

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2
DE L'AHQ-ARQ**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE L’AHQ-ARQ À HQD

ÉLECTRIFICATION DES TRANSPORTS

1. **Références :** (i) B-0106, page 16 (PDF 18), lignes 8 à 13;
(ii) R-4060-2018, B-0009, page 10, tableau 4;
(iii) R-4060-2018, B-0009, page 11, tableau 6.

Préambule :

(i) « La prévision des véhicules électriques a été revue à la hausse en s’inspirant notamment des informations préliminaires disponibles du Plan pour une économie verte. Ainsi, le nombre de véhicules électriques prévu en circulation en 2029 par le Distributeur s’approcherait du million d’unités, soit une hausse de près de 300 000 véhicules par rapport au Plan. Ainsi, cela engendrera des ventes d’électricité additionnelles par rapport au Plan de +1,0 TWh à terme en 2029. » (Nous soulignons)

(ii)

Nombre de véhicules électriques

10 Le nombre de VÉ rechargeables additionnels prévus entre 2018 et 2027 qui a été retenu
11 dans l’analyse exclut les 10 575 véhicules rechargeables estimés en circulation à la fin de
12 2017. Le tableau 4 présente le nombre de véhicules additionnels prévus ainsi que l’énergie
13 consommée annuellement par un véhicule électrique parcourant 18 000 km.

**TABLEAU 4 :
NOMBRE DE VÉHICULES ADDITIONNELS PRÉVUS**

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Nombre de VÉ additionnels prévus	8 808	19 886	38 797	68 168	88 451	117 801	179 882	227 876	318 019	378 635
Consommation annuelle par VÉ (kWh)	3 780	3 780	3 780	3 780	3 780	3 780	3 780	3 780	3 780	3 780

(iii)

**TABLEAU 6 :
CONSOMMATION EN ÉNERGIE ET IMPACT EN PUISSANCE DES RECHARGES À DOMICILE**

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Consommation totale VÉ (MWh)	25 736	75 090	150 432	219 818	334 269	445 288	679 236	861 744	1 205 869	1 434 635
Consommation totale bornes (MWh)	486	2 625	7 071	14 386	25 086	35 409	49 395	61 616	76 923	89 744
Consommation hors bornes (MWh)	25 251	72 465	143 361	205 433	309 183	409 879	629 841	800 128	1 128 946	1 344 891
Part de la consommation à domicile attribuable au Projet	24%	30%	35%	40%	45%	49%	53%	56%	58%	60%
Consommation à domicile (MWh)	6 074	21 433	50 171	82 446	138 759	201 409	332 807	447 558	659 144	809 611
Contribution en puissance (MW)	1,0	3,5	8,4	14,0	23,8	34,7	57,0	76,5	111,8	137,1

Demandes :

- 1.1** Veuillez fournir une mise à jour des tableaux des références (ii) et (iii) en montrant les valeurs réelles pour les années 2018, 2019 et 2020 et en ajoutant les prévisions des années 2028 et 2029.

Réponse :

1 **Les tableaux présentés aux références (ii) et (iii) présentent les hypothèses de**
2 **l'effet induit engrangé par le projet de déploiement des bornes de recharge**
3 **rapide publiques aux fins de l'analyse économique. Cette analyse considérait**
4 **seulement les nouveaux véhicules aptes à utiliser le réseau public de recharge**
5 **rapide à partir de 2017.**

6 **Aux fins de la planification des approvisionnements, la prévision de la**
7 **consommation des véhicules électriques vise à établir l'impact de l'ensemble**
8 **du parc de véhicules électriques et non seulement celui d'un sous-ensemble de**
9 **ce parc. Ainsi, la prévision de la consommation des véhicules électriques**
10 **s'appuie essentiellement sur l'évolution du parc de véhicules tout électriques**
11 **et hybrides rechargeables, ainsi que sur une caractérisation du profil de**
12 **consommation de cet usage, notamment à la pointe de l'hiver. À ce sujet, voir**
13 **également la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignement n° 1 de**
14 **l'UC à la pièce HQD-5, document 11 (B-0050).**

15 **Ainsi, le Distributeur présente au tableau R-1.1 le positionnement retenu dans**
16 **le cadre de l'État d'avancement 2020 en termes de nombre de véhicules**
17 **électriques et de consommation unitaire par véhicule.**

TABLEAU R-1.1 :
PRÉVISION DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES AU QUÉBEC
NOMBRE ET CONSOMMATION UNITAIRE
ÉTAT D'AVANCEMENT 2020

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nombre annuel moyen de véhicules électriques	83 479	124 524	176 597	240 891	316 701	404 442	503 246	613 265	734 730	867 345
Consommation unitaire par VÉ (kWh)	3 788	3 713	3 661	3 597	3 578	3 504	3 494	3 475	3 461	3 426

18 **Par ailleurs, le suivi de déploiement du projet BRCC, tel qu'il a été approuvé**
19 **dans la décision D-2019-127 rendue par la Régie dans le dossier R-4060-2018,**
20 **est présenté annuellement¹.**

- 1.2** Veuillez fournir les références détaillées et le détail du calcul de la hausse des 300 000 véhicules par rapport au Plan, tel que mentionné à la référence (i).

¹ [Suivi de la décision D-2019-127.](#)

Réponse :

1 Le Distributeur a effectué une comparaison du positionnement de l’évolution
 2 des véhicules électriques au Québec avec d’autres juridictions. Or, cette
 3 comparaison a montré que l’évolution prévue des véhicules électriques au Plan
 4 pouvait être conservatrice à l’horizon 2029.

5 De plus, lors de la préparation de la prévision de l’État d’avancement 2020, le
 6 Distributeur a obtenu des informations préliminaires sur le rehaussement des
 7 objectifs d’électrification des transports dans le cadre du Plan de mise en
 8 œuvre 2021-2026 du Plan pour une économie verte 2030. Le Plan de mise
 9 œuvre, rendu public en novembre 2020, souligne les éléments suivants :

- 10 • la poursuite du programme Roulez vert et de ses rabais à l’achat de
 11 véhicules électriques et à l’installation de bornes de recharge ;
- 12 • la valorisation de l’exemplarité de l’État québécois en accélérant le
 13 rythme d’électrification de son parc de véhicules légers d’ici 2030 ;
- 14 • l’intensification du déploiement du Circuit électrique prévue en fonction
 15 de l’évolution de la technologie et de la progression des ventes de
 16 véhicules électriques.

17 Ces éléments ont contribué au rehaussement de la prévision présentée à l’État
 18 d’avancement 2020 de 300 000 véhicules à l’horizon 2029. Par ailleurs, le
 19 Distributeur avait également remarqué que l’évolution des véhicules
 20 électriques au début de l’année 2020 était supérieure à celle prévue au Plan.

TABLEAU R-1.2 :
COMPARAISON AVEC LE PLAN D’APPROVISIONNEMENT 2020-2029
PRÉVISION DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES AU QUÉBEC

<i>En nombre de véhicules¹</i>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
État d’avancement 2020	101 924	145 828	204 298	273 687	354 990	447 975	551 631	666 793	793 705	931 326
Plan d’approvisionnement 2020-2029	91 585	124 960	165 010	213 960	271 810	340 785	411 985	478 825	552 897	635 000
ÉCART DE PRÉVISION	10 339	20 868	39 288	59 727	83 180	107 190	139 646	187 968	240 808	296 326

Notes:

¹ Au 31 décembre de l’année donnée.

PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE DISTRIBUÉE

2. **Référence :** B-0106, page 16 (PDF 18), lignes 21 à 25.

Préambule :

« Le Distributeur prévoit une adoption moins rapide des systèmes solaires photovoltaïques par la clientèle de son réseau en s'inspirant de cas réels dans d'autres juridictions, mais aussi de la diffusion moindre qu'anticipée de ces systèmes au Québec. Cela résulte en une baisse de la production solaire photovoltaïque distribuée, ce qui a pour effet d'augmenter les ventes du Distributeur de +0,8 TWh par rapport au niveau de 2029 du Plan. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 2.1** Relativement à la référence, veuillez fournir les références détaillées et les hypothèses chiffrées qui montrent les « *cas réels dans d'autres juridictions* » dont le Distributeur s'est inspiré et qui démontrent la « *diffusion moindre qu'anticipée de ces systèmes au Québec* ».

Réponse :

1 **Le Distributeur s'est inspiré des taux de diffusion et de rendement interne des**
2 **systèmes solaires photovoltaïques observés dans d'autres juridictions afin de**
3 **calibrer son modèle de diffusion généralisé de Bass. Pour ce faire, le**
4 **Distributeur a eu recours à des bases de données contenant l'information de**
5 **plusieurs milliers d'installations solaires photovoltaïques dans différent États**
6 **américains dont :**

7 **New-York (NYSERDA)**

- 8 ○ [https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-](https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Sun/Solar-Data-Maps/NYSERDA-Supported-Solar-Projects)
9 **Sun/Solar-Data-Maps/NYSERDA-Supported-Solar-Projects**

10 **Californie (NEM PV)**

- 11 ○ <https://www.californiadgstats.ca.gov/downloads/>

12 **Connecticut (gosolarCT)**

- 13 ○ [https://www.gosolarct.com/get-into-solar/connecticut-solar-](https://www.gosolarct.com/get-into-solar/connecticut-solar-market-data/)
14 **market-data/**

15 **De plus, le Distributeur a utilisé les données de diffusion réelle observée au**
16 **Québec au cours des dernières années pour calibrer ce même modèle.**

17 **Par ailleurs, le Distributeur anticipe que la crise sanitaire liée à la COVID-19 aura**
18 **pour impact de retarder la diffusion des systèmes solaires photovoltaïques de**
19 **quelques années.**

20 **Pour ce qui est de l'affirmation quant à la diffusion moindre qu'anticipée de ces**
21 **systèmes au Québec, elle s'appuie sur une comparaison des installations**
22 **réelles à ce jour pour le Québec par rapport à celles prévues au Plan.**

2.2 Veuillez fournir les références détaillées et le détail du calcul de l'augmentation des ventes du Distributeur de +0,8 TWh par rapport au niveau de 2029 du Plan, tel que mentionné à la référence.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-2.2-A illustre le calcul de la réduction des ventes attribuable à la**
- 2 **production solaire distribuée et présente sommairement la résultante du**
- 3 **positionnement de l'impact de la production solaire photovoltaïque.**
- 4 **Le tableau R-2.2-B donne la réduction annuelle sur la période couverte par le**
- 5 **Plan.**
- 6 **La prévision de diffusion des systèmes solaires photovoltaïques est basée sur**
- 7 **une approche par type de clientèle.**

TABLEAU R-2.2-A:
IMPACT DE LA BAISSÉ PRÉVUE DE PRODUCTION SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DISTRIBUÉE
SUR LES VENTES DU DISTRIBUTEUR

Nombre d'installations moyennes	Nombre d'installations moyennes	Capacité moyenne (kW)	Capacité installée (MW)	Facteur d'utilisation	Production (TWh)
	A	B	C = A × B	D	C × D × 8760 h/année
Plan d'approvisionnement 2020-2029	125000	8	1000	14%	1,3
État d'avancement 2020	43750	8	350	14%	0,4
Écart					-0,8

TABLEAU R-2.2-B :
IMPACT DE LA BAISSÉ PRÉVUE DE PRODUCTION SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE DISTRIBUÉE
SUR LES VENTES DU DISTRIBUTEUR

	Production (TWh)		
	PA 2020-2029	EA 2020	Écart
2021	0,2	0,0	-0,2
2022	0,3	0,1	-0,2
2023	0,4	0,1	-0,3
2024	0,5	0,1	-0,3
2025	0,6	0,2	-0,4
2026	0,7	0,2	-0,5
2027	0,9	0,3	-0,6
2028	1,1	0,4	-0,7
2029	1,3	0,4	-0,8

CHAÎNES DE BLOC

3. **Références :** (i) B-0007, page 13, lignes 1 à 15;
(ii) B-0106, page 16 (PDF 18), lignes 28 à 30;
(iii) B-0007, page 57, tableau 3.20;
(iv) B-0106, page 44 (PDF 46), tableau 7.4;
(v) R-4045-2018, B-0027, page 5, tableau R-2.1.

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) « **Chaînes de blocs** : L’écart à terme par rapport au Plan s’explique principalement par l’intégration des résultats de l’appel de propositions 2019-01 partiellement compensés par un ajustement à la hausse de la consommation des clients en Réseaux municipaux. »

(iii)

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

(iv)

TABLEAU 7.4 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR
USAGE À LA POINTE DE L'HIVER¹

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Usages											
Chauffage des espaces Résidentiel	13 930	14 142	14 139	14 318	14 517	14 677	14 820	14 953	15 078	15 194	15 303
Chauffage des espaces Commercial	3 579	3 620	3 592	3 623	3 627	3 625	3 621	3 617	3 611	3 604	3 595
Eau chaude Résidentiel	1 948	1 952	1 970	1 987	2 004	2 025	2 031	2 045	2 060	2 082	2 091
Industriel	8 017	8 294	8 278	8 306	8 323	8 323	8 297	8 005	8 002	8 012	8 018
Centres de données	88	98	101	148	223	311	404	497	591	678	724
Chaines de blocs	113	162	175	227	238	236	220	205	192	179	168
Serres	76	103	105	156	244	285	300	308	309	310	311
Véhicules électriques	28	47	73	104	146	195	252	317	390	471	559
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres usages	10 192	10 445	10 342	10 522	10 469	10 480	10 552	10 624	10 678	10 699	10 780
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	37 972	38 862	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550

Notes:
¹ 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.

(v)

TABLEAU 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

Demands :

- 3.1 Veuillez fournir une mise à jour la plus récente possible du tableau R-2.1 de la référence (v). 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.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur invite l'intervenant à se référer à la réponse à la question 1.1 de**
 2 **la demande de renseignements n° 7 de la Régie à la pièce HQD-6, document 1.2**
 3 **(B-0229) du dossier R-4045-2018 – Phase 1, présentant l'évolution du tableau**
 4 **rapporté à la référence (v) depuis sa première publication.**
- 5 **Par ailleurs, le Distributeur précise qu'il a revu à la baisse la prévision des**
 6 **besoins en puissance pour les abonnements existants dans le cadre de sa**
 7 **prévision de l'État d'avancement 2020. Voir la réponse à la question 1.6 de la**
 8 **demande de renseignements n° 4 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1.3 et**

1 la réponse à la question 3.3 de la demande de renseignements n° 1 de l'AQPER
2 à la pièce HDQ-5, document 4 (B-0043) pour plus de détails sur le
3 positionnement de la prévision de la demande prévue.

4 Le Distributeur précise qu'il n'est pas en mesure d'évaluer la probabilité d'une
5 consommation plus élevée que celle prévue. Toutefois, ce risque est couvert
6 par l'aléa sur la demande prévue.

7 Voir également la réponse à la question 3.3.

3.2 Veuillez fournir un tableau semblable à celui de la référence (v) 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.

Réponse :

8 Le Distributeur ne dispose pas des informations demandées sur la
9 consommation et les clients en réseaux municipaux pour construire un tel
10 tableau.

11 Pour ce qui est de la probabilité que l'entièreté de la puissance autorisée soit
12 appelée éventuellement, voir la réponse à la question 3.1.

3.3 Veuillez ventiler la ligne intitulée « *Chaînes de blocs* » du tableau 7.4 de la référence (iv) entre les abonnements existants du Distributeur, les abonnements existants des réseaux municipaux, les abonnements autres que les abonnements existants du Distributeur et les abonnements autres que les abonnements existants des réseaux municipaux, en utilisant la définition d'abonnements existants de la référence (v).

Réponse :

13 Le tableau R-3.3 présente les informations demandées. Le Distributeur
14 n'effectue pas le suivi des ventes pour les abonnements autres que ceux
15 existants ou issus de l'A/P 2019-01.

16 Par ailleurs, le Distributeur précise qu'il ne dispose que d'informations
17 partielles sur les abonnements existants et d'aucune information sur les
18 abonnements autres en réseaux municipaux.

TABLEAU R-3.3 :
PRÉVISION DE LA CONTRIBUTION DES CHAÎNES DE BLOCS À LA POINTE DE L’HIVER

<i>En MW</i>	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Chaînes de blocs	113	162	175	227	238	236	220	205	192	179	168
<i>Dont:</i>											
<i>Abonnements existants HQD</i>	98	83	87	90	90	89	84	79	75	71	68
<i>Abonnements issus de l’A/P 2019-01</i>	0	0	3	22	23	22	21	19	18	16	15
<i>Abonnements en Réseaux municipaux¹</i>	16	79	85	116	125	125	115	107	99	92	85

Notes:

¹ *Ventes estimées, car le Distributeur n’a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l’usage Chaînes de blocs.*

3.4 Le tableau 3.20 de la référence (iii) montre une prévision des besoins des chaînes de blocs de 718 MW pour l’hiver 2023-2024 et de 182 MW pour l’hiver 2028-2029 pour une chute de 75 %. Le tableau 7.4 de la référence (iv) montre une prévision des besoins des chaînes de blocs de 236 MW pour l’hiver 2023-2024 et de 168 MW pour l’hiver 2028-2029 pour une chute de seulement 29 %. Veuillez expliquer l’écart significatif entre les chutes de 75 % et de 29 % calculées ci-dessus en les comparant notamment dans le contexte de la « *baisse de l’intensité énergétique* » et la « *pression à la baisse* » évoquées à la référence (i).

Réponse :

1 **Le Distributeur maintient les raisons invoquées dans sa réponse à la**
2 **question 7.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce**
3 **HQD-5, document 1 (B-0024) pour expliquer son positionnement de la prévision**
4 **du secteur à l’État d’avancement 2020, notamment la baisse de l’intensité**
5 **énergétique des équipements, le plafonnement programmé de l’offre, l’attrition**
6 **du nombre de clients pour ce secteur ainsi que l’émergence d’autres crypto-**
7 **monnaies ne nécessitant pas autant de support informatique.**

8 **L’évolution de ce cadre d’analyse, particulièrement le nombre de clients**
9 **potentiels et la pérennité de ces clients permet au Distributeur de présenter des**
10 **modifications à l’évolution de la prévision.**

11 **À la suite de l’appel de propositions de 2019, le Distributeur a revu à la baisse**
12 **le nombre de clients potentiels pour ce secteur. Ces derniers seront moins**
13 **nombreux, mais plus pérennes, ce qui, selon de le Distributeur, aura un impact**
14 **sur l’attrition dans le temps.**

15 **Du fait qu’ils seront plus pérennes, le Distributeur croit que ces clients seront**
16 **plus aptes à faire des investissements plus rapidement dans des équipements**
17 **plus performants. Cela aura pour effet, de l’avis du Distributeur, de diminuer**
18 **l’impact de la baisse de l’intensité énergétique. Le marché étant également plus**
19 **mature, le Distributeur croit que certains équipements, notamment pour le**
20 **refroidissement, seront mis en place dès le début de l’implantation du projet.**

PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

4. **Références :** (i) B-0106, page 17 (PDF 19), lignes 16 à 19;
(ii) B-0007, page 30, lignes 9 à 11;
(iii) B-0007, page 31, tableau 2.2;
(iv) B-0007, page 44, tableau 2.13;
(v) B-0041, page 20, tableau R-3.12.

Préambule :

(i) « Le Distributeur précise qu'il a intégré l'impact favorable sur les pertes de transport de la ligne à haute tension *Micoua-Saguenay*. Cet impact est estimé à *-119 GWh en énergie et à -33 MW en puissance*. Le taux de pertes globales anticipé à l'horizon 2029 est de *7,4 %*. »
(Nous soulignons)

(ii) « 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)

(iii)

**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%
<i>Taux de pertes de transport</i>	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
<i>Taux de pertes de distribution</i>	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

(iv)

**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%
<i>Taux de pertes de transport</i>	5.3%	5.4%	5.6%	5.2%	5.4%	5.5%	5.4%	5.2%	5.4%	5.4%
<i>Taux de pertes de distribution</i>	2.1%	2.3%	2.0%	2.6%	2.5%	2.0%	2.1%	2.3%	2.1%	2.0%

(v)

TABLEAU R-3.12 :
TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION
VALEURS NORMALISÉES DE 2005 À 2019

En %	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 ¹
Taux de pertes globales	7,7%	7,5%	7,4%	7,7%	7,5%	8,1%	7,8%	7,8%	8,1%	7,5%	7,4%	7,6%	7,6%	7,3%	7,3%
Taux de pertes de transport	n.d.														
Taux de pertes de distribution	n.d.														

¹ Inclut les données au 31 décembre.

Demandes :

- 4.1 Veuillez fournir les sources des intrants et le détail du calcul de l'impact favorable sur les pertes de transport de la ligne à haute tension Micoua-Saguenay estimé à -119 GWh en énergie et à -33 MW en puissance, tel que mentionné à la référence (i).

Réponse :

1 L'impact sur les pertes de transport de la ligne à haute tension Micoua-
2 Saguenay a été présenté par le Transporteur en réponse à la question 11.1 de
3 la demande de renseignement n° 1 de la Régie à la pièce HQT-3, document 1.1
4 (B-0032) dans le cadre du dossier R-4052-2018. Selon cette source, cet impact
5 annuel en énergie est de 147 GWh et en puissance de 36 MW à la pointe de
6 l'hiver. Le Distributeur ne retient que 81 % de cet impact en énergie et 93 % en
7 puissance. Ces valeurs sont basées sur des données historiques annuelles des
8 besoins globaux et des besoins réguliers du Distributeur excluant la
9 consommation des centrales pour les années 2016 à 2019. Les pourcentages
10 retenus découlent de la proportion historique des besoins réguliers du
11 Distributeur excluant la consommation des centrales par rapport aux besoins
12 globaux de transport qui incluent le point-à-point.

TABLEAU R-4.1-A :
PROPORTION HISTORIQUE DES BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR
PAR RAPPORT AUX BESOINS GLOBAUX DE TRANSPORT

En TWh	2016	2017	2018	2019
Besoins globaux	223,1	226,8	230,7	230,0
Besoins réguliers du Distributeur excluant la consommation des centrales	182,5	183,8	186,0	187,7
PROPORTION	82%	81%	81%	82%

TABLEAU R-4.1-B :
PROPORTION HISTORIQUE DES BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR
À LA POINTE DE L’HIVER PAR RAPPORT AUX BESOINS GLOBAUX DE TRANSPORT

<i>En MW</i>	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Besoins globaux	40 051	40 755	41 001	41 149
Besoins réguliers du Distributeur <i>excluant la consommation des centrales</i>	37 057	38 129	37 670	38 092
PROPORTION	93%	94%	92%	93%

4.2 Veuillez expliquer, avec chiffres à l’appui, que le taux de pertes globales anticipé à l’horizon 2029 de 7,4 % à la référence (i) est le même que celui à la référence (iii) et ce, malgré que le Distributeur ait intégré l’impact favorable sur les pertes de transport de la ligne à haute tension Micoua-Saguenay depuis l’émission du tableau 2.2 de la référence (iii).

Réponse :

1 **La valeur du taux de pertes globales pour l’année 2029 inscrite à l’État**
 2 **d’avancement 2020 peut sembler identique à celle du Plan en raison de**
 3 **l’arrondissement. Cependant, le taux de pertes globales prévu à l’État**
 4 **d’avancement 2020 est en fait légèrement inférieur à celui du Plan, de l’ordre de**
 5 **-0,02 %.**

6 **Par ailleurs, outre l’intégration de l’impact favorable sur les pertes de transport**
 7 **de la ligne à haute tension Micoua-Saguenay, le taux de pertes prévu à l’État**
 8 **d’avancement 2020 s’appuie sur les données historiques d’une année de plus,**
 9 **ce qui contribue également à l’écart de prévision par rapport au Plan.**

4.3 Veuillez fournir une version à jour du tableau 2.2 de la référence (iii) à la suite de l’intégration de l’impact favorable sur les pertes de transport de la ligne à haute tension Micoua-Saguenay dont il est question à la référence (i).

Réponse :

10 **Le tableau R-4.3 présente la mise à jour du tableau 2.2 reproduit à la**
 11 **référence (iii) selon la prévision de l’État d’avancement 2020. Le Distributeur**
 12 **précise que l’impact favorable de la ligne à haute tension Micoua-Saguenay est**
 13 **uniquement pris en compte dans le taux de pertes globales. Le taux de pertes**
 14 **de transport est le taux approuvé par la Régie dans le cadre du dossier**
 15 **R-4096-2019 du Transporteur.**

**TABLEAU R-4.3 :
TAUX DE PERTES PRÉVISIONNELS**

En %	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Taux de pertes globales	7,3%	7,5%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%
Taux de pertes de transport	n.d.	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	n.d.	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

4.4 Veuillez indiquer à quelle année a été intégré au tableau 2.2 de la référence (iii) l'impact à la baisse de la nouvelle ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'île dont il est question à la référence (ii) et concilier cette date avec la date de mise en service réelle de cette nouvelle ligne.

Réponse :

1 **Dans le cadre du Plan, le Distributeur a assumé la date de juin 2019 pour l'entrée**
 2 **en service de la ligne à haute tension de la Chamouchouane-Bout-de-l'île. La**
 3 **date réelle de mise en service, selon les informations que le Transporteur a**
 4 **transmises au Distributeur, est le 31 mai 2019.**

4.5 Veuillez expliquer, avec chiffres à l'appui, que le taux de pertes globales apparaissant au tableau 2.2 de la référence (iii) soit demeuré constant à 7,4 % sur tout l'horizon du tableau et ce, malgré que le Distributeur ait intégré l'impact à la baisse de la nouvelle ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'île dont il est question à la référence (ii).

Réponse :

5 **Le Distributeur précise que les taux de pertes globales inscrits au Plan ne sont**
 6 **pas constants comme l'intervenant l'affirme. Ces derniers varient de façon**
 7 **marginale d'une année à l'autre. Cependant, comme mentionné en réponse à la**
 8 **question 4.2, l'arrondissement à une décimale peut donner l'impression que les**
 9 **valeurs prévisionnelles sont identiques. Par ailleurs, le Distributeur souligne**
 10 **que la ligne à haute tension de la Chamouchouane-Bout-de-l'île n'a un impact**
 11 **que sur une demi-année en 2019. Son impact complet commence en 2020.**

4.6 Veuillez indiquer le nombre et l'identité des « dernières années » dont il est question à la référence (ii) et justifier le choix de ce nombre pour établir le taux de 7,4 %. Veuillez fournir le détail du calcul ayant mené à la valeur retenue de 7,4 %.

Réponse :

1 **Lors de la préparation du Plan, le Distributeur a utilisé dans son modèle les**
2 **valeurs de pertes réelles couvrant la période allant de janvier 2014 à mars 2019.**

4.7 Veuillez ajouter la colonne de 2019 au tableau 2.13 de la référence (iv).

Réponse :

3 **Les taux de pertes réelles pour l'année 2019 sont :**

- 4 • **Taux de pertes globales : 7,4 %**
- 5 • **Taux de pertes de transport : 5,2 %**
- 6 • **Taux de pertes de distribution : 2,1 %**

4.8 Veuillez décrire en détail la méthode utilisée pour passer des valeurs « *réelles* » du tableau 2.13 de la référence (iv) aux valeurs « *normalisées* » du tableau R-3.12 de la référence (v). Veuillez notamment indiquer comment la valeur des pertes globales est normalisée, le cas échéant.

Réponse :

7 **Le Distributeur utilise les valeurs normalisées des ventes et des besoins en**
8 **énergie dans ses calculs pour obtenir les pertes globales normalisées qui sont**
9 **ensuite converties en un taux de pertes normalisées.**

4.9 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur s'appuie-t-il sur les données « *réelles* » et non sur les données « *normalisées* » lorsqu'il détermine le taux de pertes globales de 7,4 % sur la période couverte par le Plan, tel que mentionné à la référence (ii).

Réponse :

10 **Comme expliqué en réponse à la question 3.7 de la demande de**
11 **renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2 (B-0041), le**
12 **Distributeur calibre ses modèles sur des données observées (« *réelles* »). Cette**
13 **approche permet au Distributeur d'obtenir des coefficients qui reflètent les**
14 **conditions historiques et d'évaluer la performance de son modèle de pertes**
15 **globales. Cela dit, le Distributeur précise qu'il effectue ses prévisions à**
16 **conditions climatiques normales afin d'obtenir une prévision des pertes**
17 **normalisées. Cette approche est semblable à celle adoptée dans les modèles**
18 **de prévision des ventes sectorielles.**

5. Référence : (i) B-0041, pages 19 et 20;
 (ii) B-0041, page 20, tableau R-3.11;

(iii) B-0041, page 21, réponse 4.1.

Préambule :

(i) « Le Distributeur n’est pas en mesure d’expliquer les variations mentionnées par l’intervenant. Cependant, comme indiqué en réponse à la question 3.8, le Distributeur est satisfait de l’historique des taux de pertes de distribution. Ces données lui ont permis d’établir une prévision des pertes adéquate pour la préparation du Plan. » (Nous soulignons)

(ii)

TABLEAU R-3.11 :
PERTES DE DISTRIBUTION RÉELLES DE 2005 À 2019

En GWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 ¹
Pertes de distribution	4 200	3 618	3 841	3 945	3 420	3 913	3 446	4 283	4 393	3 472	3 666	3 912	3 559	3 466	3 726

¹ Inclut les données au 31 décembre.

(iii) « 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.

Réponse :

La différence provient de la mise à jour des données alimentant le modèle de régression décrit en réponse à la question 3.7. » (Nous soulignons)

Demandes :

5.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur peut se déclarer satisfait de l’historique des taux de pertes de distribution alors qu’il n’est pas en mesure d’expliquer les variations mentionnées par l’intervenant comme il l’indique à la référence (i).

Réponse :

1 Comme expliqué en réponse à la question 3.7 de la demande de
 2 renseignements n° 1 de l’AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2 (B-0041), le
 3 taux de pertes de distribution est obtenu par différence entre le taux de pertes
 4 globales et le taux de pertes de transport. Une révision du Transporteur de la
 5 consommation visée par le Plan et du taux de pertes de transport aura
 6 inéluctablement une incidence sur le taux de pertes de distribution.

7 Le Distributeur souligne que son commentaire apparaissant à la référence (i)
 8 portait sur une comparaison des données mises à jour avec les taux de pertes
 9 historiques.

10 Pour supporter son commentaire, le Distributeur a soumis les données
 11 historiques à un test statistique paramétrique (test Z) et un test statistique non-

1 paramétrique (Mann-Whitney). Dans le cas du test Z, les résultats indiquent qu'il
2 n'y a pas de différence statistiquement significative (à un niveau de 5 %) entre
3 la moyenne des données corrigées (2012-2019) et la moyenne des données
4 non-corrigées (2000-2011). Cependant, considérant le faible nombre
5 d'observations dans un des échantillons à la disposition du Distributeur, les
6 résultats du test Z doivent être considérés avec prudence.

7 Dans le cas des résultats du test statistique non-paramétrique de Mann-
8 Whitney, les résultats indiquent que le Distributeur ne dispose pas
9 d'informations suffisantes pour rejeter, à un niveau de 5 %, l'hypothèse selon
10 laquelle les populations sont égales.

11 Le Distributeur précise que l'erreur absolue moyenne du modèle sur les pertes
12 annuelles en point de pourcentage, pour les années 2014 à 2018, est d'environ
13 1 %. Cette valeur se traduit en une erreur de 0,1 TWh. Le Distributeur juge ces
14 erreurs satisfaisantes et soumet que le modèle est adéquat pour la prévision
15 des pertes globales.

16 Par ailleurs, le Distributeur précise que sa prévision comporte un ensemble
17 d'incertitude qu'il tente de réduire au minimum en utilisant une approche
18 statistique par régression. Le taux de pertes globales n'échappe pas à cela.

19 Par conséquent, le Distributeur considère satisfaisant le positionnement du
20 taux de pertes prévu.

5.2 Veuillez décrire les processus adoptés par le Distributeur pour valider ses propres données de calcul des pertes de distribution et fournir la documentation technique de tels processus.

Réponse :

21 **Voir la réponse à la question 5.1.**

5.3 Veuillez fournir une démonstration statistique de l'affirmation de la référence (i) selon laquelle les données utilisées par le Distributeur qui comportent des variations inexplicables comme l'illustre notamment la référence (ii) lui permettent d'établir une « *prévision de pertes adéquate* ».

Réponse :

22 **Voir la réponse à la question 5.1.**

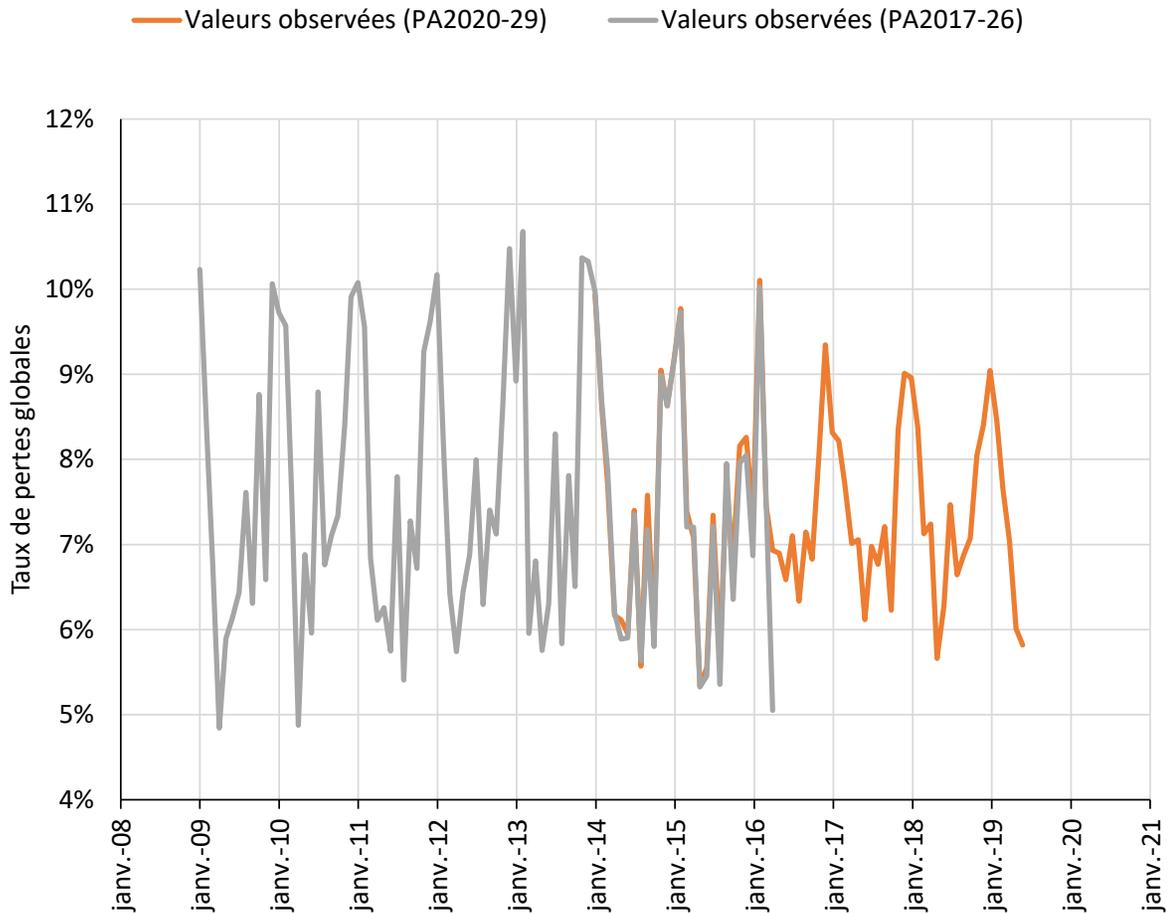
5.4 Pour permettre de bien comprendre l'augmentation du Taux de pertes globales prévu entre le Plan d'approvisionnement 2017-2026 (7,3 %) et le Plan d'approvisionnement 2020-2029 (7,4 %), veuillez fournir les données alimentant le modèle de régression

dont il est question à la référence (iii) avant et après la mise à jour mentionnée à cette même référence.

Réponse :

- 1 **La figure R-5.4 montre la différence entre les intrants utilisés pour la prévision**
- 2 **des pertes globales du *Plan d'approvisionnement 2017-2026* et du *Plan***
- 3 ***d'approvisionnement 2019-2029*.**

FIGURE R-5.4 :
MODÈLES DE PERTES GLOBALES



- 6. Référence :** (i) B-0041, page 16, réponse 3.2;
(ii) R-3646-2007, B-9, HQT-15, document 1, pages 3 et 4, réponse 2.1.

Préambule :

- (i) « L'impact sur le réseau de transport de la mise en service de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île correspond à -167 GWh en énergie sur une période de 12 mois et à -43 MW en puissance à la pointe d'hiver. Ces valeurs ont été déposées par le Transporteur. À ce sujet, voir les réponses aux questions 11.3 et 11.4 de la demande de renseignements no 1 de l'AHQ-ARQ du dossier R-4058-2018 à la pièce HQT-13, document 2.1 (B-0056).

Toutefois, le Distributeur ne retient qu'une partie de cet impact puisque les besoins du Distributeur correspondent à environ 80 % des besoins sur le réseau de transport. Sur la période 2020 à 2029, l'impact à la baisse sur le taux de pertes globales du Distributeur de la mise en service de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île est de -0,08 %, soit environ 140 GWh par année. » (Nous soulignons)

- (ii) « 2.1. Veuillez indiquer si le coût du différentiel de pertes est assumé par le client qui demande l'ajout au réseau, par le Transporteur ou par le Distributeur.

R2.1 Le coût du différentiel de pertes associé à ces deux scénarios d'ajout au réseau est assumé par le Distributeur. En effet, les pertes associées au service de transport point à point sont compensées par le client utilisateur de ce service selon un taux fixe de 5,2 % qui est établi dans les Tarifs et conditions des services de transport d'HydroQuébec (les « Tarifs et conditions ») du Transporteur.

Le Transporteur souligne que les pertes réelles sont tributaires de l'utilisation et de la configuration du réseau. Ainsi, les écarts positifs et négatifs entre les pertes réelles et le taux de perte fixe sont fournis par le Distributeur. Aussi, toute optimisation du scénario d'ajout au réseau visant à réduire les pertes réelles est bénéfique au Distributeur. » (Nous soulignons)

Demandses :

- 6.1 Veuillez fournir les sources des intrants et le détail du calcul de la valeur de 80 % qui apparaît à la référence (i).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.1.**

- 6.2 Veuillez concilier le choix de la valeur de 80 % à la référence (i) avec le principe énoncé à la référence (ii) selon lequel la totalité du différentiel des pertes est assumée par le Distributeur ou encore est à son bénéfice, selon le cas.

Réponse :

2 **Comme expliqué en réponse à la question 4.1, la proportion de 80 % retenue de**
3 **l'impact à la baisse sur les pertes globales consiste en la proportion des**
4 **besoins du Distributeur déterminée sur l'ensemble des besoins de transport,**
5 **qui inclut le point-à-point. Bien que cette proportion s'appuie sur les données**

1 réelles historiques, le Distributeur soumet que l'utilisation de cette proportion
2 pour évaluer l'impact de la ligne à haute tension de Chamouchouane-Bout-de-
3 l'Île sur la prévision du taux de pertes globales est adéquate.

4 La référence (ii) traite de l'écart entre le taux de pertes de transport réel et le
5 taux de pertes de transport approuvé par la Régie. Le Distributeur souligne que
6 la portée de cet écart est limitée et ne dépasse pas l'année témoin du
7 Transporteur. De surcroît, la référence (ii) précise que cet écart peut être positif
8 ou négatif. Une optimisation du réseau de transport sera éventuellement
9 reflétée dans la base tarifaire du Transporteur. Cela se reflétera ensuite dans le
10 taux de pertes de transport soumis annuellement à la Régie pour approbation,
11 qui consiste en la moyenne des taux de pertes de transport réels des trois
12 dernières années. Ainsi, tous les utilisateurs du réseau de transport partagent
13 le bénéfice d'une optimisation, ce qui est cohérent avec le traitement effectué à
14 la référence (i) dans le cadre de la prévision de la demande.

ALÉAS DE LA DEMANDE

7. Référence : B-0106, page 18 (PDF 20), lignes 7 à 10.

Préambule :

« Par ailleurs, le Distributeur a effectué des ajustements méthodologiques afin d'améliorer les cas extrêmes des conditions climatiques dans le calcul des aléas. Toutefois, ce changement n'a pas d'impact significatif sur l'écart-type de l'aléa climatique tant en énergie qu'en puissance. » (Nous soulignons)

Demande :

7.1 Veuillez élaborer sur les « *ajustements méthodologiques* » dont il est question à la référence en indiquant notamment comment le Distributeur peut-il « *améliorer les cas extrêmes des conditions climatiques* ».

Réponse :

15 Voir la réponse à la question 1.12 de la demande de renseignements de n° 4 de
16 la Régie à la pièce HQD-5, document 1.3.

BILAN D'ÉNERGIE

8. **Référence :** B-0106, page 21 (PDF 23), tableau 3.1.

Préambule :

**TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE**

En TWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS	189,2	191,4	193,3	195,5	196,2	196,1	197,7	199,9	200,4
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale utilisée	171,2	172,6	173,7	175,2	175,3	175,2	178,0	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,7	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,1	0,4	0,7	0,8	0,8	0,5	-	-
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
Interruption chaînes de blocs	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
Éolien	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise									
Achats sur les marchés de court terme	0,2	0,6	0,9	1,3	1,6	1,7	3,7	4,9	5,3
• Dont achats en hiver	0,2	0,6	0,9	1,2	1,5	1,6	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	-	0,4	2,5	3,3
<i>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</i>	7,6	6,2	5,1	3,7	3,6	3,7	0,9	-	-

Demande :

8.1 Veuillez ventiler par mois le besoin d'Approvisionnements de long terme de 0,4 TWh qui apparaît au tableau de la référence pour l'année 2027.

Réponse :

1 **L'information demandée n'est pas disponible. Les approvisionnements de long**
 2 **terme correspondent aux achats requis au-delà des 3 TWh pouvant être acquis**
 3 **sur les marchés de court terme, pour la période d'hiver.**

BILAN DE PUISSANCE

9. **Références :** (i) B-0106, page 21 (PDF 23), lignes 2 à 5;
 (ii) B-0042, page PDF 62, articles 7.1 et 7.2;
 (iii) B-0106, page 22 (PDF 24), tableau 3.2 révisé;
 (iv) B-0114, page 5, tableau 2.1;
 (v) B-0106, page 24 (PDF 26);

- (vi) B-0106, page 25 (PDF 27), Tarification dynamique;
- (vii) B-0106, page 25 (PDF 27), Bonification des options d’électricité interruptible;
- (viii) B-0114, page 5, lignes 1 à 7.

Préambule :

(i) « Le Distributeur précise que, pour l’hiver 2020-2021, les valeurs présentées au bilan de puissance pour les différents moyens de gestion de la demande de puissance correspondent aux contributions attendues découlant des adhésions réelles des clients pour cet hiver. » (Nous soulignons)

(ii) «

7.1 Cibles prévisionnelles de réduction de puissance

Le tableau ci-dessous illustre les cibles de réduction de puissance à atteindre par l’Agrégateur pour les années indiquées ci-dessous :

Année	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
MW	1,8	56,7	124,3	274,7	427,9	485,7	529.1	574.1	595.8	620.7

TABLEAU 1 – CIBLE DE RÉDUCTION DE LA PUISSANCE DE 2019 À 2028

L’Agrégateur doit mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles réductions de puissance identifiées dans le présent tableau.

7.2 Engagement de réduction de puissance annuelle

L’Agrégateur doit présenter au Distributeur son engagement de réduction de puissance (MW) au plus tard le 1^{er} octobre précédent l’Année contractuelle. Cette valeur correspond à la réduction de puissance engagée (RPE).

Cet engagement est utilisé pour le calcul des pénalités à l’article 9 du présent Contrat.

»

(iii)

TABLEAU 3.2 RÉVISÉ¹ :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 634	3 755	3 840	3 912	3 982	4 019	4 067	4 102	4 137
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 409	43 147	43 630	44 068	44 480	44 591	44 975	45 330	45 688
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
• Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 378	1 570	1 776	2 113	2 331	2 510	2 583	2 594	2 610
• Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande de puissance	640	570	776	1 013	1 111	1 170	1 243	1 254	1 270
- GDP Affaires	407	150	170	220	240	260	300	300	300
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	14	124	275	428	486	529	574	596	621
• Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	700	750	800	1 000	850	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	100	1 550	2 000

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

(iv)

TABLEAU 2.1 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 632	3 774	3 853	3 927	4 011	4 055	4 096	4 131	4 167
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 407	43 166	43 643	44 083	44 509	44 627	45 005	45 359	45 717
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
• Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 367	1 677	1 851	2 205	2 503	2 720	2 753	2 764	2 780
• Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande de puissance	629	677	851	1 105	1 283	1 380	1 413	1 424	1 440
- GDP Affaires	407	325	395	465	470	470	470	470	470
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	3	57	124	275	428	529	574	596	621
• Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	0	1 400	1 850

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

(v) Pour le moyen GDP Affaires : « *La contribution de ce moyen est revue à la baisse par rapport au Plan d'approvisionnement 2020-2029, en raison du contexte* »

d'incertitude sur le développement futur du moyen et sur la valeur de l'appui financier versé, suite à la décision D-2019-164. » (Nous soulignons)

- (vi) « Options de tarification dynamique offertes aux clients résidentiels et commerciaux. L'option de crédit hivernal et les tarifs Flex D et Flex G sont inscrits au bilan de puissance. » (Nous soulignons)
- (vii) « Le Distributeur prévoit des modifications aux options d'électricité interruptible. Les démarches pour ce faire seront entamées au moment opportun, en tenant compte des délais requis pour leur mise en place et suivant l'évolution du bilan de puissance. » (Nous soulignons)
- (viii) « Comme dans l'État d'avancement 2020, le bilan de puissance montre que les approvisionnements planifiés sont suffisants pour répondre aux besoins jusqu'à l'hiver 2025-2026 inclusivement. À partir de l'hiver 2026-2027, la contribution maximale des marchés de court terme, soit 1 100 MW, est prévue être atteinte et de nouveaux approvisionnements de long terme seront requis. Pour l'instant, le Distributeur prévoit déposer à la Régie, dans les prochains mois, sa demande visant l'approbation des caractéristiques de ces nouveaux approvisionnements. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 9.1 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle le 1^{er} octobre 2020, en vertu de l'article 7.2 de la référence (ii), l'Agrégateur Hilo a présenté au Distributeur un engagement de réduction de puissance (RPE) de 14 MW pour l'hiver 2020-2021, tel qu'il appert des références (i) et (iii) publiées le 16 novembre 2020.

Réponse :

1 **L'engagement de réduction de puissance confirmé par Hilo le 1^{er} octobre 2020**
2 **pour l'hiver 2020-2021 était, plus précisément, de 14,4 MW.**

- 9.2 Veuillez expliquer comment la colonne 2020-2021 de la ligne intitulée « Hilo » du bilan de puissance du Distributeur est passée de 14 MW le 16 novembre 2020 à la référence (iii) à 3 MW le 25 février 2021 à la référence (iv) alors que l'Agrégateur Hilo devait présenter au Distributeur son engagement de réduction de puissance pour l'hiver 2020-2021 au plus tard le 1^{er} octobre 2020, en vertu de l'article 7.2 à la référence (ii).

Réponse :

3 **En janvier 2021, Hilo a présenté au Distributeur une révision de sa réduction de**
4 **puissance pour l'hiver 2020-2021, l'établissant à 3,4 MW. Voir à cet effet la**
5 **réponse à la question 2.4 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie à**
6 **la pièce HQD-5, document 1.3.**
7 **De plus, et comme décrit au Contrat de service, la période de rodage couvre les**
8 **deux premières années contractuelles. Cette période vise à permettre aux**

1 parties d'évaluer le service de GDP et autres services, notamment la réceptivité
2 et la satisfaction des clients de l'Agrégateur Hilo, la fiabilité du service de
3 réduction de puissance et les méthodes pour le calcul de réduction de
4 puissance admissible et des pénalités ainsi que la valeur et méthodes de calcul
5 pour les autres services.

6 Aucune pénalité n'est donc applicable pendant la période de rodage.

9.3 Veuillez confirmer la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle l'Agrégateur Hilo devra assumer les pénalités applicables au contrat de service entre celui-ci et le Distributeur dans le cas où il ne peut rencontrer la valeur de RPE de 14 MW confirmée ci-dessus.

Réponse :

7 Voir la réponse à la question 9.2.

8 Voir également la réponse à la question 39.8 de la demande de renseignements
9 n° 1 du RNCREQ à la pièce HQD-5, document 7 (B-0046).

9.4 Veuillez ventiler les valeurs de la ligne intitulée « *Tarification dynamique* » du tableau 2.1 de la référence (iv) entre « *l'option de crédit hivernal* », le tarif « *Flex D* » et le tarif « *Flex G* » mentionnés à la référence (vi).

Réponse :

10 Le tableau R-9.4 présente la réduction de puissance inscrite au bilan de
11 puissance du Plan segmentée selon les tarifs et option de tarification
12 dynamique.

TABLEAU R-9.4 :
CONTRIBUTION À LA POINTE DE L'HIVER DE LA TARIFICATION DYNAMIQUE
SELON SES COMPOSANTES

<i>En MW</i>	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Flex D et G	8	12	16	21	26	28	28	28	28
Option de crédit hivernal	45	67	90	120	150	157	159	160	161
TOTAL	53	79	106	141	176	185	186	188	189

9.5 Veuillez quantifier les « *délais requis* » pour la mise en place des modifications aux options d'électricité interruptible dont il est question à la référence (vii).

Réponse :

1 **Le Distributeur estime qu'il doit compter sur un minimum d'un an pour mettre**
2 **en place les modifications à l'OÉI. En conséquence, la nouvelle mouture de**
3 **l'OÉI pourrait être intégrée à l'offre tarifaire du Distributeur au plus tôt à l'hiver**
4 **2022-2023.**

9.6 Veuillez justifier l'affirmation de la référence (viii) selon laquelle les approvisionnements planifiés ne seraient pas suffisants pour répondre aux besoins de l'hiver 2026-2027 alors que le bilan de puissance le plus récent à la référence (iv) ne montre aucun besoin d'approvisionnements de long terme pour ce même hiver (en fait, en utilisant les valeurs de la colonne 2026-2027 de ce bilan, on calcule même un surplus de 21 MW pour l'hiver 2026-2027, en sus de la réserve de 4 096 MW pour respecter le critère de fiabilité).

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 20.4 du RNCREQ à la pièce HQD 7, document 8**
6 **(B-0109), dossier R-4041-2018 – Phase 2.**

10. Référence : B-0114, page 3, lignes 26 à 33.

Préambule :

« Toutefois, afin de rattraper le retard et d'atteindre les cibles fixées au contrat, Hilo envisage notamment de développer de nouveaux produits et d'offrir des rabais plus généreux aux clients. Selon Hilo, les nouveaux produits qui seraient lancés permettraient un effacement moyen par client accru, ce qui lui permettrait d'atteindre sa cible d'effacement total initiale même avec un nombre plus faible de clients. Des mises à jour du plan marketing 5 ans et des suivis détaillés confirmant les mesures et les effacements effectifs seront d'ailleurs transmis annuellement au Distributeur, afin que ce dernier puisse s'assurer de la contribution de ce moyen au bilan de puissance. » (Nous soulignons)

Demandes :

10.1 Veuillez fournir la mise à jour la plus récente du « *plan marketing 5 ans et des suivis détaillés confirmant les mesures et les effacements effectifs* » dont il est question à la référence.

Réponse :

7 **Hilo doit soumettre au Distributeur, au plus tard le 1^{er} avril 2021, la mise à jour**
8 **de son plan marketing. Le Distributeur en prendra connaissance et s'engage,**
9 **par la suite, à le déposer sous pli confidentiel.**

1 Pour ce qui est des suivis relatifs aux effacements effectifs, la méthode
2 d'évaluation pour le calcul de réduction de puissance admissible sera finalisée
3 par les parties au terme de la période de rodage.

10.2 Veuillez fournir la liste des effacements demandés par le Distributeur à Hilo au courant des hivers 2019-2020 et 2020-2021 avec, pour chaque demande, la date et heure de début et de fin et la puissance effective obtenue.

Réponse :

4 La liste des événements de réduction de puissance pour les périodes de pointe
5 de l'hiver 2019-2020 est présentée au tableau R-10.2-A. Conformément aux
6 dispositions du Contrat de service, le service d'Hilo vise une réduction de
7 puissance pour des périodes de pointe de 4 heures (AM : de 6h à 10h et PM : de
8 17h à 21h) tout en respectant un profil prédéfini de puissance avant
9 (préchauffe), pendant et après l'événement de GDP (la reprise de puissance
10 après l'événement). Ce profil de puissance est présenté à l'article 7.3 du Contrat
11 de service.

12 Également, comme expliqué en réponse à la question 10.1, la méthode
13 d'évaluation pour le calcul de réduction de puissance admissible sera finalisée
14 par les parties au terme de la période de rodage.

TABLEAU R10.2-A :
LISTE DES ÉVÉNEMENTS HILO – HIVER 2019-2020

Hiver 2019-2020	
Événements	Nb heures
19 décembre 2019 AM	4
19 décembre 2019 PM	4
20 décembre 2019 AM	4
9 janvier 2020 AM	4
21 janvier 2020 AM	4
21 janvier 2020 PM	4
29 janvier 2020 AM	4
29 janvier 2020 PM	4
31 janvier 2020 AM	4
6 février 2020 AM	4
18 février 2020 AM	4
19 février 2020 PM	4
20 février 2020 AM	4
20 février 2020 PM	4
21 février 2020 AM	4
28 février 2020 AM	4

15 La liste des événements de réduction de puissance pour les périodes de
16 pointes de l'hiver 2020-2021 est présentée au tableau R-10.2-B.

TABLEAU R-10.2-B :
LISTE DES ÉVÉNEMENTS HILO – HIVER 2020-2021

Hiver 2020-2021	
Événements	Nb heures
16 décembre 2020 AM	4
16 décembre 2020 PM	4
17 décembre 2020 AM	4
17 décembre 2020 PM	4
18 décembre 2020 AM	4
19 janvier 2021 PM	4
20 janvier 2021 AM	4
20 janvier 2021 PM	4
21 janvier 2021 AM	4
21 janvier 2021 PM	4
25 janvier 2021 AM	4
25 janvier 2021 PM	4
26 janvier 2021 AM	4
26 janvier 2021 PM	4
31 janvier 2021 AM	4
31 janvier 2021 PM	4
1 février 2021 AM	4
9 février 2021 AM	4
10 février 2021 AM	4
11 février 2021 AM	4
12 février 2021 AM	4
12 février 2021 PM	4
13 février 2021 AM	4
18 février 2021 AM	4
2 mars 2021 AM	4
4 mars 2021 AM	4
4 mars 2021 PM	4
5 mars 2021 AM	4
8 mars 2021 AM	4

11. **Référence :** B-0114, page 4, lignes 6 à 26.

Préambule :

« Dans l’État d’avancement 2020, le Distributeur présentait une contribution de la GDP Affaires revue à la baisse sur la période du Plan. Le contexte d’incertitude autour de la GDP Affaires, compte tenu du dossier R-4041-2018, avait amené le Distributeur à faire preuve de prudence sur le plan des quantités inscrites à son bilan en provenance de ce moyen.

Le 18 janvier 2021, le Distributeur a déposé sa preuve dans la phase 2 du dossier R-4041-2018, présentant sa proposition d’une nouvelle option tarifaire visant à rendre au Distributeur les services de gestion de la demande de puissance qui étaient auparavant offerts par le

programme GDP Affaires. Du point de vue du Distributeur, la proposition, telle que soumise pour approbation par la Régie, est en mesure d'assurer une contribution en puissance plus élevée que celle considérée dans l'État d'avancement 2020.

En effet, d'une part, l'abaissement du seuil d'admissibilité de l'option, lequel passerait de 200 kW à 15 kW par abonnement, est, de l'avis du Distributeur, un élément favorisant une bonne participation de la clientèle à l'option tarifaire de GDP. D'autre part, le Distributeur suppose également que les clients pourraient valoriser la pérennité associée à un programme commercial multi-annuel ou à une option tarifaire. Ainsi, du fait d'une plus grande assurance de participer pendant plusieurs années, les clients pourraient être incités soit à y adhérer, soit à s'engager davantage en investissant dans des équipements devant être rentabilisés sur une longue période.

Par mesure de prudence, le Distributeur retient pour le moment une contribution conservatrice de l'option dans son bilan de puissance, en attendant notamment la décision de la Régie dans le dossier R-4041-2018 phase 2 (voir le tableau 2.1). » (Nous soulignons)

Demandes :

- 11.1** Veuillez indiquer les éléments nouveaux, depuis la publication de l'État d'avancement 2020 le 16 novembre 2020, qui justifient une contribution en puissance plus élevée tel que mentionné à la référence. Pour chacun de ces éléments nouveaux, veuillez quantifier son effet sur l'augmentation de la contribution.

Réponse :

1 **Voir le Complément de preuve à la pièce HQD-4, document 7 (B-0114), page 4,**
2 **lignes 16 à 23, pour les éléments contributifs à la hausse des cibles de ce**
3 **moyen de gestion de la puissance visant la clientèle affaires. Le Distributeur**
4 **n'a pas fait une analyse pointue des contributions de chacun de ces éléments.**

- 11.2** Veuillez expliquer comment les clients, depuis le 18 janvier 2021, pourraient avoir « *une plus grande assurance de participer pendant plusieurs années* » comme l'affirme le Distributeur à la référence.

Réponse :

5 **Comme mentionné en préambule, le Distributeur a déposé, le 18 janvier 2021,**
6 **son option de gestion de la demande en puissance². L'inclusion de ce moyen**
7 **de gestion dans les Tarifs, par rapport au programme de GDP Affaires suivant**
8 **les modalités qui étaient applicables, est d'offrir une plus grande prévisibilité**
9 **quant à la rémunération que le participant peut tirer de celle-ci année après**
10 **année. De là, le Distributeur espère que les nouveaux participants se verront**
11 **rassurés et permettront l'évolution anticipée de la contribution de ce moyen à**
12 **l'équilibre du bilan.**

² Dossier R-4041-2018 - Phase 2, pièce HQD-6, document 2 (B-0085).

1 Voir également les réponses à la question 4.1 de la demande de
2 renseignements n° 2 de l'ACEFQ à la pièce HQD-7, document 2 (B-0103),
3 dossier R-4041-2018 – Phase 2, et à la question 12.3 du RNCREQ à la pièce
4 HQD-7, document 8 (B-0109) du dossier R-4041-2018 – Phase 2.

11.3 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur considère que la valeur retenue pour le moment constitue « une contribution conservatrice de l'option dans son bilan de puissance », tel qu'il le mentionne à la référence. Veuillez fournir, pour chaque année du Plan, une valeur qui serait non pas conservatrice mais, plutôt, centrée.

Réponse :

5 **Le Distributeur a choisi de présenter un scénario conservateur dans la mesure**
6 **où la décision sur la proposition de l'option tarifaire de gestion de la demande**
7 **de puissance (GDP Affaires) n'a pas été rendue dans le dossier R-4041-2018 –**
8 **Phase 2.**

12. **Références :** (i) R-4041-2018, B-0085, page 10, note de bas de page no. 22;
(ii) R-4045-2018 – Phase 1, A-0178, pages 64 et 65;
(iii) B-0114, page 5, tableau 2.1.

Préambule :

- (i) « Le Distributeur souligne que cette conclusion repose sur l'hypothèse d'achats de puissance de court terme à hauteur de 1 100 MW. Or, on doit rappeler que le Distributeur ne peut s'appuyer sur une utilisation maximale du potentiel de puissance de court terme et ce, afin de conserver une marge de manoeuvre pour équilibrer finement le bilan de puissance. À cet effet, voir notamment les pages 64 et 65 des notes sténographiques du 20 octobre 2020 à la pièce A-0178 du dossier R-4045-2018 – Phase 1. » (Nous soulignons)
- (ii) « Donc, pour pallier à ce déséquilibre, le Distributeur à recours aux marchés de court terme. Le recours aux marchés de court terme, l'objectif, aussi, c'est de respecter les critères de fiabilité et de s'assurer que nous avons tous les moyens nécessaires pour répondre à la demande.

Donc, le marché de court terme, ici, sa contribution maximale est estimée à mille cent mégawatts (1100 MW). Ce qu'on peut observer, dans ce bilan, c'est que dès... Excusez-moi. Dès deux mille vingt et un (2021), deux mille vingt-neuf (2029), donc, dès le tout début de l'horizon, nous sommes extrêmement serrés sur le marché de court terme.

Je voudrais préciser que le marché de court terme n'est pas un moyen de gestion. C'est un moyen pour équilibrer le bilan lors des déséquilibres. Donc, l'idée, c'est qu'il y ait une marge de manoeuvre dont le Distributeur bénéficie pour pouvoir équilibrer son bilan. Cette marge de manoeuvre là, bien, l'idée, ce n'est pas de s'accoter directement sur le potentiel maximum.

Parce que finalement, l'objectif de ce marché-là... cette marge de manoeuvre là, bien, on n'aurait plus de marge de manoeuvre tout de suite. Donc, dès le début de l'horizon, on voit déjà qu'on utilise plus de soixante pour cent (60 %) de cette marge de manoeuvre. Donc, c'est déjà... On peut considérer que notre bilan en puissance est déjà serré, dès le début de l'horizon.

Donc, si je devais conclure sur le bilan en puissance, c'est qu'on a un bilan qui est extrêmement serré. Et une deuxième chose, c'est que la contribution des marchés de court terme, il faut garder à l'esprit que c'est un moyen pour équilibrer le bilan. Donc, c'est notre marge de manoeuvre pour pallier soit à une future révision de la demande, soit à une diminution des moyens de production, à nos moyens de gestion. » (Nous soulignons)

(iii)

TABLEAU 2.1 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 632	3 774	3 853	3 927	4 011	4 055	4 096	4 131	4 167
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 407	43 166	43 643	44 083	44 509	44 627	45 005	45 359	45 717
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
• Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
• Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
• Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 367	1 677	1 851	2 205	2 503	2 720	2 753	2 764	2 780
• Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Interventions en gestion de la demande de puissance	629	677	851	1 105	1 283	1 380	1 413	1 424	1 440
- GDP Affaires	407	325	395	465	470	470	470	470	470
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	3	57	124	275	428	529	574	596	621
• Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	0	1 400	1 850

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

Demandes :

12.1 Relativement aux références (i) et (ii), veuillez quantifier en MW, pour chacune des dix prochaines années, la « *marge de manoeuvre pour équilibrer finement le bilan de puissance* » que le Distributeur doit conserver en sus de la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité* » de l'ordre de 4 000 MW qui apparaît déjà à son bilan de puissance de la référence (iii).

Réponse :

1 Le Distributeur réitère sa réponse à la question 2.1 de la demande de
 2 renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ, pièce HQD-7, document 3 (B-0104), dossier
 3 R-4041-2018 – Phase 2.

12.2 Relativement à la référence (i), veuillez fournir les références aux documents réglementaires qui justifient de retenir une « *marge de manoeuvre pour équilibrer finement le bilan de puissance* », en sus de la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité* » de l'ordre de 4 000 MW qui apparaît déjà au bilan de puissance de la référence (iii).

Réponse :

1 **Le Distributeur réitère sa réponse à la question 2.2 de la demande de**
2 **renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ, pièce HQD-7, document 3 (B-0104), dossier**
3 **R-4041-2018 – Phase 2.**

12.3 Veuillez décrire les « *critères de fiabilité* » qui sont mentionnés à la référence (ii), en justifiant notamment l'utilisation du pluriel, et indiquer s'ils équivalent au critère de fiabilité qui est respecté par la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité* » qui apparaît au bilan de puissance de la référence (iii).

Réponse :

4 **Le Distributeur réitère sa réponse à la question 2.3 de la demande de**
5 **renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ, pièce HQD-7, document 3 (B-0104), dossier**
6 **R-4041-2018 – Phase 2.**

12.4 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle la « *Réserve pour respecter le critère de fiabilité* » qui apparaît au bilan de puissance de la référence (iii) tient déjà compte de tous les aléas de prévision auxquels le Distributeur doit faire face.

Réponse :

7 **Le Distributeur réitère sa réponse à la question 2.4 de la demande de**
8 **renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ, pièce HQD-7, document 3 (B-0104), dossier**
9 **R-4041-2018 – Phase 2.**

12.5 Veuillez définir les termes « *moyen de gestion* » et « *moyen pour équilibrer le bilan lors des déséquilibres* » utilisés par le Distributeur à la référence (ii) et expliquer les différences entre ces deux notions en ce qui a trait, notamment à leur contribution au bilan de puissance et au critère de fiabilité.

Réponse :

10 **Le Distributeur réitère sa réponse à la question 2.5 de la demande de**
11 **renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ, pièce HQD-7, document 3 (B-0104), dossier**
12 **R-4041-2018 – Phase 2.**

TARIFICATION DYNAMIQUE

13. **Références :** (i) [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2020-055/HQD_SuiviAdmin\(D-2020-055\)_BilanHiver2019-2020_D%C3%A9ploiement.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2020-055/HQD_SuiviAdmin(D-2020-055)_BilanHiver2019-2020_D%C3%A9ploiement.pdf), page 9, tableau 2;
- (ii) Ibid., page 10;
- (iii) Ibid. page 15, tableau 4;
- (iv) Ibid. page 15, lignes 1 à 10.

Préambule :

(i)

TABLEAU 2 :
TAUX D'ADHÉSION ET DONNÉES RELATIVES AU RECRUTEMENT -
HIVER 2019-2020

	Clients domestiques	Clients petite puissance	Total
Nombre de courriels d'invitation envoyés	407 000	23 000	430 000
<i>% courriels ouverts</i>	± 60%	± 50%	
<i>% de clics vers le site Web HQ</i>	± 40%	± 25%	
Nombre de clients ayant accédé à l'outil de simulation¹	32 830	670	33 500
Nombre d'appels au service à la clientèle²	5 332	410	5 742
<i>durée moyenne des appels</i>	804 sec.	695 sec.	
Nombre d'adhésions	20 012	343	20 355
<i>% via le libre-service (Espace client)</i>	92%	88%	
<i>% via un représentant du service à la clientèle</i>	8%	12%	
Taux d'adhésion (% des courriels envoyés)	5%	1%	5%

¹ Seuls les clients invités avaient accès à l'outil de simulation. La durée du parcours moyen dans l'Espace client a été de 5 minutes.

² Principalement pour un accompagnement à la navigation sur l'Espace client et pour des informations additionnelles sur les offres proposées. Le temps total moyen des appels a été de 13 minutes.

(ii)

FIGURE 2 :
EXEMPLE D’UN AVIS D’ÉVÉNEMENT DE POINTE ENVOYÉ PAR COURRIEL
– OPTION DE CRÉDIT HIVERNAL

Expéditeur : Hydro-Québec <hydroquebec@communication.hydroquebec.com>
 Date : 18 décembre 2019 à 15:15:20 HAE
 Destinataire : <courriel du client>
 Objet : Avis d’événement de pointe
 Répondre à : Hydro-Québec <HQDTarifsdynamiques@hydro.qc.ca>



Avis – Tarification dynamique
18 décembre 2019

Bonjour,

Vous recevez cet avis parce que vous êtes inscrit ou inscrite au tarif D avec option de crédit hivernal.

Un événement de pointe critique aura lieu le :

- 19 décembre de 6 h à 9 h.
- 19 décembre de 12 h à 13 h.

Lieux de consommation visés :

- 999, rue Volt
Laprise QC L1A 3H6
- 999, rue Volt
Laprise QC L1A 3H6

Conseils et économies!

Accumulez des crédits en réduisant votre consommation d’électricité pendant un événement de pointe critique.

- [Voir les conseils pour réduire votre consommation](#)
- [Suivre votre crédit hivernal et vos résultats par événement.](#)

Meilleures salutations,

Les Services à la clientèle

(iii)

TABLEAU 4 :
RÉPARTITION DE LA CLIENTÈLE INSCRITE AUX
OPTIONS DE TARIFICATION DYNAMIQUE AU 31 MARS 2020

Hiver 2019-2020	Clients domestiques		Clients de petite puissance		Total
	Crédit hivernal	Flex D	Crédit hivernal	Flex G	
Nombre de clients inscrits au 1 ^{er} décembre 2019	17 575	2 437	316	27	20 355
Nombre de clients inscrits au 31 mars 2020	17 074	2 360	359	26	19 819
Écart	- 501	-77	43	- 1	- 536

(iv) « Pour l’hiver 2019-2020, les résultats de l’effacement au crédit hivernal sont calculés à partir des 21 événements de pointe appelés totalisant 70 heures, tandis que les résultats aux tarifs Flex sont calculés à partir des 24 événements de pointe totalisant 81 heures. Puisque le calibrage du tarif Flex assure une neutralité tarifaire pour 90 heures de pointe, le Distributeur a tenté d’utiliser au maximum les heures

de pointe prévues dans les modalités de ce tarif, malgré les conditions climatiques plus chaudes que la normale, et ce, par souci d'équité envers le reste de la clientèle. En ce qui concerne les heures de pointe au crédit hivernal, le Distributeur a plutôt tenté de l'utiliser pour un nombre suffisant d'heures afin de fidéliser sa clientèle y adhérant et de bâtir un bassin suffisant pour inscrire éventuellement les MW à son bilan. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 13.1** Veuillez indiquer le nombre de clients faisant partie de la population totale des clients admissibles à adhérer à la tarification dynamique et, par conséquent, à recevoir le courriel d'invitation dont il est question à la référence (i) en incluant notamment le nombre de clients domestiques et le nombre de clients petite puissance été d'autres catégories s'il y a lieu.

Réponse :

1 **La demande de l'intervenant, qui est de nature tarifaire, dépasse le cadre d'une**
2 **demande de renseignements portant sur un plan d'approvisionnement. Dans**
3 **sa décision D-2020-055 (paragr. 130-131), la Régie a convenu que des**
4 **modifications à court terme aux options de tarification dynamique étaient**
5 **difficilement envisageables dans le nouveau contexte réglementaire. Par**
6 **ailleurs, une séance de travail aura lieu préalablement au dossier tarifaire 2025-**
7 **2026 et pourrait déboucher sur des modifications de modalités.**

- 13.2** L'AHQ-ARQ a connaissance d'un client résidentiel adhérant au crédit hivernal pour l'hiver courant qui a reçu 13 courriels d'avis d'événement de pointe comme celui de la référence (ii). Ces courriels ont tous été reçus par ce client entre 12h43 et 12h51 la veille de l'événement de pointe pour lesquels ils s'appliquaient. Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur envoie ces avis plus de 4 heures avant l'heure limite de 17h00 pour le faire.

Réponse :

8 **La demande de l'intervenant, qui est de nature tarifaire, dépasse le cadre d'une**
9 **demande de renseignements portant sur un plan d'approvisionnement. Voir la**
10 **réponse à la question 13.1.**

- 13.3** Relativement au tableau de la référence (iii), veuillez expliquer comment le nombre de clients de petite puissance inscrits au crédit hivernal peut-il augmenter après la date d'inscription du 1er décembre 2019.

Réponse :

1 **La demande de l'intervenant, qui est de nature tarifaire, dépasse le cadre d'une**
2 **demande de renseignements portant sur un plan d'approvisionnement. Voir la**
3 **réponse à la question 13.1.**

13.4 Veuillez indiquer à quelle clientèle fait référence le Distributeur lorsqu'il mentionne « *le reste de la clientèle* » à la référence (iv).

Réponse :

4 **La demande de l'intervenant, qui est de nature tarifaire, dépasse le cadre d'une**
5 **demande de renseignements portant sur un plan d'approvisionnement. Voir la**
6 **réponse à la question 13.1.**

13.5 Pour le crédit hivernal, veuillez indiquer l'évaluation du Distributeur du « *nombre suffisant d'heures afin de fidéliser sa clientèle y adhérant et de bâtir un bassin suffisant pour inscrire éventuellement les MW à son bilan* » dont il est question à la référence (iv). Veuillez indiquer si le Distributeur a vérifié par ses sondages si le fait d'utiliser des heures ou la contribution des clients n'est pas utile ou économique pour les besoins du réseau n'aurait pas plutôt un effet inverse sur la fidélisation de la clientèle.

Réponse :

7 **La demande de l'intervenant, qui est de nature tarifaire, dépasse le cadre d'une**
8 **demande de renseignements portant sur un plan d'approvisionnement. Voir la**
9 **réponse à la question 13.1.**

13.6 Veuillez indiquer comment le Distributeur a tenu compte de l'utilisation de la tarification dynamique pendant des heures où celle-ci n'était pas utile ou économique (référence (iv)) dans ses simulations visant à déterminer le taux de réserve de la tarification dynamique.

Réponse :

10 **La demande de l'intervenant, qui est de nature tarifaire, dépasse le cadre d'une**
11 **demande de renseignements portant sur un plan d'approvisionnement. Voir la**
12 **réponse à la question 13.1.**

14. Références : (i) Réponses d'Hydro-Québec aux demandes d'accès à l'information : <https://www.hydroquebec.com/data/loi-sur-acces/pdf/dai-2020-0391-annexe.pdf> ;

(ii) Suivi 2019 de l'entente globale cadre : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2016-143.html .

Préambule :

- (i) Le tableau suivant montre les utilisations de l'option de crédit hivernal et du tarif Flex D pour l'hiver 2019-2020.

Tarif Flex D				Option de crédit hivernal			
Date	Bloc AM ou PM	Jour de semaine	Heures appelées	Date	Bloc AM ou PM	Jour de semaine	Heures appelées
2019-12-12	AM	jeudi	3	2019-12-12	AM	jeudi	3
2019-12-19	AM	jeudi	3	2019-12-19	AM	jeudi	3
2019-12-19	PM	jeudi	4	2019-12-19	PM	jeudi	4
2020-01-09	AM	jeudi	3	2020-01-09	AM	jeudi	3
2020-01-17	AM	vendredi	3	2020-01-17	AM	vendredi	3
2020-01-17	PM	vendredi	4	2020-01-17	PM	vendredi	4
2020-01-20	AM	lundi	3	2020-01-20	AM	lundi	3
2020-01-20	PM	lundi	4				
2020-01-21	AM	mardi	3	2020-01-21	AM	mardi	3
2020-01-21	PM	mardi	4	2020-01-21	PM	mardi	4
2020-01-29	AM	mercredi	3				
2020-01-29	PM	mercredi	4				
2020-01-30	AM	jeudi	3	2020-01-30	AM	jeudi	3
2020-01-30	PM	jeudi	4				
2020-01-31	AM	vendredi	3	2020-01-31	AM	vendredi	3
2020-02-06	AM	jeudi	3				
				2020-02-08	AM	samedi	3
				2020-02-08	PM	samedi	4
				2020-02-09	AM	dimanche	3
2020-02-10	AM	lundi	3				
2020-02-14	AM	vendredi	3	2020-02-14	AM	vendredi	3
2020-02-14	PM	vendredi	4	2020-02-14	PM	vendredi	4
2020-02-18	AM	mardi	3	2020-02-15	AM	samedi	3
2020-02-19	PM	mercredi	4				
2020-02-20	AM	jeudi	3	2020-02-20	AM	jeudi	3
2020-02-20	PM	jeudi	4	2020-02-20	PM	jeudi	4
2020-02-21	AM	vendredi	3	2020-02-21	AM	vendredi	3
Nb blocs	24			21			
Nb heures			81				70

- (ii) Le suivi 2019 de l'entente globale cadre montre que le Distributeur n'a pas eu à recourir à des achats de court terme pour 9 des 10 heures de décembre 2019 où il a utilisé les effacements en vertu du crédit hivernal, selon la référence (i). Pour l'une seule de ces 10 heures, soit le 12 décembre de 6h00 à 7h00, le Distributeur a eu recours à des achats de court terme pour un coût moyen de 34,42 \$/MWh. Le suivi 2020 de l'entente globale cadre n'est pas encore disponible à ce jour.

Demandes :

- 14.1** Pour chacun des « blocs AM ou PM » apparaissant au tableau de la référence (i), veuillez fournir l'effacement total en kW observé par le Distributeur pour le crédit hivernal et pour le tarif Flex D.

Réponse :

- 1 **Le niveau de détail demandé par l'intervenant excède le cadre de l'examen d'un**
2 **plan d'approvisionnement. Voir la réponse à la question 13.1.**
- 3 **La contribution moyenne du moyen était d'environ 16 MW pour l'hiver 2019-**
4 **2020, soit un effacement de 0,8 kW par client auquel s'ajoute les pertes comme**
5 **intégré aux bilans de puissance du présent dossier.**

- 14.2** À titre d'exemple, pour une heure d'effacement du crédit hivernal à 500 \$/MWh où le Distributeur n'a pas eu à recourir à des achats de court terme et où il doit réduire l'électricité patrimoniale à environ 30 \$/MWh, le Distributeur encourt un manque à gagner de 470 \$/MWh. Dans le cas où le Distributeur a dû recourir à des achats de court terme, le manque à gagner se calcule par la différence entre 500 \$/MWh et le coût marginal des achats de court terme pour la même heure. En vous basant, sur la définition de manque à gagner qui précède, veuillez évaluer le manque à gagner total encouru par le Distributeur pour la totalité des 70 heures d'utilisation du crédit hivernal pour l'hiver 2019-2020 apparaissant à la référence (i).

Réponse :

- 6 **Le Distributeur réitère une fois de plus qu'il cherche à constituer un portefeuille**
7 **de moyens de gestion lui permettant d'équilibrer son bilan de puissance et,**
8 **ainsi, repousser un approvisionnement de long terme à service équivalent et**
9 **non de repousser un approvisionnement de court terme comme le suggère la**
10 **question de l'intervenant.**

- 15. Référence :** [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2020-055/HQD_SuiviAdmin\(D-2020-055\)_BilanHiver2019-2020_D%C3%A9ploiement.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2020-055/HQD_SuiviAdmin(D-2020-055)_BilanHiver2019-2020_D%C3%A9ploiement.pdf), pages 16 à 20, tableaux 6 à 9.

Préambule :

Les tableaux 6 à 9 présentent des résultats de clients adhérant à la tarification dynamique. Par exemple, le tableau 6 :

TABLEAU 6 :
RÉSULTATS DES CLIENTS DOMESTIQUES ADHÉRANT À L'OPTION DE CRÉDIT HIVERNAL

	Consommation annuelle moyenne (kWh)	Facture moyenne au tarif D (\$)	Économie (\$) Moyenne	Économie (\$) Minimum	Économie (\$) Maximum	Effacement moyen (kW)
Ensemble des clients	18 599	1 511 \$	28 \$	0 \$	1 386 \$	0,8
Strates de consommation annuelle						
[-; 5000[3 552	360 \$	5 \$	0 \$	64 \$	0,1
[5000; 10000[7 717	618 \$	11 \$	0 \$	161 \$	0,3
[10000; 15000[12 467	963 \$	17 \$	0 \$	503 \$	0,5
[15000; 20000[17 504	1 379 \$	27 \$	0 \$	640 \$	0,8
[20000; 25000[22 415	1 807 \$	36 \$	0 \$	406 \$	1,0
[25000; 30000[27 245	2 241 \$	42 \$	0 \$	766 \$	1,2
[30000; 35000[32 093	2 689 \$	51 \$	0 \$	1 386 \$	1,5
[35000; 40000[37 318	3 175 \$	62 \$	0 \$	557 \$	1,8
[40000; 45000[42 051	3 618 \$	75 \$	0 \$	673 \$	2,2
[45000; 50000[47 259	4 107 \$	57 \$	0 \$	508 \$	1,6
[50000; 55000[51 849	4 535 \$	74 \$	3 \$	441 \$	2,1
[55000; 60000[57 465	5 061 \$	50 \$	4 \$	199 \$	1,4
[60000; Max.]	70 715	6 302 \$	81 \$	1 \$	1 103 \$	2,3
Type de clients						
Client résidentiel	18 556	1 507 \$	28 \$	0 \$	1 386 \$	0,8
Exploitation agricole	25 860	2 143 \$	49 \$	0 \$	382 \$	1,4
Segments d'habitation						
Logement dans un immeuble 4 logements +	8 840	710 \$	12 \$	0 \$	221 \$	0,3
Logement dans un duplex ou triplex	13 340	1 068 \$	17 \$	0 \$	557 \$	0,5
Maison individuelle	22 438	1 827 \$	35 \$	0 \$	1 386 \$	1,0
Statut du ménage						
Client non MFR	19 503	1 583 \$	41 \$	0 \$	1 386 \$	1,2
Client MFR	13 837	1 114 \$	23 \$	0 \$	508 \$	0,7
Source d'énergie pour le chauffage						
TAE	19 051	1 549 \$	29 \$	0 \$	1 386 \$	0,9
autre que TAE	15 771	1 252 \$	18 \$	0 \$	366 \$	0,5

Note : les différentes catégories ne sont pas mutuellement exclusives. Seule l'identification du statut du ménage est basée sur la réponse à une question posée dans le cadre d'un sondage.

Demandes :

15.1 Pour chacun des quatre tableaux de la référence, veuillez ajouter une colonne qui indique le nombre de clients de chaque ligne.

Réponse :

1 **La demande de l'intervenant, qui est de nature tarifaire, dépasse le cadre d'une**
2 **demande de renseignements portant sur un plan d'approvisionnement. Voir la**
3 **réponse à la question 13.1.**

15.2 Relativement au tableau 6 de la référence, veuillez expliquer comment un client résidentiel de la strate de consommation annuelle entre 30 000 et 35 000 kWh a-t-il pu réaliser une économie de 1 386 \$ alors que l'économie moyenne de la même strate n'est que de 51 \$.

Réponse :

4 **La demande de l'intervenant, qui est de nature tarifaire, dépasse le cadre d'une**
5 **demande de renseignements portant sur un plan d'approvisionnement. Voir la**
6 **réponse à la question 13.1.**

TAUX DE RÉSERVE

16. **Références :** (i) B-0106, page 28 (PDF 30);
(ii) B-0041, page 36, réponse 13.2;
(iii) R-4045-2018, A-0178, page 171.

Préambule :

- (i) «

TABLEAU 4.2 RÉVISÉ³ :
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR
RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

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

La méthode d’établissement de la réserve est la même que celle utilisée dans le cadre du Plan. Le Distributeur a appliqué un taux de réserve pour le moyen de gestion en puissance Interruption chaînes de blocs, pour la portion en provenance des réseaux municipaux. Le taux de réserve appliqué est de 15 % étant donné que ce produit a des modalités similaires à celles des options d’électricité interruptible.

Le taux de réserve du Distributeur demeure comparable à celui du Plan pour l’année courante et les années suivantes.

TABLEAU 4.3 RÉVISÉ⁴ :
CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE
DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2020-2021	Taux de réserve
Électricité interruptible	1 000	15 %
GDP Affaires	407	17 %
Interruption chaînes de blocs	166	15 % ¹
Tarification dynamique	53	15,3 % ²
Hilo	14	17 %
Bonification de l’électricité interruptible	0	15 %

1 : Le taux de réserve est appliqué seulement sur la valeur d’effacement en provenance des clients situés en réseaux municipaux (81 MW en 2020-2021).

2 : Taux pondéré en fonction du taux de réserve des deux options de tarification dynamique.

»

- (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).

Réponse :

Le Distributeur considère que les taux de réserve d'un moyen de gestion sont identiques sur toute la période du Plan. Le Distributeur précise que les variations des taux obtenus lors des simulations effectuées sont marginales. De plus, cette façon de faire facilite la planification des moyens de gestion. » (Nous soulignons)

- (iii) « Q. [160] Mais au-delà de ça, là, vous, vous avez perdu deux cents (200) heures au net, là. Vous avez deux cents (200) heures, moins de flexibilité. Comment on fait pour s'assurer que nous, la clientèle, là, on ne se trouve pas à payer des choses qui n'ont pas été effacées. Tout ça, basé sur - on se rappelle, là, du début - un décret qui nous dit que les heures des cryptos doivent être effaçables. En partie.

R. Effectivement. Donc de un, ça veut dire les heures de crypto sont effaçables dans les deux cas. Donc, c'est trois cents (300) heures effaçables dans les deux cas. Évidemment, dans les deux cas, c'est effaçable selon les besoins d'effacement. Puis, on va suivre annuellement l'effacement, puis comment ça s'est fait avec les réseaux municipaux. Parce qu'on a mis des hypothèses sur le fait qu'il y avait quand même une très grande coïncidence entre les besoins d'effacement. Ça va faire l'objet de suivis annuellement. Puis, s'il devait y avoir un trop grand écart, il y aura moyen de se rasseoir avec... dans le cadre du comité de suivi, pour s'assurer qu'effectivement, ce dépassement-là, on tende vers la plus grande coïncidence possible. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 16.1 Veuillez justifier, avec chiffres à l'appui, l'augmentation du taux de réserve à la ligne « État d'avancement 2020 » pour la colonne « +2 ans » du tableau 4.2 révisé de la référence (i), alors qu'aucune augmentation n'est observée pour les autres années.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur précise que, pour chacune des lignes du tableau de la référence,**
2 **les taux de réserve évoluent d'une année à l'autre. Les taux de réserve étant**
3 **arrondis à une décimale, les petits écarts ne sont pas perceptibles.**

- 16.2 Veuillez fournir une analyse comparative démontrant l'affirmation de la référence (i) selon laquelle le moyen de gestion en puissance Interruption chaînes de blocs, pour la portion en provenance des réseaux municipaux, aurait des modalités similaires à celles des options d'électricité interruptible. Veuillez notamment comparer les plages d'utilisation permises et tenir compte des heures d'effacement demandées par les réseaux municipaux qui devraient bien coïncider avec les besoins du Distributeur pendant 300 heures, tel qu'indiqué à la référence (iii). Dans ce contexte, veuillez justifier le taux de 15 % retenu par le Distributeur à la référence (i) pour la portion des réseaux municipaux.

Réponse :

1 **Les modalités de l'effacement des chaînes de blocs des réseaux municipaux**
2 **sont à toute fin pratique similaires à celles des options d'électricité interruptible**
3 **quant à la partie qui est sous la responsabilité du Distributeur. En effet, il s'agit**
4 **d'un effacement annuel de 100 heures, de deux appels par jour tous les jours**
5 **de la semaine incluant les jours fériés et les fins de semaine. Pour la**
6 **coïncidence avec les besoins du Distributeur, le moyen est appelé en fonction**
7 **de la pointe du réseau principal quand le Distributeur en fait la demande. Pour**
8 **ces raisons, le Distributeur a retenu un taux de réserve de 15 % similaire à celui**
9 **de l'option électricité interruptible.**

16.3 Veuillez indiquer sur quelles années ont été effectuées les simulations dont il est question à la référence (ii) et fournir les taux obtenus pour chacune de ces années.

Réponse :

10 **Le Distributeur simule les quatre premières années du Plan avec le modèle**
11 **MARS. Quant aux taux de réserve des moyens de gestion, le Distributeur se**
12 **limite à l'évaluation du taux à la première année et maintient constants les taux**
13 **par la suite. Des tests effectués sur la quatrième année montrent que la**
14 **variation des taux est de l'ordre de 2 à 3 %.**

16.4 Veuillez expliquer que « *les variations des taux obtenus lors des simulations effectuées sont marginales* », tel que mentionné à la référence (ii), malgré l'augmentation significative de la puissance totale des moyens de gestion dans le bilan de puissance du Distributeur sur l'horizon du Plan.

Réponse :

15 **Voir réponse à la question 16.3.**

16.5 Veuillez indiquer quelles seraient les contraintes qui empêcheraient le Distributeur de calculer des taux de réserve pour chaque année du Plan, en termes notamment de données disponibles et de capacité de calcul

Réponse :

16 **Le Distributeur réitère sa réponse à la question 12.4 de la demande de**
17 **renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ, pièce HQD-7, document 3 (B-0104), dossier**
18 **R-4041-2018 – Phase 2.**

17. Références : (i) B-0041, page 37, réponse 13.3;

- (ii) B-0041, page 38, réponse 13.7;
- (iii) R-4045-2018, A-0178, pages 150 et 151;
- (iv) B-0070, page 5, réponse 13.5;
- (v) D-2019-027, dossier R-4057-2018, page 89, paragraphe 387;
- (vi) B-0041, page 6, réponse 13.9.

Préambule :

(i) « Pour ses évaluations de fiabilité, le Distributeur utilise le modèle MARS. C'est en effet le modèle de référence. Pour l'estimation des taux de réserve des moyens de gestion qui entrent dans l'évaluation de la fiabilité, le Distributeur utilise le modèle FEPMC. Contrairement au modèle MARS, le modèle FEPMC permet de tenir compte des modalités d'un moyen de gestion. Ces modalités sont : nombre d'appels par jour, nombre d'appels par semaine, durées minimale et maximale d'un appel, délai minimum entre deux appels, limitations d'utilisation (jour férié, fin de semaine), utilisation maximale quotidienne et utilisation maximale annuelle. »
(Nous soulignons)

(ii) « Les moyens de gestion sont entrés selon la séquence présentée dans le bilan en puissance. L'ordonnement des moyens dans le modèle MARS est le suivant :

- 1- Électricité interruptible
- 2- Programme GDP affaires
- 3- Interruption chaînes de blocs
- 4- Tarification dynamique
- 5- GDP résidentielle (Hilo)
- 6- Moyens additionnels potentiels
- 7- Abaissement de tension

Le Distributeur précise que les moyens de gestions sont entrés dans le modèle MARS après l'application du taux de réserve. » (Nous soulignons)

(iii) « Q. [111] O.K. Mais, là, évidemment, là, on est en traiter comment ça va se gérer pour les fins du Distributeur. Donc, dans les mains du Distributeur, vous, vous avez un moyen d'effacement qui, parce qu'il transite dans les réseaux municipaux, a une contrainte additionnelle, dans le fond, ou une contrainte de temps plus importante. C'est ça?

R. Effectivement, le délai est plus long.

Q. [112] D'accord.

R. C'est un délai avec lequel on a évalué pour un appel de moyens puis l'impact pour la quantité. Donc, ça fait partie un peu de la réserve dont Stéphanie vous parlait plus tôt qu'on a mis aussi sur le moyen en puissance.

Q. [113] D'accord. Alors, vous dites, ça, ça sera dans la réserve dont on a parlé il y a quelques...

R. Hum, hum.

Q. [114] ... quelques heures maintenant, tout à l'heure?

R. Oui.

Q. [115] On y reviendra dans quelques instants si vous le voulez bien, puis on pourra regarder ensemble plus spécifiquement au niveau de la réserve en tant que telle. Mais je prends note. Vous me dites, oui, c'est vrai qu'il y a une contrainte supplémentaire, c'est plus long d'avance, donc c'est plus... il y a une contrainte additionnelle. Vous en tenez compte en résumé à quelque part, et dans la réserve spécifiquement? C'est ça?

R. Hum, hum. Exact. » (Nous soulignons)

- (iv) « Le Distributeur précise également qu'il ne dispose pas de modèle pouvant tenir compte des délais d'appel. Le Distributeur considère que ce paramètre est un paramètre opérationnel et qu'il n'aurait pas d'impact significatif en planification. Le Distributeur précise que les délais d'appel sont considérés dans la gestion opérationnelle des moyens de gestion. » (Nous soulignons)
- (v) « [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)
- (vi) « 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.

Réponse :

Sans objet. Voir la réponse à la question 13.3.

Complément de réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information détaillée sur l'utilisation des moyens de gestion, ni dans le modèle MARS ni dans le modèle FEPMC. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 17.1 Veuillez concilier l'affirmation de la référence (iv) selon laquelle le Distributeur indique ne pas disposer de modèle pouvant tenir compte des délais d'appel et l'extrait du témoignage à la référence (iii) où il confirme plutôt qu'il tient compte du délai d'appel dans l'évaluation du taux de réserve.

Réponse :

- 1 Le Distributeur réitère sa réponse à la question 13.3 à la demande de
2 renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2 (B-0041).

- 17.2** Veuillez décrire les efforts consentis par le Distributeur depuis l'émission de la décision de la Régie datant du 5 mars 2019 à la référence (v) où elle demande de tenir compte des délais d'appel de chacun des tarifs et programmes. Veuillez notamment fournir les résultats des recherches faites par le Distributeur, le cas échéant, pour savoir comment d'autres juridictions procédaient pour tenir compte des délais d'appel.

Réponse :

1 **Le Distributeur travaille avec le développeur du modèle MARS (GE Inc.) à**
2 **améliorer le module des moyens de gestion. La prochaine version de MARS**
3 **devrait tenir compte de l'ensemble des modalités des moyens de gestion du**
4 **Distributeur, y compris les délais d'appel.**

5 **Quant à la façon de faire des autres juridictions par rapport à cette modalité, le**
6 **Distributeur précise qu'actuellement, plus de 50 % des sous-régions du NERC**
7 **utilisent le modèle MARS GE. Le reste des sous-régions utilisent des modèles**
8 **différents³.**

- 17.3** Veuillez fournir une démonstration mathématique probante pour justifier l'affirmation de la référence (iv) selon laquelle les délais d'appel des moyens de gestion n'auraient pas d'impact significatif en planification.

Réponse :

9 **Comme précisé à la référence (iv), le modèle actuel n'est pas en mesure**
10 **d'évaluer l'impact du délai d'appel des moyens de gestion.**

11 **L'affirmation de la référence (iv) repose sur une hypothèse basée sur le fait que**
12 **le délai d'appel n'est qu'une des modalités définissant un moyen de gestion.**

13 **Le Distributeur ajoute qu'il pourrait éventuellement être en mesure d'évaluer**
14 **l'impact du délai d'appel sur le taux de réserve. Voir à cet effet la réponse à la**
15 **question 17.2.**

- 17.4** Veuillez fournir la moyenne et l'écart-type des erreurs de prévision de la demande lors des heures de plus forte demande où le Distributeur a eu recours à des moyens de gestion au cours des cinq dernières années (ou à la limite sur toutes les heures de l'hiver si ce sont les seules statistiques disponibles). Veuillez fournir la moyenne et l'écart-type demandés pour des prévisions faites avec des délais variant entre 1 à 7 jours à l'avance et des délais de 4 et 8 heures à l'avance.

Réponse :

16 **Le Distributeur n'est pas en mesure de réaliser l'analyse demandée dans le**
17 **délai imparti. En effet, le Distributeur ne compile pas les statistiques des**

³ https://www.nerc.com/comm/PC/PAWG%20DL/2016ProbA_Report_Final_March.pdf#search=2016%20ProbA
Appendix III. Methods and Assumptions Table.

1 **données de prévisions horaires pour des périodes de 1 à 7 jours ainsi que de 4**
2 **ou 8 heures avant l'heure.**

17.5 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle, afin de tenir compte des délais d'appel des moyens de gestion dans l'évaluation des taux de réserve de ceux-ci, le Distributeur pourrait tout simplement réduire le nombre d'heures maximal d'utilisation de ceux-ci.

Réponse :

3 **Le Distributeur est d'avis que la réduction du nombre d'heures maximal**
4 **d'utilisation des moyens de gestion pourrait constituer une approche pour**
5 **contourner le problème de la modélisation du délai d'appel. Toutefois, cette**
6 **approche est une approximation qui ne reflète pas exactement l'impact d'un**
7 **délai d'appel sur le taux de réserve du moyen. Pour le Distributeur, la meilleure**
8 **solution est la prise en compte de la modélisation de ce paramètre lors des**
9 **simulations. Pour cela, le Distributeur travaille avec le fournisseur du modèle**
10 **MARS à l'intégration de ce paramètre dans la modélisation des moyens de**
11 **gestion. Les travaux pour l'amélioration du module des moyens de gestion du**
12 **modèle MARS sont en cours de développement. Le Distributeur intégrera le tout**
13 **une fois les évaluations et le calibrage du modèle complétés.**

17.6 Veuillez fournir une évaluation du taux de réserve des moyens de gestion de la puissance en réduisant de 20 % le nombre d'heures ou d'appels permis pour chacun de ceux-ci.

Réponse :

14 **Voir la réponse à la question 17.5.**

17.7 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle l'ordonnancement des moyens fourni à la référence (ii) n'a aucune influence sur les résultats du modèle MARS dans le contexte de son utilisation par le Distributeur.

Réponse :

15 **Avec le modèle actuel, l'ordonnancement des moyens n'a quasiment pas**
16 **d'impact sur les résultats de simulation. Il est néanmoins possible qu'un**
17 **modèle qui prendrait en compte l'ensemble des modalités d'un moyen de**
18 **gestion soit plus sensible à l'ordonnancement des moyens de gestion.**

17.8 Veuillez fournir l'ordonnancement des moyens de gestion fourni au modèle FEPMC dont il est question à la référence (i) pour l'estimation des taux de réserve des moyens

de gestion qui entrent dans l'évaluation de la fiabilité. En plus des moyens mentionnés à la référence (ii), veuillez ajouter à l'ordonnancement les contrats de puissance avec HQP pour 500 MW, la bonification de l'électricité interruptible, le démarrage de la centrale des IDLM en pointe et les marchés de court terme.

Réponse :

1 **Le Distributeur réitère sa réponse à la question 12.2 de la demande de**
2 **renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ, pièce HQD-7, document 3 (B-0104), dossier**
3 **R-4041-2018 – Phase 2.**

17.9 Veuillez évaluer l'effort à consentir par le Distributeur pour permettre à son modèle FEPMC de fournir l'information détaillée mentionnée à la référence (vi) en ajoutant, par exemple, des compteurs au bon endroit dans le code du modèle. Veuillez expliquer pourquoi il ne l'a pas déjà fait.

Réponse :

4 **Le Distributeur tient à rappeler qu'il utilise le modèle de fiabilité MARS pour**
5 **l'évaluation de sa fiabilité. Le modèle FEPMC est utilisé seulement pour évaluer**
6 **la contribution effective d'un moyen de gestion. Le Distributeur concentre ses**
7 **efforts dans l'amélioration du modèle de fiabilité MARS GE.**

8 **Voir également la réponse à la question 17.5.**

17.10 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle le modèle MARS mentionné à la référence (i) peut, dans ses simulations, dépasser le nombre d'heures ou d'appels maximum d'un moyen de gestion.

Réponse :

9 **Le Distributeur est d'avis qu'il y a un risque de dépassement de certains**
10 **paramètres d'un moyen de gestion quand ils ne sont pas directement**
11 **modélisés. Toutefois, ce risque est faible puisque l'espérance de délestage**
12 **(LOLE) est calculée en jour/an et que le modèle MARS ne considère que la**
13 **pointe de la journée dans le calcul du critère de fiabilité. Cela a pour effet de**
14 **réduire significativement le nombre de dépassements et son impact sur la**
15 **fiabilité.**

18. Référence : B-0111, page 14, réponse 3.2.

Préambule :

« Pour cette raison, la gestion de la reprise offerte par Hilo permet de réduire la pression sur les réseaux de transport et de distribution et le risque de créer une nouvelle pointe subséquente à la période d'interruption. » (Nous soulignons)

Demandes :

18.1 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui sur l'ensemble des heures d'un hiver, que « la gestion de la reprise offerte par Hilo permet de réduire la pression sur les réseaux de transport et de distribution » comme le Distributeur l'affirme à la référence.

Réponse :

1 Comme l'explique le Distributeur en réponse à la question en référence, en
2 l'absence d'incitatif à une gestion du préchauffage et de la reprise, les
3 effacements en pointe au secteur résidentiel peuvent amener un appel de
4 puissance plus important en amont et en aval de la période d'interruption que
5 pour des clients sans effacement. Le redémarrage simultané des équipements
6 de chauffage, notamment, peut potentiellement créer une nouvelle pointe,
7 certes en dehors des heures de pointe du réseau, mais malgré tout à des
8 moments où l'impact de la demande sur les équipements demeure fort. Ce
9 phénomène a été illustré par le Distributeur en réponse à une demande du
10 RNCREQ⁴.

11 La gestion du préchauffage et de la reprise par Hilo permet d'atténuer ce
12 phénomène, comme l'illustrent les profils liés aux Événements de GDP prévus
13 à l'article 7.3 du Contrat de service (pièce HQD-5, document 3 [B-0058],
14 annexe A). Ces profils ont été établis en collaboration avec le LTE et le
15 Transporteur.

16 Comme le Distributeur l'a déjà indiqué à plusieurs occasions, les travaux sont
17 en cours avec le Transporteur afin d'analyser de façon plus poussée l'impact
18 de différents moyens de GDP sur les besoins du réseau. Ces travaux
19 demandent un certain temps, car ils s'appuieront plus particulièrement sur les
20 résultats réels en période hivernale. Dans le cas d'Hilo, notamment,
21 l'implantation du produit est très récente.

⁴ Complément de réponse à la question 54.1 de la demande de renseignements n° 1 du RNCREQ à la pièce HQD-5, document 7.2 (B-0079). Voir notamment la section *Contrôle du déplacement de la charge*.

18.2 Pour chaque année du Plan, veuillez quantifier le gain monétaire pour le Distributeur (et ses clients) de la réduction de « *la pression sur les réseaux de transport et de distribution* » dont il est question à la référence.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.1, déposée sous pli confidentiel, de la demande**
2 **de renseignements n° 1 du ROEE à la pièce HQD-5, document 8 (B-0060).**

18.3 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui sur l'ensemble des heures d'un hiver, que la gestion de la reprise offerte par Hilo permet de réduire « *le risque de créer une nouvelle pointe subséquente à la période d'interruption* » comme le Distributeur l'affirme à la référence.

Réponse :

3 **Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir pour le moment une telle**
4 **démonstration chiffrée, considérant le peu de données historiques disponibles**
5 **pour le produit offert par Hilo.**

6 **Voir également la réponse à la question 18.1.**

18.4 Veuillez quantifier « *le risque de créer une nouvelle pointe subséquente à la période d'interruption* » mentionné à la référence, avec et sans la gestion de la reprise offerte par Hilo.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 18.3.**

18.5 Veuillez indiquer si « *la gestion de la reprise offerte par Hilo* » mentionnée à la référence permet de réduire la pointe annuelle sur l'ensemble du réseau de transport et/ou sur des portions du réseau de distribution. Dans l'affirmative, veuillez en faire une démonstration, avec chiffres à l'appui, sur l'ensemble des heures d'un hiver.

Dans la négative, veuillez justifier l'affirmation de la référence selon laquelle une telle gestion permettrait de réduire la pression sur ces mêmes réseaux.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 18.3.**

18.6 Veuillez indiquer si la « *gestion de la reprise offerte par Hilo* » dont il est question à la référence a un effet à la baisse sur le taux de réserve de ce moyen de gestion. Dans l'affirmative, veuillez décrire la démarche du Distributeur pour évaluer un tel effet et en fournir la valeur. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi il n'y a pas d'effet.

Réponse :

1 **La gestion de la reprise a un effet à la baisse sur le taux de réserve par rapport**
2 **à une situation où la gestion de reprise ne serait pas offerte. Des simulations**
3 **de profils de préchauffage et de reprise ont permis de constater l'impact de cet**
4 **élément sur le taux de réserve.**

18.7 Pour chaque année du Plan, veuillez quantifier le gain monétaire pour le Distributeur (et ses clients) de réduire « *le risque de créer une nouvelle pointe subséquente à la période d'interruption* » dont il est question à la référence, en sus des gains de la réduction de « *la pression sur les réseaux de transport et de distribution* ».

Réponse :

5 **L'impact de la gestion effectuée par Hilo du préchauffage et de la reprise est un**
6 **des facteurs qui ont été pris en considération au moment de l'établissement**
7 **des coûts évités de transport et de distribution applicables au service offert par**
8 **Hilo. Le Distributeur n'a pas procédé à une analyse visant à distinguer l'impact**
9 **de chacune des caractéristiques du produit.**

19. Référence : B-0111, pages 14 et 15, réponse 3.3.

Préambule :

« À partir des exigences demandées par le Distributeur pour le service de gestion de la demande en puissance dans le marché résidentiel, Hilo a déterminé le montant (\$/kW) minimum requis pour fournir ce service et rentabiliser ses opérations. Ce prix a été jugé raisonnable en comparaison aux bénéfices que le Distributeur compte tirer de ce service. »
(Nous soulignons)

Demande :

19.1 Pour chaque année du Plan, veuillez quantifier les bénéfices que le Distributeur compte tirer du service dont il est question à la référence et fournir l'analyse qui a servi à faire cette quantification. Dans le cas où de tels bénéfices ne sont pas quantifiés, veuillez expliquer pourquoi il ne l'a pas fait et comment il peut juger que le prix est « *raisonnable* ».

Réponse :

10 **En réponse à la question 10.19 de la demande de renseignements n° 1 de la**
11 **Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024), le Distributeur a mentionné les**
12 **bénéfices possibles de ce service dans la planification de son réseau, pour la**
13 **satisfaction de la clientèle et pour sa contribution à la transition énergétique. Il**
14 **n'a toutefois pas finalisé l'évaluation de ceux-ci.**

FIABILITÉ EN PUISSANCE DES APPROVISIONNEMENTS DU PRODUCTEUR

20. Référence : B-0106, page 29 (PDF 31), lignes 14 à 16.

Préambule :

« Le Producteur rend compte de la fiabilité en puissance de ses approvisionnements au début de chaque hiver. Une attestation à cet effet est déposée à la Régie dans le cadre des suivis du plan d'approvisionnement. »

Demande :

20.1 Veuillez fournir l'attestation dont il est question à la référence pour l'hiver 2020-2021 (à confidentialité levée).

Réponse :

1 L'attestation de fiabilité en puissance d'Hydro-Québec dans ses activités de
2 production (le Producteur) est disponible à partir du lien suivant :
3 [http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-](http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-140-Criteres/Annexe%20B%20-%20Fiabilité%20en%20énergie%20-%20HQP.pdf)
4 [140 Criteres/Annexe%20B%20-%20Fiabilité%20en%20énergie%20-%20HQP.pdf](http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-140-Criteres/Annexe%20B%20-%20Fiabilité%20en%20énergie%20-%20HQP.pdf)

COÛTS ÉVITÉS

21. Références : (i) B-0106, page 37 (PDF 39), lignes 3 à 20;
(ii) B-0041, page 46, tableau R-16.1;
(iii) B-0041, page 42, tableau R-15.4;
(iv) B-0009, page 73, tableau 9.1.

Préambule :

- (i) « Le bilan d'énergie montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins additionnels en énergie, qui surviennent essentiellement en hiver. Sur cet horizon, 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 4,5 ¢/kWh (\$ 2020), indexé à l'inflation ;
 - le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2020), indexé à l'inflation.

- À compter de 2027 :
 - le signal de prix est de 8,4 ¢/kWh (\$ 2020) indexé à l'inflation, soit 6,2 ¢/kWh (\$ 2020) pour la fourniture à laquelle s'ajoutent les coûts de transport et d'équilibrage de 2,2 ¢/kWh (\$ 2020). Ce signal de prix reflète le prix de référence de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, révisé afin de refléter la baisse constatée et anticipée du coût des projets éoliens, comme précisé dans le dossier R-4057-2018 (pièce HQD-4, document 3 [B-0015]). » (Nous soulignons)

(ii)

TABLEAU R-16.1 :
PUISSANCE UCAP – HIVER 2019-2020

		RFP 2019	
		Janvier 2020	Février 2020
Quantité recherchée	MW	700	700
Quantité offerte	MW	1175	1175
Quantité acquise	MW	675	650
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	1,14	1,14
MIN	\$US / kW-mois	0,20	0,20
MAX	\$US / kW-mois	7,00	7,00
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	0,57	0,50
Encan mensuel UCAP - ROS	\$US / kW-mois	0,14	0,12
Prix payé ÷ Encan mensuel	Raïo	4,1	4,2

(iii)

TABLEAU R-15.4 :
HISTORIQUE DES PRIX HORAIRES D'ACHAT D'ÉNERGIE
DES HIVERS 2014-2015 À 2018-2019

	Prix horaires (en \$/ MWh)				
	Hiver	Hiver	Hiver	Hiver	Hiver
	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
h1	30,1	8,5	16,5	22,4	21,8
h2	29,0	7,5	15,5	20,0	20,4
h3	28,8	6,8	14,6	19,1	19,7
h4	28,9	6,9	14,5	18,8	19,7
h5	30,8	7,2	14,9	20,5	20,8
h6	35,4	9,0	16,9	25,9	22,4
h7	48,7	13,8	22,1	35,1	29,8
h8	52,9	15,6	24,5	37,4	32,9
h9	51,1	16,7	25,3	38,2	31,5
h10	45,7	16,8	24,9	37,7	30,3
h11	43,0	16,3	24,5	35,0	28,9
h12	42,3	15,5	23,7	30,6	27,7
h13	36,9	14,4	22,3	28,1	25,9
h14	36,0	13,8	21,7	26,4	24,6
h15	34,2	13,3	21,0	25,6	24,1
h16	35,0	13,3	20,9	26,4	24,3
h17	42,9	15,3	24,1	35,0	28,9
h18	53,8	19,0	31,1	47,4	35,3
h19	56,7	19,9	31,6	47,0	36,3
h20	53,5	19,4	30,1	42,4	34,5
h21	49,0	17,3	27,5	37,1	31,1
h22	41,5	14,7	24,5	31,0	27,5
h23	35,8	11,9	21,0	25,3	23,1
h24	32,8	9,4	17,7	21,4	22,4

(iv)

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
Approvisionnement de long terme (services de base)	TWh	2,6	1,8	2,7	4,2	7,0	9,8	12,1	14,0	14,7	15,3	16,4
Approvisionnement de long terme (service cyclable)	TWh	1,5	0,5	0,8	0,9	0,1	0,3	0,5	0,4	0,0	0,0	0,1
Approvisionnement de court terme (incluant UCAP)	TWh	0,9	1,1	0,7	0,6	0,3	2,3	2,7	3,0	0,1	0,5	0,8
Électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre	TWh	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Électricité revendue	TWh	-0,4	-0,6	-1,1	-0,3	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité interrompible	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	TWh	4,7	2,9	3,1	5,4	7,1	12,6	15,3	17,5	14,9	15,9	17,4
Approvisionnement de long terme (services en base)	M\$	300,8	279,6	323,7	445,8	608,7	863,8	1 137,1	1 364,4	1 437,2	1 524,6	1 660,2
Approvisionnement de long terme (service cyclable)	M\$	82,6	26,2	58,2	67,4	31,3	44,1	51,9	50,8	31,8	33,7	39,3
Approvisionnement de court terme (incluant UCAP en puissance)	M\$	70,1	82,8	47,0	30,7	10,9	160,0	506,0	270,2	30,3	62,4	75,7
Électricité reçue en vertu de l'entente globale cadre	M\$	8,5	5,6	0,9	0,8	0,4	0,8	0,1	0,0	0,0	5,7	0,0
Électricité revendue	M\$	-31,0	-14,3	-50,6	-9,6	-7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Électricité interrompible (énergie et puissance)	M\$	5,7	10,0	6,7	5,8	6,6	14,7	14,8	17,3	18,2	27,8	29,6
Total	M\$	436,8	389,9	385,8	540,9	650,8	1 083,3	1 709,9	1 702,7	1 517,4	1 654,1	1 804,8

#

Demandes :

21.1 Veuillez identifier les marchés dont il est question à la référence (i).

Réponse :

1 **Le Distributeur précise que son marché de référence pour l’établissement du**
 2 **coût évité est celui de New York (NYISO). Toutefois, les marchés sur lesquels**
 3 **le Distributeur peut s’approvisionner sont ceux du Québec, de l’Ontario, du**
 4 **Nouveau-Brunswick, de New York et de la Nouvelle-Angleterre.**

21.2 Veuillez fournir l’équivalent du tableau R-16.1 de la référence (ii) pour l’hiver 2020-2021.

Réponse :

5 **Le tableau R-21.2 présente l’information demandée.**

TABLEAU R-21.2 :
PUISSANCE UCAP – HIVER 2020-2021

		RFP 2020	
		Janvier 2021	Février 2021
Quantité recherchée	MW	350	350
Quantité offerte	MW	725	725
Quantité acquise	MW	100	100
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	1,16	1,16
MIN	\$US / kW-mois	0,20	0,20
MAX	\$US / kW-mois	7,00	7,00
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	0,20	0,20
Encan mensuel UCAP - ROS	\$US / kW-mois	0,14	0,11
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	1,4	1,8

21.3 Veuillez fournir la source des intrants et le calcul détaillé à jour des « coûts de transport et d’équilibrage de 2,2 ¢/kWh (\$ 2020) » dont il est question à la référence (i).

Réponse :

6 **Le Distributeur précise que les coûts de transport et d’équilibrage de 2,2 ¢/kWh**
 7 **(\$ 2020) dont il est question à la référence (i) sont issus du coût unitaire**
 8 **actualisé des coûts de transport de l’A/O 2013 (annuité croissante à l’inflation)**
 9 **et du plus récent coût équilibrage déposé dans le cadre du dossier R-4129-2020.**

21.4 Veuillez fournir la source des intrants et la méthode de calcul ayant permis de préparer le tableau R-15.4 de la référence (iii). Veuillez notamment concilier l’ordre de grandeur

des valeurs de ce tableau avec l'ordre de grandeur des coûts unitaires qui peuvent être déduits du tableau 9.1 de la référence (iv) pour les approvisionnements de court terme, même en retirant les coûts UCAP.

Réponse :

1 D'abord, les prix horaires présentés au tableau R-15.4 de la référence (iii)
2 correspondent à la moyenne des prix horaires observés sur le marché de
3 New York, sans les frais de transaction et en \$ US. Ces prix ont été utilisés pour
4 établir les profils horaires.

5 Par ailleurs, les coûts unitaires présentés au tableau 9.1 de la référence (iv) sont
6 établis à partir des coûts totaux réels des achats d'énergie et de puissance sur
7 les marchés de court terme, divisés par l'énergie achetée. Ces achats d'énergie
8 ont été effectués pour certaines heures seulement et leurs coûts comprennent
9 les frais de transaction, de couverture pour les émissions de GES et les frais
10 de change.

11 Par conséquent, même en recalculant le coût unitaire sans le coût des achats
12 de puissance, ces données ne peuvent être comparées.

22. Référence : B-0041, page 46, réponse 16.2.

Préambule :

« À la référence (i), l'intervenant peut déjà constater que le Distributeur a déjà payé, pour l'hiver 2017-2018 et de façon exceptionnelle, jusqu'à 60 fois le prix de l'encan, donc beaucoup plus que les 5 fois citées à la référence (ii). Toutefois, les achats de l'A/O 2014-01 pour l'hiver 2017-2018 ont été effectués plusieurs années à l'avance. Le Distributeur est d'avis qu'ils ne sont pas représentatifs d'un appel d'offres de court terme. En retirant ce résultat de l'A/O 2014-01 du calcul, la moyenne des prix payés pour les achats de puissance entre janvier 2012 et février 2020 est environ 5 fois le prix de l'encan mensuel du marché de New York. » (Nous soulignons)

Demande :

22.1 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, l'affirmation soulignée de la référence.

Réponse :

13 L'intervenant dispose de la totalité des informations pour produire la moyenne
14 du ratio entre les prix payés et le prix de l'encan mensuel du marché de
15 New York, en retirant l'hiver 2017-2018 du calcul. Pour obtenir le résultat, il faut
16 faire la moyenne pondérée des quantités obtenues avec le ratio des prix payés
17 par le Distributeur par rapport aux résultats des encans mensuels du marché
18 de New York, et ce, en retirant l'année 2017-2018.

COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS

23. Référence : B-0106, page 50 (PDF 52), tableau 8.1 révisé.

Préambule :

TABLEAU 8.1 RÉVISÉ⁷ :
COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS

	2019 Historique			2020 Réel au 31 juillet			2021 Prévisionnel		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	16,7	1 825,6	109,3	16,6	1 801,8	108,7	17,6	1 927,0	109,3
COURT TERME	1,8	103,7	s.o.	0,2	31,8	s.o.	0,3	55,2	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2)}	1,8	92,2	50,6	0,2	8,4	36,9	0,3	11,4	41,2
<i>dont options d'électricité interruptible</i>	0,0	1,2	200,0	-	-	-	-	-	-
<i>dont gestion de la demande de puissance</i>	0,0	-	s.o.	0,0	-	s.o.	-	-	-
<i>dont achats sur les marchés de court terme</i>	1,8	90,8	50,3	0,2	8,3	37,4	0,3	11,4	41,2
<i>dont entente cadre</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	11,5	s.o.	s.o.	23,4	s.o.	s.o.	43,8	s.o.
<i>dont options d'électricité interruptible</i>	s.o.	11,5	s.o.	s.o.	12,5	s.o.	s.o.	10,4	s.o.
<i>dont gestion de la demande de puissance</i>	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	7,3	s.o.	s.o.	23,9	s.o.
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	18,5	1 929,4	104,1	16,8	1 833,7	109,1	17,9	1 982,2	110,7

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.

(2) Incluant l'énergie des moyens de gestion de la demande de puissance pour l'année historique et l'année courante.

Demandes :

23.1 Veuillez fournir les valeurs du tableau de la référence pour l'année 2020 au 31 décembre.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne dispose pas de cette information au moment du dépôt des**
 2 **réponses aux demandes de renseignements.**

23.2 Veuillez expliquer et corriger l'absence de valeur monétaire (M\$ et \$/MWh) pour les achats d'énergie en gestion de la demande de puissance en 2019 et en 2020 alors que le Distributeur a eu recours à des quantités (TWh).

Réponse :

3 **Le Distributeur invite l'intervenant à se référer à la note 2 du tableau 8.1. Par**
 4 **ailleurs, il n'y a pas de déboursé pour l'énergie pour la gestion de la demande**
 5 **de puissance puisque les clients sont payés selon une prime fixe.**

23.3 Veuillez expliquer l'absence de valeurs pour les achats d'énergie des moyens de gestion des options d'électricité interruptible et de la gestion de la demande de puissance pour l'année 2021 du tableau de la référence (i). Veuillez notamment indiquer la probabilité que chacun de ces moyens de gestion soient utilisés par le

Distributeur en 2021, selon la prévision ayant servi à préparer le tableau de la référence (i).

Réponse :

1 **En planification, le Distributeur n'intègre pas la contribution en énergie des**
2 **options d'électricité interruptible et de la GDP Affaires.**

3 **Le Distributeur précise également qu'au tableau 8.1 de la référence, la ligne**
4 ***dont gestion de la demande de puissance* correspond uniquement aux données**
5 **de la GDP Affaires.**

23.4 Veuillez fournir les intrants et le calcul détaillé pour chaque moyen de gestion de la demande de puissance qui expliquent l'évolution observée dans le tableau de la référence (i) pour la valeur monétaire des achats de puissance pour la gestion de la demande de puissance qui passe de 0,0 M\$ en 2019 à 23,9 M\$ en 2021.

Réponse :

6 **Le Distributeur a fourni le tableau 8.1 qui est conforme à la demande de la Régie**
7 **formulée dans sa décision D-2020-055 (paragr. 99).**

8 **Le calcul demandé est le coût du moyen de GDP multiplié par le MW fois le**
9 **nombre de mois où les clients sont rémunérés.**

10 **Pour l'année 2019, le budget du programme GDP Affaires était comptabilisé en**
11 **efficacité énergétique et non en coût d'approvisionnement. En 2020, le montant**
12 **indiqué est le déboursé pour le programme GDP Affaires pour le mois de**
13 **décembre 2020 tandis que l'année 2021 est comptabilisé en approvisionnement**
14 **pour les quatre mois de l'hiver.**

UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE ET RAPPELABLE

24. Référence : B-0106, page 51 (PDF 53), tableau 8.2.

Préambule :

TABLEAU 8.2 :
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	0	150	400	400	400	400	400
Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	0	0	0	0	0	200	400	400	400	243
Mars	0	-600	-400	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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
Jun	-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	0	0	150	350	350	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	0,1	0,4	0,7	0,8	0,8	0,5	0,5
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	0,1	0,4	0,7	0,8	0,8	0,5	0,5
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	-3,3	-3,2	-2,8	-2,1	-1,3	-0,5	0,0

Demandes :

24.1 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, que la stratégie d'utilisation des conventions d'énergie rappelée préconisée par le Distributeur à la référence 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 2022 au lieu de l'utiliser lors des années subséquentes d'ici le 28 février 2027.

Réponse :

1 **Le Distributeur réitère la réponse qu'il a déjà fournie à la question 21.1 de la**
 2 **demande de renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5, document 2**
 3 **(B-0041).**

24.2 Veuillez indiquer si le Distributeur maintient à ce jour sa stratégie indiquée au tableau de la référence pour l'année 2022. Dans l'affirmative, veuillez indiquer à quel moment le Distributeur sollicitera l'approbation de la Régie avant d'appliquer cette stratégie.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 24.1.**
 5 **La stratégie d'approvisionnement est présentée à la Régie dans le cadre du**
 6 **dossier du plan d'approvisionnement. Le Distributeur précise toutefois que la**
 7 **décision finale de procéder à un rappel d'énergie lui appartient et que celle-ci**
 8 **s'inscrit dans le cadre de la gestion du contrat. Ce faisant, le Distributeur n'a**
 9 **pas à demander l'approbation de la Régie avant de procéder à un rappel ni**
 10 **quant à l'exercice de tout droit prévu à un contrat.**

CAPACITÉS DES INTERCONNEXIONS

25. **Références :** (i) B-0106, page 53 (PDF 55), lignes 1 à 7;
- (ii) <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/1677/le-necec-obtient-le-permis-presidentiel-feu-vert-final-pour-la-construction-de-la-ligne-de-transport/> ;
- (iii) B-0009, page 48, lignes 7 à 14;
- (iv) https://docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90548/3119846/3828338/3829273/C01914-7_App-Maine_Demande_ONE_FINAL_190927_CD_-_A6Y1K1.pdf?nodeid=3829274&vernum=-2 , pages PDF 32, 53 et 54.

Préambule :

- (i) « **8.4.2. Mise à jour sur le projet Maine – New England Clean Energy (NECEC)**

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].

En vertu des informations disponibles dans le dossier R-4112-2019, cette interconnexion pourrait permettre des importations en puissance et énergie vers la zone du Québec.

Le Distributeur entend communiquer avec le Transporteur dès l'annonce officielle de l'acceptation du projet en sol américain pour demander une étude et discuter des contraintes techniques et commerciales. » (Nous soulignons)

- (ii) « **Le projet NECEC obtient le permis présidentiel – Feu vert final pour la construction de la ligne de transport**

Le département fédéral de l'Énergie a accordé le permis présidentiel au projet de ligne de transport New England Clean Energy Connect (NECEC). Toutes les autorisations réglementaires nécessaires à la réalisation du projet ont donc été obtenues aux États-Unis. Le partenaire d'Hydro-Québec, Avangrid, peut ainsi procéder, du côté américain, à l'ensemble des travaux relatifs à l'interconnexion.

Le projet NECEC conclut ainsi avec succès un examen réglementaire rigoureux de 33 mois par les agences fédérales et celles de l'État du Maine. » (Nous soulignons)

- (iii) « **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)

- (iv) « Par ailleurs, bien que la fonction première de la ligne internationale projetée soit de répondre à une demande d'EHQP pour l'obtention d'un service de transport d'électricité 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.

[...]

Compte tenu des équipements choisis, la ligne internationale projetée aura la capacité d'importer de l'électricité depuis la Nouvelle-Angleterre vers le Québec. Toutefois, l'importation d'électricité sur la nouvelle ligne d'interconnexion ne fait actuellement l'objet d'aucune demande de la part des clients du réseau de transport d'Hydro-Québec. Dans le contexte actuel, Hydro-Québec prévoit utiliser la ligne en mode import dans les deux situations suivantes : au moment des essais de mise en service des équipements de la ligne elle-même et, de façon exceptionnelle, dans une situation d'urgence où l'importation de puissance contribuerait à assurer la sécurité de son réseau.

[,,]

HQT estime que la capacité de transfert nominale en mode import (de la Nouvelle-Angleterre vers le Québec) de la LIT projetée sera de 1 161 MW à la frontière Québec-Maine, compte tenu des pertes électriques estimées entre la frontière et le point de raccordement au réseau d'ISO-NE. Cette capacité correspond à une puissance de 1 200 MW au point de départ en Nouvelle-Angleterre. Les capacités de transfert en mode import seront confirmées au moment de la réalisation des stratégies d'exploitation de la LIT au cours des mois précédant la mise en service.
» (Nous soulignons)

Demands :

- 25.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a communiqué avec le Transporteur dès l'annonce officielle de l'acceptation du projet en sol américain le 15 janvier 2021 (référence (ii)) pour demander une étude et discuter des contraintes techniques et commerciales comme il l'annonçait à la référence (i).
Dans l'affirmative, veuillez fournir les résultats de cette communication et l'échéance convenue pour le dépôt d'une étude, le cas échéant. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne l'a pas fait.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur a communiqué avec le Transporteur à la fin de l'année 2020 et**
2 **des discussions sont en cours. Une demande sera soumise au Transporteur**
3 **dans les semaines à venir afin d'évaluer la capacité d'importation pour le**
4 **Distributeur.**

1 **Toutefois, le Distributeur tient à mentionner que la capacité physique du**
2 **chemin et des groupes convertisseurs ne constituent pas les seuls éléments**
3 **permettant le recours à l'interconnexion aux fins d'importation. En effet, outre**
4 **ces éléments, il faut connaître la capacité du réseau à pouvoir transiter l'énergie**
5 **en période de pointe, obtenir les droits de transport et les permis nécessaires**
6 **de la partie américaine de la ligne et connaître les modifications des règles**
7 **pouvant s'appliquer dans la juridiction voisine avec l'ajout d'une nouvelle ligne.**

25.2 Veuillez fournir les sources de l'information véhiculée par le Distributeur à la référence (ii) selon laquelle « *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.* ».

Réponse :

8 **Le Distributeur a écrit à la pièce HQD-2, document 3 (B-0009) ce qui reflétait sa**
9 **compréhension au moment du dépôt du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*.**
10 **Le Distributeur invite l'intervenant à se référer à la réponse à la question 23.1**
11 **de la demande de renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-5,**
12 **document 2 (B-0041), dans laquelle le Distributeur indique qu'il a pris note de**
13 **l'information rendue disponible par le Transporteur en date du 19 novembre**
14 **2019.**

25.3 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ, basée notamment sur les affirmations d'Hydro-Québec visant à faire approuver le projet par la Régie de l'énergie du Canada (référence (iii)), selon laquelle il est plus que probable que l'interconnexion NECEC permette une importation par le Québec de l'ordre de plus de 1 150 MW.

Réponse :

15 **Voir la réponse à la questions 25.1.**

26. Référence : B-0042, page 4, lignes 3 à 8.

Préambule :

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

Demande :

26.1 Veuillez fournir un aperçu des résultats déjà obtenus à la suite des travaux mentionnés à la référence et un plan de travail et un échéancier des étapes restant à réaliser.

Réponse :

1 **Comme mentionné par le Distributeur en réponse à la question 18.1, ces**
2 **travaux demandent un certain temps, car ils s'appuieront notamment sur les**
3 **résultats réels en période hivernale. Ils visent à établir les conditions et**
4 **caractéristiques des produits nécessaires pour permettre au Distributeur et au**
5 **Transporteur de repousser des investissements sur le réseau.**