres. » (Nos soulignés)

Référence (ii) :

Voir la pièce B-0009, pages 19 à 21, le Tableau 3.3.

Référence (iii) :

TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE

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

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	250	250	250	250	250	250	250	250	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.

Référence (iv) :

Et demain... l'hydrogène propre

Avec notre énergie verte et les vastes ressources hydriques du Québec, nous avons tous les atouts nécessaires pour soutenir le développement de l'hydrogène propre, produit par électrolyse plutôt qu'à partir du méthane présent dans le gaz naturel. Cette filière pourrait présenter des perspectives intéressantes tant au Québec que sur les marchés externes.

Cinq applications prometteuses de l'hydrogène propre



Demandes :

- 9.1 Veuillez définir les termes « nouvel approvisionnement » à la référence (i).
- 9.2 Nous notons que le Tableau 3.3 (référence (ii)) qui offre une description des approvisionnements existants et prévus au bilan en énergie et en puissance du Distributeur ne comporte pas de description des approvisionnements de long terme. Afin d'avoir une vision complète de l'ensemble des outils d'approvisionnement du Distributeur, veuillez fournir une description détaillée des approvisionnements de long terme mentionnés à la référence (iii).
 - 9.2.1. Veuillez confirmer que le Distributeur procédera à une procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements de long terme.
 - 9.2.2. Si la réponse à la question précédente est affirmative, veuillez indiquer à quel moment le Distributeur compte initier le processus d'appel d'offres pour ces besoins en énergie et en puissance.
 - 9.2.3. Veuillez indiquer si le Distributeur compte favoriser la production d'électricité à l'aide d'énergie renouvelable comme la biomasse, l'hydrogène ou l'utilisation de biocarburant.
 - 9.2.4. En ce qui a trait aux besoins de long terme en puissance, veuillez indiquer si le Distributeur compte prendre en considération les contraintes des réseaux de distribution et de transport afin de limiter les investissements dans ces réseaux. Si la réponse est affirmative, veuillez indiquer si le Distributeur compte considérer l'utilisation de batteries et/ou de piles à combustible.

9.2.5. Veuillez indiquer si le plan d'approvisionnement inclut des mesures pour soutenir le développement de l'hydrogène propre mentionné à la référence (iv). Le cas échéant, veuillez décrire ces mesures.

10. Référence : (i) Pièce B-0009, page 17, Tableau 3.1
- (ii) R-9001-2018, Rapport annuel 2018 du Distributeur, pièce B-0011, page 3
- (iii) R-9001-2018, Rapport annuel 2018 du Distributeur, pièce B-0011, page 5

Préambule :

Référence (i) :

**TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE**

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

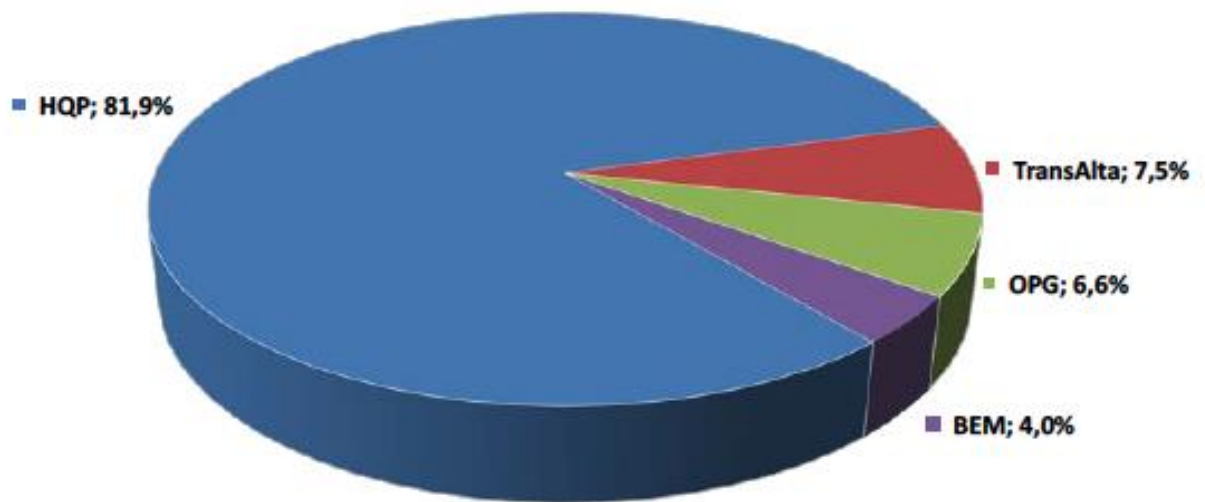
Référence (ii) :

« La dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements de court terme constitue un outil important de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur pour faire face aux déséquilibres ponctuels, en raison d'aléas climatiques ou de pannes d'équipement de transport. Elle

permet des ajustements fins à l'équilibre entre l'offre et la demande, minimisant ainsi l'utilisation de l'entente globale cadre. Le Distributeur présente, dans cette pièce, le bilan de l'utilisation de la dispense en 2018. » (Nos soulignés)

Référence (iii) :

**FIGURE 2 :
RÉPARTITION PAR FOURNISSEURS DES ACHATS D'ÉNERGIE EFFECTUÉS
AU MOYEN DE TRANSACTIONS BILATÉRALES EN 2018**



Demandes :

- 10.1 Veuillez indiquer si les approvisionnements provenant des marchés de court terme prévu à la référence (i) seront pour des périodes de trois (3) mois et moins.
- 10.2 Veuillez fournir la répartition mensuelle des approvisionnements de court terme qui se trouve à la référence (i) pour l'ensemble des années du plan.
- 10.3 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit recourir à la dispense d'appel d'offres de manière systématique pour combler les besoins prévus à son plan d'approvisionnement. Le cas échéant, veuillez justifier ce choix.
- 10.4 Veuillez indiquer à quel prix moyen, pour chaque année du plan, le Distributeur anticipe payer pour les approvisionnements de court terme.
- 10.5 À la référence (ii), il est indiqué que le recours à la dispense d'appel d'offres est un outil pour faire face à des déséquilibres ponctuels en raison d'aléas climatiques ou de pannes d'équipements de transport. Veuillez indiquer si le distributeur a changé son interprétation de cet outil d'approvisionnement.

10.6 À la référence (iii), nous notons une forte prédominance de l'affilié du Distributeur (HQP) comme fournisseur des marchés de court terme. Veuillez indiquer comment le Distributeur peut assurer à la Régie qu'il ne favorisera pas son affilié au détriment des autres producteurs pour les approvisionnements de court terme importants prévus au plan d'approvisionnement.

10.7 Veuillez indiquer pourquoi le Distributeur ne devance pas la mise en place d'un processus d'appel d'offres de long terme afin de ne pas recourir de manière systématique au marché de court terme.

11. Référence : (i) Pièce B-0009, page 18, Tableau 3.2

(ii) Pièce B-0024, page 19, Tableau R-7.3

Préambule :

Référence (i) :

**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										
Approvisionnements 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	250	250	250	250	250	250	250	250	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.

Référence (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	250	250	250	250	250	250	250	250	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.

Demandes :

- 11.1 Veuillez indiquer les modifications apportées au bilan en puissance de la référence (i) qui se retrouve à la référence (ii) pour chacune des lignes ayant subi des modifications.
- 11.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne prévoit pas recourir aux approvisionnements de long terme au bilan de la référence (ii) lorsque la contribution des marchés de court terme atteint 1 100 MW en 2022-2023.
- 11.3 Veuillez décrire ce que représente la ressource en puissance appelée « Bonification électricité interruptible » à la référence (ii).

12. Référence : (i) Pièce B-0009, page 17, Tableau 3.1

Préambule :

Référence (i)

**TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE**

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

Demandes :

- 12.1 Veuillez confirmer que la baisse de l'apport en énergie provenant des ressources éoliennes relatée au tableau 3.1 (référence (i)) résulte de la fin de certains contrats d'approvisionnement.
- 12.2 Veuillez indiquer quelle est la stratégie du Distributeur pour pallier à cette baisse de ressource énergétique.
- 12.3 Veuillez indiquer si le Distributeur envisage utiliser les ressources éoliennes disponibles provenant des parcs éoliens ayant atteint la fin des périodes contractuelles de 20 ans. Si la réponse est affirmative, veuillez indiquer comment le Distributeur anticipe y avoir accès.

HILO

13. Référence : (i) Pièce B-0017, page 7, lignes 11 à 21
- (ii) Pièce B-0009, page 18, Tableau 3.2

Préambule :

Référence (i) :

« Cela dit et comme mentionné au tableau 3.3 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0009), Hilo privilégiera dans une première phase le contrôle à distance des thermostats intelligents des clients résidentiels participants pour réduire la demande résidentielle d'électricité en pointe (charge de chauffage de l'espace), soit l'usage ayant actuellement le plus grand potentiel de réduction de puissance. Le contrôle des charges de chauffage de l'eau pourra éventuellement s'ajouter.

Le Distributeur comprend que l'agrégateur prévoit, dans une deuxième phase, élargir son offre avec d'autres produits et services, notamment dans les secteurs de la mobilité électrique, du stockage intelligent et de l'autoproduction solaire.

Le Distributeur note que l'introduction graduelle de nouvelles offres technologiques par Hilo lui permettra d'atteindre les cibles de réduction de puissance croissantes prévues au Plan. » (Nos soulignés)

Demandes :

- 13.1 À la référence (i), le Distributeur mentionne l'existence d'une deuxième phase dans l'offre de puissance en provenance de la filiale d'Hydro-Québec, Hilo. Veuillez indiquer quelle portion du 621 MW de puissance relatée à la référence (ii) est liée à la deuxième phase.

14. Référence : (i) Pièce B-0024, page 37, lignes 1 à 7
- (ii) Pièce B-0009, page 18, Tableau 3.2
- (iii) Pièce B-0024, page 38, lignes 1 à 10

Préambule :

Référence (i) :

« Demandes :

10.1 Veuillez confirmer que, par rapport à l'état d'avancement de 2018 dont le bilan en puissance est présenté en référence (ii), le report de deux ans des besoins en approvisionnement de long terme soit de 2023-2024 à 2025-2026 selon le présent Plan, s'expliquent essentiellement par l'effacement dû à l'introduction du programme Hilo et de l'effacement découlant des moyens additionnels potentiels.

Réponse :

Le Distributeur confirme que l'ajout de nouveaux moyens de gestion de la demande de puissance, avec notamment Hilo et les moyens additionnels potentiels, permet de compenser la hausse des besoins en puissance et de reporter de deux ans, par rapport à l'état d'avancement 2018, le besoin pour de nouveaux approvisionnements de long terme.

De ce fait, le retrait de ces moyens au bilan aurait pour conséquence le devancement du besoin pour un nouvel approvisionnement en puissance. »

Référence (iii) :

« Demandes :

10.1.2 Veuillez élaborer sur le rôle critique de ces deux initiatives et de leur succès dans l'évaluation du plan d'approvisionnement 2020-2029.

Réponse :

Les nouveaux moyens de GDP intégrés au bilan de puissance jouent effectivement un rôle important dans l'atteinte de l'équilibre offre-demande en puissance.

Le Distributeur priorise la réduction des besoins avant l'acquisition de nouveaux approvisionnements possiblement couteux et requérant des engagements à long terme. Pour ce faire, le Distributeur mise sur l'offre d'Hilo, avec le déploiement d'offres technologiques adaptées pour répondre aux besoins en pointe, ainsi que sur des modifications aux options d'électricité interruptible et au programme GDP Affaires dans le but d'accroître la participation de sa clientèle à ces différentes mesures. » (Nos soulignés)

Demandes :

- 14.1 Veuillez justifier et soutenir, à l'aide d'analyses économiques détaillées, que l'impact tarifaire est réduit par la substitution d'un appel d'offres de long terme par des moyens de gestion de la demande de puissance provenant de Hilo.
- 14.2 Veuillez indiquer quelle est la valeur moyenne (kW-année) de la puissance offerte au Distributeur par Hilo pour chacune des années du plan (période de 2019-2020 à 2029-2020) tel que répertorié à la référence (ii).
- 14.3 Veuillez définir « nouveaux approvisionnements » à la référence (iii). Veuillez indiquer quel type de ressources serait envisagé par le Distributeur pour la fourniture de puissance provenant d'un processus d'appel d'offres de long terme.
- 14.4 Veuillez indiquer si le Distributeur estime que les mesures de réduction de puissance prévues au plan d'approvisionnement ont un prix moyen inférieur à des nouveaux approvisionnements provenant d'un processus d'appel d'offres. Veuillez fournir les hypothèses de prix (\$/kW-année) par type de ressources ou programmes retenu par le Distributeur dans son bilan en puissance (voir référence (ii)).
15. **Référence : (i) Pièce B-0024, page 47, lignes 5 à 11**

Préambule :

« 10.18 Veuillez préciser la période qui sera couverte par le contrat de la référence (ix), entre Hilo et le Distributeur, en précisant le nombre d'années pour lesquelles Hilo sera tenu de respecter des cibles précises de réduction de puissance.

Réponse :

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

Le Distributeur déposera d'ailleurs une mise à jour de ces cibles dans le cadre des prochains états d'avancement du Plan. » (Nos soulignés)

Demandes :

- 15.1 Veuillez fournir le contrat conclu entre Hilo et le Distributeur.

16. Référence : (i) Pièce B-0024, page 48 et 49, lignes 1 à 34 et lignes 1 à 3

Préambule :

« 10.19 Veuillez fournir le coût global prévu pour le Distributeur, pour les 3 premières années du programme Hilo, par kW effacé.

Réponse :

Le déploiement d'une gamme de services centrés sur la maison intelligente fait partie des actions prioritaires par Hydro-Québec dans son Plan stratégique 2020-2024 pour accroître son offre auprès de sa clientèle et augmenter sa satisfaction. Hydro-Québec considère le service offert par Hilo comme une activité structurante dans son offre de services en permettant aux clients participants de contribuer de façon concrète à la transition énergétique en ayant accès à divers services de domotique leur permettant de participer à l'effort collectif de réduction de la consommation énergétique. Ce service permet en outre de répondre à la demande des clients qui souhaitent qu'Hydro-Québec aille plus loin dans son offre et les accompagne dans l'introduction des nouvelles technologies et dans la gestion de leur consommation énergétique, et ce, en maintenant de hauts standards en matière de confidentialité des données personnelles.

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

Conscient des coûts importants liés au développement d'un tel service, le Distributeur souligne que son lancement coïncide avec le début d'un cycle de plafonnement des tarifs pour les quatre prochaines années, ce qui implique que la clientèle ne sera pas affectée par les coûts du service pendant cette période. En fait, ces coûts ne seront intégrés aux revenus requis du Distributeur qu'en 2025, soit lorsque le service d'Hilo aura atteint une certaine maturité et que le Distributeur pourra en tirer le maximum de bénéfices.

Dans l'intervalle, le Distributeur s'est appliqué à obtenir un prix représentatif des coûts évités de long terme et travaille à estimer les bénéfices pour le réseau et environnementaux plus difficilement quantifiables à ce stade mais rendus possibles par les technologies mises en place par Hilo. Le déploiement de cette infrastructure technologique pérenne en aval du compteur par Hilo permettra d'élargir graduellement la gamme de services selon les besoins du réseau d'Hydro-Québec. Cette infrastructure permettra en outre d'accueillir davantage de ressources énergétiques distribuées auprès de sa clientèle sans mettre à risque le réseau et la fiabilité du service d'Hydro-Québec, le tout, dans le respect de hauts standards de sécurité.

Le Distributeur est d'avis que le prix payé pour un tel service doit demeurer confidentiel, puisque commercialement sensible, particulièrement dans le contexte où il existe peu de joueurs dans ce marché en émergences. » (Nos soulignés)

Demands :

- 16.1 Doit-on comprendre des propos du Distributeur (référence (i)) que dans un contexte de tarification aux coûts de service annuels, les coûts importants du développement du service Hilo auraient eu un impact tarifaire à la hausse ?
- 16.2 Le Distributeur mentionne que les services de Hilo sont offerts à un prix représentatif du coût évité de long terme (115 \$/kW-an pour l'hiver 2025-2026³). Veuillez indiquer si le prix effectif demandé pour les services de Hilo est inférieur ou supérieur au coût évité de long terme.
- 16.3 Veuillez indiquer si les ressources énergétiques distribuées mentionnées par le Distributeur au 4^e paragraphe de la référence (i) représentent un approvisionnement post-patrimonial. Veuillez justifier la réponse.
- 16.4 Au dernier paragraphe de la référence (i), il est mentionné qu'il existe d'autres joueurs dans ce marché émergent. Veuillez indiquer si le Distributeur a contacté ces autres joueurs afin d'avoir une offre de service pouvant répondre aux besoins du Distributeur?

³ Pièce B-0032, page 6, ligne18.

COÛTS ÉVITÉS

17. Référence : (i) Pièce B-0032, page 5, lignes 4 à 7

Préambule :

« Ce complément de preuve constitue une actualisation des coûts évités approuvés par la Régie dans sa décision D-2019-027 (aux paragraphes 330, 340, 351 et 360). Cette actualisation tient compte, notamment, de la mise à jour de l'état de l'équilibre offre-demande en énergie et en puissance, tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2020-2029 (le Plan). » (Nos soulignés)

Demandes :

17.1 Veuillez indiquer si la mise à jour mentionnée à la référence (i) tient compte du résultat de l'appel de propositions A/P 2019-01 (usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs). Le cas échéant, veuillez indiquer comment ce résultat a impacté l'estimation des coûts évités du Distributeur.

18. Références : (i) Pièce B-0032, page 5, lignes 8 à 17

(ii) Dossier R-9001-2018, Rapport annuel du Distributeur 2018, pièce B-0011, pages 4 et 6, Tableaux 3 et 4

Préambule :

Référence (i) :

« 2.1 Signal de coût évité de l'énergie

Le bilan d'énergie du Distributeur montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins en énergie, qui surviennent essentiellement en hiver. Sur cette période, le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût des achats sur ces marchés. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

- 2020 à 2026 inclusivement :
 - le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 4,8 ¢/kWh (\$ 2019), indexé à l'inflation;
 - le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2019), indexé à l'inflation.

[...] » (Nos soulignés)

Référence (ii) :

**TABLEAU 3 :
 SOMMAIRE DES TRANSACTIONS BILATÉRALES D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ
 RÉALISÉES EN 2018 PAR FOURNISSEURS¹**

Fournisseurs	Produits	Nombre de transactions	Quantités (MWh)	Prix (\$CAN/MWh)	Coûts (\$CAN)
Hydro-Québec Production	Pointe	38	203 475	59,33 \$	12 071 803 \$
Hydro-Québec Production	24 heures	12	208 200	103,38 \$	21 523 028 \$
Hydro-Québec Production	Hors-Pointe	2	12 300	95,68 \$	1 176 878 \$
TransAlta Energy Marketing Corp.	Pointe	5	10 300	75,35 \$	776 100 \$
TransAlta Energy Marketing Corp.	24 heures	3	28 655	104,65 \$	2 998 885 \$
Ontario Power Generation	Pointe	1	2 125	195,00 \$	414 375 \$
Ontario Power Generation	24 heures	5	31 843	127,09 \$	4 047 030 \$
Énergie Brookfield Marketing SEC	24 heures	4	20 800	145,31 \$	3 022 378 \$
Total		70	517 698	88,91 \$	46 030 477 \$

¹ Les transactions sont effectuées soit en \$ CAN, soit en \$ US. Aux fins de présentation, les montants et les prix unitaires sont exprimés en \$ CAN.

**TABLEAU 4 :
 SOMMAIRE DES TRANSACTIONS D'ACHAT SUR LES BOURSES ÉNERGÉTIQUES EN 2018**

Bourse	Produit	Nombre de transactions	Quantité totale MWh	Prix \$CAN/MWh
IESO	RT	44	141 304	60,55 \$
NE ISO	DAM	4	5 214	243,94 \$
NY ISO	DAM	47	116 202	114,57 \$
NY ISO	RT	11	17 965	175,38 \$
Total		106	280 685	93,67 \$

Demandes :

18.1 Veuillez concilier la valeur du signal de coût évité utilisée par le Distributeur pour la période hivernale de 4,8¢/kWh (référence (i)) et le coût réel moyen des achats d'électricité effectués en 2018 pour répondre aux besoins hivernaux, soit 9,06¢/kWh (référence (ii)) : moyenne pondérée des transactions bilatérales et des achats sur les bourses énergétiques).

19. Référence : (i) Pièce B-0032, page 8, lignes 11 à 16

Préambule :

Référence (i) :

« 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 novembre 2019, le Distributeur a payé environ trois fois le prix de l'encan du marché de New York. »
(Nos soulignés)

Demandes :

- 19.1 Veuillez fournir l'ensemble des documents fournis au participant pour l'appel d'offres de novembre 2019.
- 19.2 Veuillez fournir les résultats détaillés de l'appel d'offres mentionné à la référence (i), à savoir :
- 19.2.1. Quantité de puissance recherchée et période visée (ex. : 200 MW pour décembre 2019, 300 MW pour janvier 2020, 250 MW pour février 2020 et 150 MW pour mars 2020);
- 19.2.2. Liste des participants;
- 19.2.3. Prix et quantités mensuels offerts de puissance pour chaque participant;
- 19.2.4. Prix et quantités mensuels des offres de puissance acceptées.
- 19.3 Veuillez indiquer la/les source(s) et le calcul du prix de l'encan du marché de New York mentionné à la référence (i).
- 20. Référence : (i) Pièce B-0032, page 9, lignes 1 à 10**

Préambule :

Référence (i) :

« 3.2 Application des coûts évités

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. Pour être en mesure de s'appuyer sur un signal pertinent, certains critères doivent être considérés pour attribuer les coûts évités de transport et de distribution. Ces critères ont été déterminés avec les planificateurs des réseaux de transport et de distribution dans le cadre du comité technique. » (Nos soulignés et référence omise)

Demands :

- 20.1 Veuillez indiquer si le Distributeur considère prendre en considération les coûts évités quand il planifie l'acquisition de nouvel approvisionnement de long terme par appel d'offres.
- 20.1.1. Le cas échéant, veuillez indiquer quels seront les critères envisagés (ex. : localisation des ressources en puissance pour réduire les besoins en investissement sur les réseaux de distribution et de transport d'Hydro-Québec, utilisation de moyen d'entreposage comme la production d'hydrogène en période hors pointe et l'utilisation de piles à combustible pour produire de l'électricité en période de pointe).

RÉSEAUX AUTONOMES

21. Référence : (i) Pièce B-0031, page 4, Figure 1

Préambule :

Référence (i) :

FIGURE 1 : CRITÈRES DE SÉLECTION APPLICABLES AUX PROJETS DE CONVERSION DES RÉSEAUX AUTONOMES À DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



Demandes :

- 21.1 Veuillez indiquer si le critère de réduction des coûts d'approvisionnement mentionné à la référence (i) prendra en considération, le cas échéant, les coûts d'interconnexion des réseaux autonomes (ex. : investissement sur le réseau de TransÉnergie).
- 21.2 Veuillez indiquer comment le Distributeur entend évaluer le critère de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le cas où il y a un raccordement au réseau principal d'un réseau autonome.

22. Référence : (i) Pièce B-0031, page 4, lignes 4 à 7

Préambule :

Référence (i) :

« Le Distributeur pourra se prononcer davantage sur le critère de réduction des coûts au terme de l'avant-projet actuellement en cours. En effet, compte tenu de la période qui s'écoulera d'ici le dépôt de la demande d'autorisation, diverses spécificités techniques pourraient évoluer. » (Nos soulignés)

Demandes :

22.1 Veuillez expliquer ce que signifie l'expression « *dépôt de la demande d'autorisation* » mentionnée à la référence i).

23. Référence : (i) Pièce B-0031, page 4, lignes 18 à 20

(ii) Pièce B-0010, page 26, lignes 6 à 10

(iii) Pièce B-0010, page 74, Tableau 7.5-1-A

Préambule :

Référence (i) :

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

Référence (ii) :

« L'augmentation marquée des besoins jusqu'en 2025 pour les Îles-de-la-Madeleine s'explique par la conversion progressive des systèmes de chauffage au mazout vers l'électricité en vue du raccordement au réseau intégré. Une fois les réseaux autonomes raccordés au réseau intégré, ceux-ci sont exclus des calculs, ce qui explique les variations observées dans les tableaux 3.1 et 3.2. » (Nos soulignés)

Référence (iii) :

TABLEAU 7.5-1-A :
BILAN EN PUISSANCE – CAP-AUX-MEULES

En MW	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29
Besoins en puissance à la pointe	43,71	44,62	45,45	46,25	47,00	47,74				
Puissance installée	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04				
Puissance garantie ¹	50,28	50,28	50,28	50,28	50,28	50,28				
Réserve en puissance	6,57	5,67	4,83	4,04	3,29	2,54				

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.
 1. Incluant les génératrices mobiles et l'option de puissance interruptible, le cas échéant.

Demandes :

- 23.1 Veuillez indiquer si le Distributeur anticipe une accélération de la conversion des systèmes de chauffage au mazout vers l'électricité (voir la référence (i)) une fois le raccordement des Îles-de-la-Madeleine complété.
- 23.2 Afin de s'assurer que le maintien de la centrale thermique de Cap-aux-Meules (référence (iii)), soit suffisant pour maintenir la fiabilité (référence (i)) de l'alimentation de la charge des Îles-de-la-Madeleine desservie par le réseau intégré, veuillez indiquer quelle est la prévision annuelle des besoins en puissance pour les périodes hivernales de 2025/2026 à 2028/2029.
- 24. Référence : (i) Pièce B-0031, page 6, lignes 9 à 12**

Préambule :

Référence (i) :

« Réduction des coûts d'approvisionnement

Lors de son annonce en mai 2018, la réalisation du Projet pour 2025 permettait au Distributeur d'entrevoir une réduction de ses coûts d'approvisionnement. Afin de préciser l'ampleur de ces économies, il a demandé au Transporteur de réaliser un avant-projet afin d'obtenir une évaluation des coûts du scénario de raccordement. » (Nos soulignés)

Demandes :

- 24.1 Veuillez fournir les documents d'analyse qui ont mené le Distributeur à affirmer, lors de l'annonce de mai 2018, que le projet allait permettre d'entrevoir une réduction de coûts. Veuillez fournir les hypothèses utilisées (ex. : prix du mazout) pour parvenir à cette conclusion.
- 24.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a envisagé d'autres alternatives (biomasse, bio-carburant, couplage éolien/batterie, solaire, etc.) pour le remplacement de la production d'électricité par la centrale thermique que le raccordement des Îles-de-la-Madeleine. Le cas échéant, veuillez lister ces alternatives et expliquer pourquoi celles-ci n'ont pas été considérées.
- 24.3 Veuillez indiquer quelle est l'estimation du Distributeur, avec l'information dont il dispose actuellement, du coût des différents scénarios de raccordement envisagés.
- 24.4 Veuillez confirmer que le scénario de raccordement au réseau principal va entraîner une demande d'autorisation d'investissement dans la catégorie de croissance des besoins du Transporteur à la Régie.