R-4210-2022

**Demande de renseignement nº 1
du Regroupement national des Conseils régionaux
de l'environnement du Québec (« RNCREQ »)
au Distributeur**

A. Bilan d'énergie et de puissance (sujets 1 et 2)

1 Référence : « Une pointe sous-évaluée qui coûte cher à Hydro-Québec » (https://www.ledevoir.com/economie/767881/une-pointe-sous-evaluee-qui-coute-cher)

Citation :

« Non seulement une sous-évaluation de la pointe de la demande de la part d'Hydro-Québec l'an dernier a coûté des millions de dollars supplémentaires, selon des documents internes consultés par Le Devoir, mais cela laisse aussi présager les difficultés qu'aura le réseau à suffire à la demande en période de grand froid dans les prochaines années.

Ces documents indiquent une pointe — moment où la demande d'électricité est à son sommet — supérieure à ce qu'avait annoncé Hydro-Québec l'an dernier. Les études que la société d'État avait préparées avant les grands froids prévoyaient une pointe hivernale de 39 422 MW.

Atteinte le 11 janvier, la pointe a plutôt été de 40 537 MW, ce qui représente près de 2000 MW de plus que la pointe historique de 2013.

[…]

Pour répondre à la demande, Hydro-Québec a utilisé les « interruptibles » pour un total de 2510 MW, soit bien au-dessus de ce qu'elle envisageait. Les « interruptibles » désignent les contrats que la société signe avec de grandes entreprises qui s'engagent à interrompre ou à réduire considérablement leur consommation lorsque la demande est plus élevée que prévu.

Ces « moyens [de gestion] étaient presque tous épuisés à la fin février », lit-on dans le document. Par ailleurs, la sollicitation pour produire de l'électricité a engendré

« une baisse rapide des niveaux de certains réservoirs », réduisant du même coup les capacités de production d'Hydro-Québec.

A contrario, la production éolienne, qui varie en fonction de la force des vents, a dépassé les prévisions du distributeur au cours de cette période.

Pour répondre à la forte demande, Hydro-Québec a dû avoir recours à la centrale de Bécancour, alimentée au gaz naturel. Cette dernière a été démarrée à 18 reprises, pour produire 9437 MWh d'électricité supplémentaire. Et l'exercice a été onéreux : 3,3 millions de dollars. » [nos soulignements]

Demande :

1.1 Veuillez confirmer ou corriger les affirmations mentionnées dans la Citation, à savoir :

1.1.1 le fait que la pointe ait atteint 40 537 MW le 11 janvier 2022;

1.1.2 qu'Hydro-Québec ait utilisé les « interruptibles » pour un total de 2510 MW lors de l'hiver 2021-2022;

1.1.3 que les moyens de gestion étaient presque tous épuisés à la fin de février 2022;

1.1.4 que la sollicitation de la production ait engendré « une baisse rapide des niveaux de certains réservoir », réduisant ainsi les capacités de production d'Hydro-Québec;

1.1.5 que la centrale thermique de Bécancour ait été utilisée 18 fois pour produire 9 437 MWh à un coût de 3,3 millions $.

1.2 Veuillez produire les « documents internes » auxquels fait référence l'article.

2 Référence : (i), B-0009, p. 20
(ii) : B-0009, p. 11, Tabl. 3.1
(iii) : B-0009, p. 21, Tabl. 5.3
(iv) : R-4169-2022, phase 2, C-RNCREQ-0045, p. 8.

Citation (i) :

5.2. Besoins en puissance

La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver est établie à partir de la prévision des besoins en énergie. Cette prévision tient compte de la réduction de la demande de puissance provenant des mesures de gestion qui ne sont pas sous le contrôle d'Hydro-Québec, telles que la biénergie résidentielle.

[nos soulignements]

Citation (ii) :

TABLEAU 3.1 :
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC

En TWh	2022[1]	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Résidentiel	**70,2**	**70,9**	**71,8**	**72,0**	**72,6**	**73,3**	**74,4**	**74,9**	**76,0**	**77,2**	**78,8**
Commercial	**46,1**	**47,0**	**47,6**	**48,4**	**49,5**	**50,5**	**51,7**	**52,7**	**53,9**	**54,9**	**55,8**
Dont:											
Commercial et institutionnel	40,0	40,7	41,3	41,9	42,7	43,6	44,8	45,8	46,9	47,9	48,7
Réseaux municipaux et Éclairage public	6,2	6,3	6,4	6,5	6,7	6,9	6,9	6,9	6,9	7,0	7,0
Industriel	**63,2**	**63,7**	**64,7**	**66,1**	**66,9**	**67,6**	**68,4**	**68,6**	**68,9**	**69,2**	**69,8**
Dont:											
Industriel PME	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Industriel grandes entreprises	55,1	55,6	56,6	58,0	58,9	59,6	60,3	60,6	60,9	61,3	61,8
Alumineries	24,6	25,1	25,2	25,2	25,2	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3
Pâtes et papiers	10,2	9,9	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,5	9,4	9,3	9,2
Pétrole et chimie	4,8	4,7	4,7	5,1	5,3	5,5	5,8	6,1	6,5	6,7	6,9
Mines	4,3	4,3	4,8	5,2	5,7	6,3	6,7	6,8	6,9	7,1	7,3
Sidérurgie, fonte et affinage	7,2	7,7	7,8	8,3	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,6
Autres industriel grandes entreprises	3,9	4,0	4,0	4,2	4,2	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,5
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	**179,5**	**181,6**	**184,1**	**186,5**	**189,0**	**191,4**	**194,4**	**196,3**	**198,7**	**201,3**	**204,4**

Notes:
[1] *Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2022, normalisées pour les conditions climatiques*

Citation (iii) :

TABLEAU 5.3 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES[1]

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Usages														
Chauffage des espaces Résidentiel	13,930	14,111	14,281	14,621	14,773	14,949	15,092	15,209	15,308	15,380	15,439	15,475	15,502	15,531
Chauffage des espaces Commercial	3,579	3,603	3,582	3,660	3,677	3,698	3,720	3,738	3,754	3,764	3,772	3,775	3,781	3,787
Eau chaude Résidentiel	1,948	1,962	1,995	2,015	2,037	2,056	2,060	2,069	2,079	2,096	2,100	2,110	2,122	2,140
Industriel	8,017	8,296	8,084	8,691	8,455	8,508	8,661	8,797	8,873	8,961	9,014	9,063	9,101	9,149
Hydrogène/Biométhanisation	0	0	0	0	0	12	34	49	66	114	162	226	259	293
Filière batterie	0	0	0	0	0	2	74	145	150	155	160	165	170	175
Centres de données	88	98	92	128	141	152	177	256	335	413	492	568	635	688
Chaînes de blocs	113	162	165	214	255	265	280	308	328	336	336	336	336	336
Serres	76	103	128	184	170	211	244	261	292	319	328	344	345	363
Véhicules électriques	27	47	64	90	120	166	223	298	386	510	688	940	1,282	1,799
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	-1	-1	-2	-4	-4	-5	-5	-5	-4
Autres usages	10,192	10,481	10,176	10,062	10,223	10,102	9,971	9,832	9,753	9,693	9,671	9,630	9,566	9,440
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR *(Besoins visés par le Plan)*	**37,972**	**38,862**	**38,566**	**39,665**	**39,851**	**40,120**	**40,535**	**40,959**	**41,321**	**41,735**	**42,156**	**42,627**	**43,094**	**43,696**

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.*

Préambule :

Dans le dossier R-4169-2022, le Distributeur propose (conjointement avec Énergir) un projet biénergie qui ajoutera un nombre important de clients à sa charge, surtout hors pointe.

2.1 Est-ce que les charges additionnelles qui résulteront du projet biénergie (pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel) sont incluses dans les Prévisions de la demande en énergie et en puissance présentées au Plan?

2.1.1 Le cas échéant, veuillez fournir des copies des Tableaux 3.1 et 5.3 qui indiquent explicitement les quantités annuelles d'énergie et de puissance prévues en relation avec le projet Biénergie.

2.1.2 Sinon, veuillez expliquer pourquoi, et fournir copies des Tableaux 3.1 et 5.3 qui incluent explicitement ces charges, accompagnés d'une explication détaillée sur les prémisses utilisées, notamment à l'égard de a) le taux prévu de participation au projet Biénergie, et b) le pourcentage de la clientèle qui se trouve toujours au chauffage électrique pendant les heures de pointe, dû au fait que la température n'aurait pas dépassé le seuil de permutation.

Citation (iv) :

Tableau 3. Résultats d'application d'une température de permutation de -12C à Montréal, 2017 à 2021

permutation - 12C	2017	2018	2019	2020	2021	moyenne
# d'heures d'effacement	539	463	650	280	320	**450**
# d'heures effacées pendant la pointe	241	224	253	169	158	**209**
% des heures de pointe effacées	80%	75%	84%	56%	53%	**70%**
% des heures de pointe non effacées	20%	25%	16%	44%	47%	**30%**
# d'heures effacées hors pointe	298	239	397	111	162	**241**
% des heures effacées qui sont hors pointe	55%	52%	61%	40%	51%	**54%**

« Il est intéressant de noter tout d'abord que le nombre d'heures d'effacement à Montréal selon le critère de -12C (450h, en moyenne) n'est pas si loin de la période de 300h souvent utilisée pour définir la pointe d'HQD. Toutefois, ces résultats démontrent malheureusement que les heures d'effacement ne coïncident pas entièrement avec la période de pointe.

Ainsi, selon ces moyennes, on peut tirer les conclusions suivantes :

- en moyenne, environ deux tiers des heures de pointe sont effectivement effacées par le tarif biénergie (75-80% en 2017-2019, mais seulement 53-56% en 2020-2021), laissant en moyenne un tiers non effacé; » [nos soulignements]

Demande :

2.2 Veuillez confirmer que les puissances prévues à la Citation (iii) pour l'usage « chauffage des espaces Résidentiel » n'incluent aucune puissance pour les clients au tarif DT ni pour les clients commerciaux de l'éventuel tarif biénergie de petite et moyenne puissance qui sont (ou seront) obligés de se chauffer avec du combustible lorsque la température extérieure est moins que -12º Celsius (ou -15º Celsius, selon la zone géographique).

2.3 Veuillez confirmer ou corriger les conclusions de la Citation (iv) qui démontrent qu'en moyenne sur la période 2017 à 2021, inclusivement, seulement 70 % des 300 heures de pointe à Montréal ont eu lieu lorsque la température était en bas de -12º Celsius.

2.4 Veuillez confirmer qu'en moyenne 30 % des clients au tarif DT et ceux à l'éventuel tarif biénergie de petite et moyenne puissance auraient effectivement chauffé à l'électricité pendant les 300 heures de la pointe annuelle.

2.5 En fonction de votre réponse à la question précédente, veuillez estimer, pour chaque année d'ici 2032, la charge combinée des clients au tarif DT et ceux à l'éventuel tarif biénergie de petite et moyenne puissance qui seraient présents à la pointe et le nombre de MW additionnels pour les desservir.

2.6 Le cas échéant, veuillez produire une version révisée du Tableau 5.3 qui tienne compte de ces charges.

2.7 Veuillez indiquer s'il y a eu d'autres modifications significatives de vos prévisions depuis la date du dépôt du Plan? Le cas échéant, veuillez les inclure dans des tableaux 3.1 et 5.3 mis à jour, avec des indications détaillées des changements apportés et de leurs justifications.

3 Référence (i): B-0020, p. 18, Tableau 3.5;
(ii) : B-0020, p. 27.

(iii) : *Churchill Falls (Labrador) Corporation Ltd.* c. *Hydro*-Québec, 2019 QCCA 1072 (CanLII)

Citation (i) :

Contribution des marchés de court terme		
En énergie	Achats d'énergie prévus auprès des marchés voisins et québécois, par le biais des bourses d'énergie ou de transactions directes avec les fournisseurs	Jusqu'à 3 TWh en hiver

Citation (ii) :

4.1. CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

Le critère de fiabilité en énergie, tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision D-2022-062, est formulé comme suit :

> Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 6 TWh par année.

[…]

L'ajout d'un aléa d'un écart type représente plus de 5 TWh en 2027. En considérant le scénario intégrant les nouveaux approvisionnements découlant des appels d'offres lancés en 2021 et ceux qui seront lancés en 2022, les achats d'énergie prévus atteignent alors 10 TWh sur une base annuelle en 2027. Le Distributeur estime que, de ce 10 TWh, un volume d'au moins 4 TWh pourrait être acquis auprès du Producteur. En conséquence, le volume qui devrait alors être acquis sur les marchés hors Québec se situe sous les 6 TWh établis dans le critère de fiabilité. [nos soulignements]

Préambule :

La référence (i) ne précise pas de limite de la contribution des Achats de court terme pour l'année au complet.

3.1 Veuillez confirmer que les 6 TWh/an mentionnés dans la Citation (ii) font référence uniquement aux Achats de court terme hors Québec.

3.2 Veuillez préciser en détail, explications et références à l'appui, le raisonnement qui sous-tend cette limite de 6 TWh sur les marchés de court terme hors Québec à la référence (ii) et qui fait partie du critère de fiabilité en énergie approuvé par la Régie.

3.3 Veuillez expliquer pourquoi, si le Distributeur peut importer 3 TWh pendant les quatre (4) mois d'hiver (Citation (i)), il est limité à importer seulement 3 TWh sur les huit (8) mois hors hiver.

3.4 Veuillez confirmer que cette limite de 6 TWh sur les marchés de court terme hors Québec a été fixée en ne tenant compte d'aucun achat sur le chemin LAB (Labrador).

3.5 S'il devenait possible de faire des achats de court terme sur le chemin LAB, est-ce que le Distributeur considère que cela pourrait affecter la quantité d'énergie qu'il peut acheter hors Québec sans affecter la fiabilité? Veuillez élaborer sur votre réponse.

3.6 Veuillez préciser la quantité maximale d'énergie que le Distributeur peut importer de manière fiable dans une seule heure, (i) sans tenir compte des achats sur l'interconnexion LAB, et (ii) en tenant compte des achats sur l'interconnexion LAB.

3.7 Veuillez confirmer que, suite à la décision de 2019 de la Cour d'appel du Québec dans l'affaire *Churchill Falls (Labrador) Corporation Ltd. c. Hydro-Québec* (référence iii), la quantité d'énergie à laquelle Hydro-Québec a maintenant droit chaque mois en vertu de son Contrat avec la Churchill Falls (Labrador) Corporation est limitée, ce qui n'était pas le cas avant le renouvellement automatique du contrat en 2016.

3.8 Veuillez indiquer la capacité moyenne disponible chaque mois sur l'interconnexion LAB depuis janvier 2020.

3.9 Veuillez confirmer que les achats de court terme potentiels du Producteur ne sont pas limités à 4 TWh.

3.10 Existe-t-il une limite physique aux achats de court terme que le Distributeur peut faire auprès du Producteur? Le cas échéant, veuillez l'expliquer en détail.

3.11 Étant donné la possibilité de faire des achats de court terme auprès du Producteur sans passer par les interconnexions, veuillez préciser les quantités maximales d'achat de court terme que le Distributeur peut faire de manière fiable, (i) en hiver, et (ii) hors hiver.

4 Références :
(i) : B-0020, p. 13, Tableau 3.1
(ii) : B-0020, p. 13, Tableau 3.2 révisé

Citation (i) :

TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
BESOINS	**195,2**	**197,8**	**200,4**	**203,1**	**205,6**	**209,2**	**211,2**	**213,8**	**216,6**	**220,0**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	175,1	176,8	177,8	178,7	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,7	3,9	4,0	4,3	0,8	-	-	-	-	-
Énergie rappelée - HQP	0,1	0,3	0,9	1,5	0,5	-	-	-	-	-
Contrats de puissance HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaîne de blocs	0,07	0,08	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14
Éolien	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4	10,0	9,9	9,1
Biomasse et petite hydraulique	2,9	2,9	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3	2,3	2,2	2,2
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	1,6	2,3	3,1	3,6	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
▪ Dont achats en hiver	*1,5*	*2,2*	*2,7*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*
▪ Dont achats hors hiver	*0,1*	*0,2*	*0,4*	*0,6*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*
Approvisionnements de long terme	-	-	-	0,3	5,1	10,6	13,3	16,3	19,4	23,5
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	*3,7*	*2,1*	*1,1*	*0,2*	-	-	-	-	-	-

Citation (ii) :

TABLEAU 3.2 RÉVISÉ :
IMPACT DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS SUR LE BILAN D'ÉNERGIE

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Nouveaux approvisionnements prévus*				**0,4**	**6,2**	**14,4**	**15,2**	**16,1**	**16,1**	**16,1**
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	1,6	2,3	3,1	3,4	4,9	3,7	3,9	4,5	5,8	6,0
▪ Dont achats en hiver	*1,5*	*2,2*	*2,7*	*2,9*	*3,6*	*2,6*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*
▪ Dont achats hors hiver	*0,1*	*0,2*	*0,4*	*0,5*	*1,3*	*1,1*	*0,9*	*1,5*	*2,8*	*3,0*
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	-	-	1,2	2,1	3,5	7,4
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	*3,7*	*2,1*	*1,1*	*0,2*	*0,1*	*1,4*	*1,0*	*0,3*	-	-

*Correspond aux quantités recherchées des A/O 2021-01 et 2021-02, soit 300 MW éolien (0,9 TWh) et 480 MW renouvelable (4,2 TWh) et celles découlant des Règlements du gouvernement pour le lancement d'appels d'offres d'ici décembre 2022, soit 1 000 MW éolien (3,1 TWh) et 1 300 MW renouvelable (7,8 TWh). Ces valeurs pourraient être différentes selon les projets qui seront retenus.

Demande :

4.1 Veuillez fournir une copie du Tableau 3.2, révisé pour tenir compte de l'annulation des appels d'offres qui devaient être lancés au plus tard en décembre 2022.

4.2 Veuillez expliquer en détail comment l'électricité patrimoniale inutilisée a été calculée pour chaque année du Tableau 3.2 Révisé.

Préambule :

En combinant les Tableaux 3.1 et 3.2 (révisé), de même qu'en limitant les nouveaux approvisionnements à ceux prévus aux A/O 2021-01 et 2021-02 et en augmentant les achats de court terme jusqu'à 3 TWh/an en hiver et 3 TWh/an hors hiver, on obtient le Tableau 1. Ce Tableau 1 démontre des besoins à long terme allant de 5,5 TWh en 2028 à 18,4 TWh en 2032.

Tableau 1

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Besoins	**195.2**	**197.8**	**200.4**	**203.1**	**205.6**	**209.2**	**211.2**	**213.8**	**216.6**	**220**
Approvisionnements planifiés	**193.5**	**195.6**	**197.5**	**199.3**	**194.5**	**192.6**	**191.9**	**191.5**	**191.3**	**190.5**
Électricité patrimoniale utilisée	175.1	176.8	177.8	178.7	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9
Base et cyclable - HQP	3.7	3.9	4.0	4.3	0.8	-	-	-	-	-
Énergie rappelée - HQP	0.1	0.3	0.9	1.5	0.5	-	-	-	-	-
Contrats de puissance HQP	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
I nterruption chaîne de blocs	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Éolien	11.4	11.4	11.4	11.4	11.0	10.8	10.4	10.0	9.9	9.1
Biomasse et petite hydraulique	2.9	2.9	3.1	3.1	3.0	2.6	2.3	2.3	2.2	2.2
Déficit (surplus)	**1.7**	**2.2**	**2.9**	**3.8**	**11.1**	**16.6**	**19.3**	**22.3**	**25.3**	**29.5**
A/O 2021-01					0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
A/O 2021-02					4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
Nouveaux approvisionnements prévus					**5.1**	**5.1**	**5.1**	**5.1**	**5.1**	**5.1**
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	**1.5**	**2.2**	**2.9**	**3.8**	**6.0**	**6.0**	**6.0**	**6.0**	**6.0**	**6.0**
▪ Dont achats en hiver	1.5	2.2	2.7	2.9	3.6	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
▪ Dont achats hors hiver	0.0	0.0	0.2	0.9	2.4	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Approvisionnements de long terme requis	**0.2**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**0.0**	**5.5**	**8.2**	**11.2**	**14.2**	**18.4**

4.3 Veuillez commenter la justesse du Tableau 1, et le corriger au besoin.

4.4 Veuillez confirmer que la dernière ligne du Tableau 1 représente les Approvisionnements de long terme réellement requis, selon le Plan et tenant compte des mises à jour du Distributeur.

5 Référence : B-0020, p. 52, Tableau 9.1

Citation :

TABLEAU 9.1 :
COÛT DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Approvisionnements totaux										
Quantité (TWh)	195,2	197,8	200,4	203,1	205,6	209,2	211,2	213,8	216,6	220,0
Prix ($/MWh)	38,74	40,88	42,07	42,98	44,05	46,65	48,25	50,19	52,22	54,50
Coûts (M$)	7 561,5	8 088,2	8 430,9	8 728,5	9 058,4	9 757,7	10 188,5	10 731,6	11 313,0	11 989,1
Approvisionnements patrimoniaux										
Quantité (TWh)	175,1	176,8	177,8	178,7	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Prix ($/MWh)	30,19	32,24	33,15	33,84	34,49	35,18	35,88	36,60	37,33	38,08
Coûts (M$)	5 286,9	5 699,9	5 892,2	6 046,1	6 168,2	6 291,5	6 417,4	6 545,7	6 676,6	6 810,2
Approvisionnements postpatrimoniaux										
Quantité (TWh)	20,1	21,1	22,7	24,4	26,8	30,3	32,3	35,0	37,8	41,1
Prix ($/MWh)	113,4	113,4	112,1	109,8	107,9	114,4	116,7	119,7	122,7	126,0
Coûts (M$)	2 274,6	2 388,3	2 538,6	2 682,3	2 890,3	3 466,2	3 771,2	4 185,9	4 636,4	5 179,0
Approvisionnements de long terme en énergie [1]										
Quantité (TWh)	18,4	18,6	19,5	20,5	15,6	13,6	12,9	12,5	12,3	11,4
Prix ($/MWh)	113,51	114,76	114,65	112,60	118,10	123,66	125,41	128,07	130,21	134,05
Coûts (M$)	2 085,8	2 139,7	2 234,3	2 303,9	1 841,2	1 678,9	1 613,5	1 599,0	1 597,9	1 534,9
Énergie additionnelle requise										
Quantité (TWh)	1,7	2,4	3,2	4,0	11,2	16,7	19,4	22,5	25,5	29,7
Prix ($/MWh)	76,70	74,26	72,62	72,11	77,52	86,50	89,95	93,21	96,23	99,34
Coûts (M$)	129,4	179,9	229,7	286,0	867,5	1 446,8	1 748,2	2 094,5	2 454,9	2 946,2
Approvisionnements en puissance										
Coûts (M$)	59,5	68,7	74,7	92,5	181,6	340,5	409,5	492,4	583,5	697,8

[1] Inclut l'A/O 2015-01 (500 MW avec HQP)

Préambule :

Le prix moyen des Approvisionnements de long terme en énergie augmente peu entre 2023 et 2025, mais diminue de presque 2 % en 2026, pour augmenter à nouveau d'environ 5 % par an en 2027 et 2028 et plus modestement par la suite (entre 1 % et 3% par an), jusqu'à la fin de la période.

Demande :

5.1 Veuillez expliquer les fluctuations du prix moyen des Approvisionnements de long terme en énergie mentionnées en préambule.

5.2 Veuillez ventiler la ligne relative aux Approvisionnements de long terme en énergie, en fournissant un tableau montrant la quantité, le prix moyen et le coût des ressources suivantes :

5.2.1 Les projets éoliens existants;

5.2.2 Les projets de biomasse existants;

5.2.3 Les projets de petite hydraulique existants;

5.2.4 Les autres ressources existantes;

5.2.5 Les projets éoliens découlant de l'A/O 2021-01;

5.2.6 Les projets découlant de l'A/O 2021-02;

5.2.7 Les approvisionnements additionnels à long terme prévus.

6 Référence : (i) B-0020, p. 69

Citation :

Le Distributeur, dans le but de valoriser les attributs environnementaux de son énergie ainsi que de soutenir les projets de décarbonation de sa clientèle, lancera un projet pilote visant un programme commercial pour la vente de CER aux clients québécois en 2023.

Demande :

6.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a déjà fait des tentatives pour vendre les attributs environnementaux de son énergie à des clients hors Québec.

6.1.1 Le cas échéant, veuillez décrire en détail les efforts qu'il a fait ainsi que les résultats.

6.1.2 Sinon, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas essayé de vendre les attributs environnementaux de son énergie à l'extérieur du Québec.

7 Références :
(i) B-0020, p. 41;
(ii) Newfoundland and Labrador Hydro, Public Safety Advisory: Controlled Water Release At The Jacopie Spillway, 17 octobre 2022 (https://nlhydro.com/public-safety-advisory-controlled-water-release-at-the-jacopie-spillway/);
(iii) Newfoundland and Labrador Hydro, Public Safety Advisory: Controlled Water Release At The Jacopie Spillway Has Ended, 15 novembre 2022 (https://nlhydro.com/public-safety-advisory-controlled-water-release-at-the-

jacopie-spillway-has-ended/);
(iv) Bond Papers : Ed Hollett, NLCR-Hydro Losing Tens of Millions Annually, 26 décembre 2022 (https://edhollett.substack.com/p/nlcr-hydro-losing-tens-of-millions?publication_id=236869&isFreemail=false).
(v) Organigramme de la Haute Direction d'Hydro-Québec, 20 février 2023 (https://www.hydroquebec.com/data/a-propos/pdf/direction-generale_hq_sommaire.pdf?v=20230220)

Citation (i) :

Labrador

La capacité de transfert de ce chemin est de 5 150 MW et est principalement dédiée à l'alimentation de la charge locale du Québec à partir du contrat de long terme avec CF(L)Co. Ce chemin est utilisé par le Producteur pour satisfaire ses obligations à l'égard de l'électricité patrimoniale.

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

Préambule :

Les références (ii) et (iii) font état de déversements d'eau à la centrale de Churchill Falls en octobre et novembre 2022. La référence (iv) allègue qu'il y a eu des déversements importants dans les dernières années.

Demande :

7.1 Le Distributeur a-t-il déjà été contacté par Nalcor Energy ou Newfoundland Labrador Hydro (ou toute autre entité affiliée) à l'égard des ventes à court terme pour son réseau ? Le cas échéant, veuillez détailler ce qui a résulté de ces communications.

7.2 Est-ce que le Distributeur a déjà contacté Nalcor Energy ou Newfoundland Labrador Hydro (ou toute autre entité affiliée) pour l'inviter à conclure une convention de transactions, afin de permettre au Distributeur de faire des achats de court terme auprès d'eux? Le cas échéant, veuillez décrire les gestes qui ont été faits, et les résultats. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

7.3 Le Distributeur a-t-il des informations détaillées sur les déversements à la centrale de Churchill Falls. Le cas échéant, veuillez fournir des données mensuelles de tels déversements depuis janvier 2019.

7.4 Le Distributeur considère-t-il que le fait que CF(L)Co soit obligé de faire des déversements à Churchill Falls suggère qu'il y ait une opportunité intéressante à exploiter, en termes des achats de court terme d'énergie renouvelable ?

7.5 Étant donné qu'il n'y a plus de division administrative à l'interne entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production (référence (v)), veuillez indiquer en détail comment Hydro-Québec détermine si un achat d'électricité est « une activité de distribution » ou « une activité de production ».

8 Référence : (i) R-4207-2022, B-0016, p. 11-12, R5.2;
(ii) R-4207-2022, B-0016, p. 12, R5.3;

Citation (i) :

5.2 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle les valeurs du tableau de la référence [Répartition mensuelle de l'énergie additionnelle requise, 2032-2032 (R-4207-2022, B-0012, p. 4-5)] sont compilées à partir d'une seule simulation horaire chronologique sur toutes les heures de chaque année.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. La répartition mensuelle est établie à partir des données présentées au bilan d'énergie du Plan d'approvisionnement, sur la base du scénario moyen de la prévision, comme demandé par la Régie dans le *Guide de dépôt d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité.* [référence omise].

Demande :

8.1 Veuillez confirmer que, lorsque le Distributeur confirme que les répartitions de l'énergie additionnelle requise « sont compilées à partir d'une seule simulation horaire chronologique sur toutes les heures de chaque année », il confirme que le profil des besoins horaires d'une seule année historique a été projeté sur chacune des années de la période prévisionnelle, afin de déterminer l'énergie requise à chaque heure.

8.1.1 Le cas échéant, veuillez confirmer que, pour une année où il est prévu que la consommation totale soit x % plus élevé que celle de l'année de référence, la consommation de chaque heure de l'année est augmentée par ce même x %. Sinon, veuillez expliquer en détail comment cette transformation est faite.

8.1.2 Le cas échéant, veuillez préciser quelle année historique a été utilisée à cette fin.

8.1.3 Si la compréhension à 8.1 est incorrecte, veuillez expliquer comment les données présentées au bilan d'énergie du Plan d'approvisionnement ont été converties en répartition mensuelle d'énergie additionnelle requise, en fournissant en format Excel toute l'information requise pour suivre votre explication en détail et pour reproduire les résultats.

Citation (ii) :

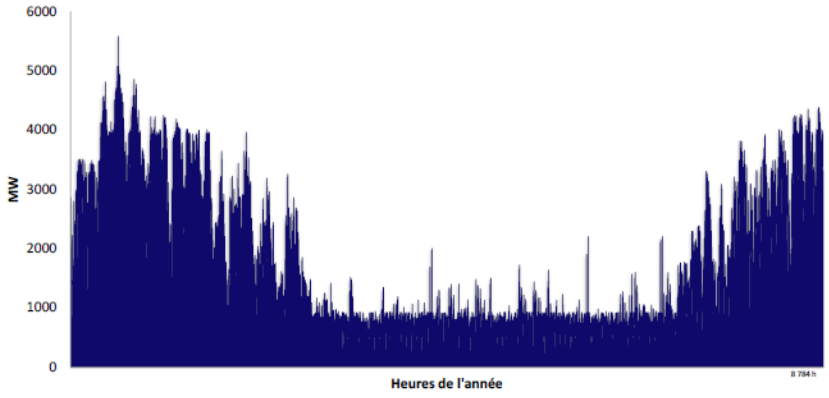
5.3 Veuillez fournir un graphique montrant les besoins horaires chronologiques qui ont été utilisés pour la préparation du tableau de la référence pour une année donnée et indiquer la provenance de ces besoins (p. ex. la climatologie horaire d'une année historique de référence et la prévision de l'année donnée).

Réponse :

Le tableau R-5.3 présente l'énergie additionnelle requise pour l'année 2029 dans un scénario à climatique normale, en considérant les quantités prévues être acquises par le biais des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02.

TABLEAU R-5.3 :

APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN ÉNERGIE POUR L'ANNÉE 2029



Demande :

8.2 Veuillez fournir en format Excel les données utilisées pour produire le Tableau R-5.3.

8.3 Veuillez expliquer en détail comment le Distributeur a déterminé la distribution horaire des besoins prévus pour 2029 au Plan d'approvisionnement.

9 Référence : (i) R-4207-2022, B-0012, p. 5, R1.1;
(ii) R-4207-2022, B-0012, p. 9-13, R1.3, Figures R-1.3-A à G;
(iii) R-4207-2022, B-0023;
(iv) R-4207-2022, B-0020, p. 13, R15.4;
(v) R-4210-2022, B-0035.

Citation (i) :

TABLEAU R-1.1 :
RÉPARTITION MENSUELLE DE L'ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE

	Énergie additionnelle requise (TWh)												
	Janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	Août	septembre	octobre	novembre	décembre	Total annuel
2023	0,466	0,473	0,184	0,013	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,003	0,062	0,417	1,620
2024	0,621	0,643	0,302	0,036	0,000	0,001	0,000	0,000	0,002	0,004	0,136	0,594	2,339
2025	0,793	0,749	0,451	0,090	0,000	0,003	0,000	0,000	0,003	0,012	0,250	0,715	3,067
2026	0,855	0,814	0,503	0,141	0,001	0,003	0,001	0,004	0,004	0,028	0,324	0,747	3,425
2027	1,120	1,063	0,977	0,394	0,058	0,052	0,060	0,076	0,047	0,147	0,669	1,336	6,000
2028	2,071	2,606	1,474	0,714	0,248	0,216	0,255	0,264	0,219	0,375	1,068	1,942	11,454
2029	2,446	2,220	1,823	1,004	0,493	0,458	0,504	0,514	0,450	0,642	1,382	2,239	14,175
2030	2,759	2,497	2,113	1,246	0,705	0,658	0,717	0,731	0,658	0,870	1,643	2,612	17,210
2031	3,076	2,784	2,393	1,484	0,928	0,868	0,941	0,955	0,867	1,106	1,911	2,937	20,251
2032	3,439	3,873	2,715	1,766	1,173	1,080	1,182	1,192	1,094	1,362	2,211	3,293	24,382

Citation (iv) :

15.4 Veuillez confirmer que l'« Énergie additionnelle requise » identifiée aux tableaux R-1.2-A à J, de 2023 jusqu'à au moins 2028 fera l'objet d'achats de court terme. Sinon, veuillez expliquer comment le Distributeur entend obtenir cette énergie additionnelle requise.

Réponse :

Le Distributeur confirme qu'il prévoit le recours aux marchés de court terme pour répondre aux besoins en énergie additionnelle jusqu'en 2028 inclusivement.

Demande :

9.1 Veuillez confirmer que le Tableau R-1.1 (Citation (i)) représente le scénario décrit dans le Plan, soit incluant les A/O 2021-01 et 2021-02 et excluant les A/O annulés. Sinon, ou si les intrants ont changé depuis la publication du Plan, veuillez fournir une version mise à jour du tableau.

9.2 Veuillez confirmer que les figures R-1.3-A à G de la référence (ii) ainsi que le fichier Excel de la référence (iii) représentent le scénario décrit dans le Plan, soit incluant les A/O 2021-01 et 2021-02 et excluant les A/O annulés. Sinon, ou si les intrants ont changé depuis la publication du Plan, veuillez fournir des mis à jour de l'ensemble de ces documents.

9.3 Veuillez confirmer que le fichier Excel de la référence (iii) a été préparé en utilisant la méthodologie décrite dans vos réponses à la Demande 8 ci-dessus. Sinon, veuillez décrire la méthodologie utilisée en suffisamment de détail pour pouvoir reproduire les résultats.

9.4 Étant donné la Citation (iv), veuillez confirmer que l'ensemble des approvisionnements additionnels indiqués aux colonnes A à D de la référence (iii) consisteront en des achats de court terme, y compris l'achat de plus de 4 900 MW pendant une heure en 2028.

9.5 Veuillez fournir un chiffrier Excel qui ventile les approvisionnements additionnels requis entre les achats de court terme et les approvisionnements à long terme, et ce, pour les années 2028 à 2032, inclusivement.

Préambule :

À la référence (v), le Distributeur fournit les Courbes de puissances classées des approvisionnements additionnels requis pour les années 2023, 2024, 2025 et 2032. À la référence (iii), dans le dossier R-4207-2022, il a également fourni ces données pour l'année 2032. Or, les valeurs fournies à la référence (v) excèdent celles de la référence (iii) par des valeurs entre 574 et 600 MW, sur une base horaire.

9.6 Veuillez expliquer la non-concordance mentionnée en préambule, entre la Courbe de puissances classées des approvisionnements additionnels de 2032 dans les références (iii) et (v), et préciser quelle de ces deux séries de valeurs est conforme au Plan.

9.7 Étant donné que la référence (v) a été déposée en décembre 2022, soit après le dépôt de la référence (iii), doit-on comprendre qu'elle est plus à jour?

9.8 Veuillez au besoin, fournir de nouveaux fichiers Excel qui soient concordant entre eux.

B. Le bloc réservé (chaînes de blocs) (sujet 3)

10 Références :
(i) : R-4045-2018, phase 3, B-0290, p. 5-6;
(ii) : B-0020, p. 19.

Citation (i) :

> 2. QUANTITÉ VISÉE PAR LE BLOC DÉDIÉ
>
> Dans le contexte actuel où la Régie a approuvé l'assujettissement de tous les abonnements de cette nouvelle catégorie de consommateurs à un service non ferme, le Distributeur confirme qu'il serait en mesure d'approvisionner une charge additionnelle correspondant à la portion non allouée du Bloc dédié de 300 MW, sans que cela ne devance le besoin pour un nouvel approvisionnement de long terme. [nos soulignements]

Citation (ii) :

> Le tableau 3.6 présente l'impact sur le bilan d'énergie d'une attribution rapide de la quantité restante du Bloc réservé, soit un volume de l'ordre de 270 MW dès 2024. Ce bilan d'énergie alternatif montre des achats d'énergie requis dépassant les 3 TWh en hiver dès 2025, soit des volumes excédant la capacité d'achat maximale considérée en provenance des marchés de court terme, à conditions climatiques normales. L'occurrence d'une telle situation impliquerait donc des déficits en énergie récurrents jusqu'à la mise en service possible de nouveaux approvisionnements de long terme additionnels. Or, compte tenu des délais d'acquisition et d'approbation, il est peu réaliste de prévoir que ces nouveaux approvisionnements puissent être mis en service d'ici 2028. [nos soulignements]

Demande :

10.1 Veuillez confirmer que, selon la Citation (ii), le Distributeur indique qu'il n'est pas en mesure de desservir la quantité restante du Bloc réservé, même en devançant le plus possible les approvisionnements de long terme.

10.1.1 À quel moment le Distributeur a-t-il réalisé que l'affirmation soulignée de la Citation (i) n'était plus vraie et qu'il ne pouvait plus desservir la quantité restante du Bloc réservé sans de nouveaux approvisionnements à long terme?

10.1.2 Pourquoi n'a-t-il pas agi, dès ce moment, afin d'acquérir de telles ressources?

10.2 Est-ce que les analyses faites par le Distributeur relativement aux conséquences de desservir la quantité restante du Bloc réservé ont considéré uniquement sa capacité de le desservir, ou a-t-il aussi examiné l'opportunité de le desservir, en termes d'impacts tarifaires sur les autres classes de consommateurs, ou sur les bénéfices pour la société québécoise?

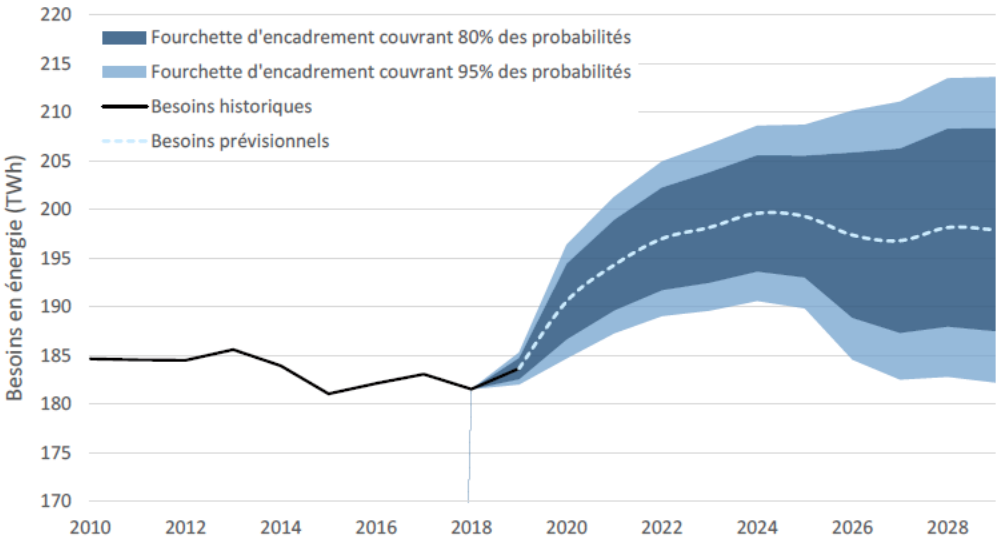
11 Référence (i): B-0043, p. 20, R3.7.1;
(ii) : R-4110-2019, B-0007, p. 34, Figure 2.5;
(iii) : B-0009, p. 24, Figure 6.2.

Citation (i) :

À la phase 3 du dossier R-4045-2018, le Distributeur a confirmé sa capacité à approvisionner la totalité du bloc de 300 MW. La prévision de la demande intégrait alors une prévision revue à la baisse de la charge anticipée associée à l'usage cryptographique. Le bilan d'énergie de l'État d'avancement 2020 montrait des achats d'énergie de court terme prévus relativement restreints jusqu'en 2026 inclusivement, puis de nouveaux approvisionnements de long terme étaient prévus à partir de 2027 (référence : tableau R-3.7-C). Ainsi, jusqu'en 2026, le bilan d'énergie montrait une capacité à acquérir davantage d'énergie sur les marchés de court terme et suffisamment pour répondre à une charge additionnelle équivalant au solde du bloc dédié en hiver.

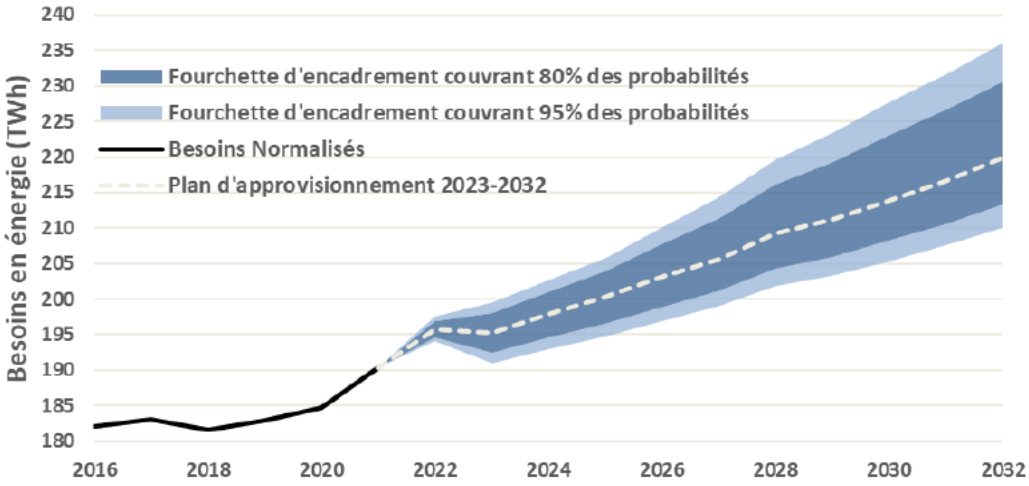
Citation (ii) :

FIGURE 2.5 :
FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN ÉNERGIE



Citation (iii) :

FIGURE 6.2 :
FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN ÉNERGIE



Demande :

11.1 Est-ce que l'État d'avancement 2020 incluait des fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande? Sinon, pourquoi pas?

11.2 Veuillez confirmer que la demande prévue dans le présent dossier pour les années 2026 et 2027 ne dépasse pas les fourchettes d'encadrement couvrant 80% ou 95% des probabilités produites dans le Plan d'approvisionnement 2020-2029 (référence (ii)).

11.3 Veuillez expliquer en détail comment le Distributeur a tenu compte de ses fourchettes d'encadrement avant de confirmer, lors de la phase 3 du dossier R-4045-2018, qu'il avait la capacité pour approvisionner la totalité du bloc de 300 MW sans de nouveaux approvisionnements à long terme, et que sa capacité à acquérir de l'énergie sur les marchés de court terme était suffisante pour répondre à une charge additionnelle équivalant au solde du bloc dédié en hiver.

11.4 Veuillez fournir en Excel les valeurs requises pour produire les figures des références (ii) et (iii).

12 Référence (i): B-0020, p. 53 ;
(ii) : B-0020, p. 19, Tableau 3.6;
(iii) : B-0020, p. 47.

Citation (i) :

Signal de coût évité de la puissance

Le bilan d'énergie du Distributeur montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins en énergie, qui surviennent essentiellement en hiver.

Préambule :

Ce bilan exclut les charges associées aux quantités restantes du Bloc dédié (tarif CB).

Citation (ii) :

TABLEAU 3.6 :
IMPACT DE L'AJOUT DE 270 MW DE PROJETS POUR USAGE CRYPTOGRAPHIQUE SUR LE BILAN D'ÉNERGIE EN INCLUANT LES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
BESOINS	**195,2**	**200,2**	**202,8**	**205,4**	**208,0**	**211,5**	**213,5**	**216,2**	**219,0**	**222,3**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	175,1	178,2	178,8	178,9	178,9	178,7	178,8	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,7	4,0	4,3	4,8	0,8					
Énergie rappelée - HQP	0,1	0,3	0,9	1,5	0,5	-	-	-	-	-
Contrats de puissance HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,07	0,16	0,17	0,19	0,20	0,20	0,22	0,21	0,20	0,21
Éolien	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4	10,0	9,9	9,1
Biomasse et petite hydraulique	2,9	2,9	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3	2,3	2,2	2,2
Nouveaux approvisionnements prévus*	**-**	**-**	**-**	**0,4**	**6,2**	**14,4**	**15,2**	**16,1**	**16,1**	**16,1**
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	1,6	3,1	3,6	4,1	5,6	4,4	4,6	5,6	6,0	6,0
▪ *Dont achats en hiver*	*1,5*	*2,8*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*
▪ *Dont achats hors hiver*	*0,1*	*0,3*	*0,6*	*1,1*	*2,6*	*1,4*	*1,6*	*2,6*	*3,0*	*3,0*
Approvisionnements de long terme	-	-	0,4	0,8	1,5	0,3	1,9	3,0	5,6	9,7
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	*3,7*	*0,7*	*0,1*	-	-	*0,2*	*0,1*	-	-	-

*Correspond aux quantités recherchées des A/O 2021-01 et 2021-02, soit 300 MW éolien (0,9 TWh) et 480 MW renouvelable (4,2 TWh) et celles découlant des Règlements du gouvernement pour le lancement d'appels d'offres d'ici décembre 2022, soit 1 000 MW éolien (3,1 TWh) et 1 300 MW renouvelable (7,8 TWh). Ces valeurs pourraient être différentes selon les projets qui seront retenus.

Citation (iii) :

> En considérant le scénario intégrant les nouveaux approvisionnements découlant des appels d'offres lancés en 2021 et ceux qui seront lancés en 2022, <u>les achats d'énergie prévus atteignent alors 10 TWh</u> sur une base annuelle en 2027. <u>Le Distributeur estime que, de ces 10 TWh, un volume d'au moins 4 TWh pourrait être acquis auprès du Producteur. En conséquence, le volume qui devrait alors être acquis sur les marchés hors Québec se situe sous les 6 TWh établis dans le critère de fiabilité</u>.

Demande :

12.1 Veuillez fournir une version révisée du Tableau 3.6 qui tienne compte de l'annulation des appels d'offres qui devaient être lancés en 2023.

12.2 Veuillez mettre à jour la Citation (iii), en tenant compte de l'annulation des appels d'offres qui devaient être lancés en 2023.

12.3 Dans la nouvelle version du Tableau 3.6 ci-avant demandé, veuillez indiquer les besoins pour desservir le tarif CB, ventilés entre les clients existants (ou engagés) et les quantités restantes du Bloc réservé.

12.4 Est-ce que le besoin de nouveaux approvisionnements à long terme pour les années 2025 à 2027, soit de 0,4 à 1,5 TWh (référence (ii)), est le seul empêchement à desservir cette clientèle?

12.5 Étant donné la Citation (iii), pourquoi le Distributeur ne pourrait-il pas se fier sur les achats auprès du Producteur pour desservir ses besoins additionnels d'ici 2028 ?

C. Les coûts évités (sujet 4)

13 Référence (i) : B-0020, p. 53;
(ii) B-0020, p. 52, Tableau 9.1;
(iii) : Hydro-Québec, Mémoire présenté à la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles, 31 janvier 2023, p.2 (https://www.assnat.qc.ca/Media/Process.aspx?MediaId=ANQ.Vigie.Bll.DocumentGenerique_186337&process=Default&token=ZyMoxNwUn8ikQ+TRKYwPCjWrKwg+vIv9rjij7p3xLGTZDmLVSmJLoqe/vG7/YWzz);
(iv) B-0043, p. 46, R9.1.2.

Citation (i) :

> À compter de 2027 :

> > le signal de prix est de 8,7 ¢/kWh ($ 2022) indexé à l'inflation, soit 6,5 ¢/kWh ($ 2022) pour la fourniture, à laquelle s'ajoutent les coûts de transport et d'équilibrage de 2,3 ¢/kWh ($ 2022). 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, incluant les ajustements indiqués au dossier R-4057-2018[16]. Compte tenu des appels d'offres en cours et prévus, ce signal sera révisé à mesure que les prix de l'électricité des nouveaux contrats seront connus.

Citation (ii) :

TABLEAU 9.1 :
COÛT DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Approvisionnements totaux										
Quantité (TWh)	195,2	197,8	200,4	203,1	205,6	209,2	211,2	213,8	216,6	220,0
Prix ($/MWh)	38,74	40,88	42,07	42,98	44,05	46,65	48,25	50,19	52,22	54,50
Coûts (M$)	7 561,5	8 088,2	8 430,9	8 728,5	9 058,4	9 757,7	10 188,5	10 731,6	11 313,0	11 989,1
Approvisionnements patrimoniaux										
Quantité (TWh)	175,1	176,8	177,8	178,7	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Prix ($/MWh)	30,19	32,24	33,15	33,84	34,49	35,18	35,88	36,60	37,33	38,08
Coûts (M$)	5 286,9	5 699,9	5 892,2	6 046,1	6 168,2	6 291,5	6 417,4	6 545,7	6 676,6	6 810,2
Approvisionnements postpatrimoniaux										
Quantité (TWh)	20,1	21,1	22,7	24,4	26,8	30,3	32,3	35,0	37,8	41,1
Prix ($/MWh)	113,4	113,4	112,1	109,8	107,9	114,4	116,7	119,7	122,7	126,0
Coûts (M$)	2 274,6	2 388,3	2 538,6	2 682,3	2 890,3	3 466,2	3 771,2	4 185,9	4 636,4	5 179,0
Approvisionnements de long terme en énergie [1]										
Quantité (TWh)	18,4	18,6	19,5	20,5	15,6	13,6	12,9	12,5	12,3	11,4
Prix ($/MWh)	113,51	114,76	114,65	112,60	118,10	123,66	125,41	128,07	130,21	134,05
Coûts (M$)	2 085,8	2 139,7	2 234,3	2 303,9	1 841,2	1 678,9	1 613,5	1 599,0	1 597,9	1 534,9
Énergie additionnelle requise										
Quantité (TWh)	1,7	2,4	3,2	4,0	11,2	16,7	19,4	22,5	25,5	29,7
Prix ($/MWh)	76,70	74,26	72,62	72,11	77,52	86,50	89,95	93,21	96,23	99,34
Coûts (M$)	129,4	179,9	229,7	286,0	867,5	1 446,8	1 748,2	2 094,5	2 454,9	2 946,2
Approvisionnements en puissance										
Coûts (M$)	59,5	68,7	74,7	92,5	181,6	340,5	409,5	492,4	583,5	697,8

[1] Inclut l'A/O 2015-01 (500 MW avec HQP)

Citation (iii) :

La situation énergétique du Québec s'est transformée radicalement au cours des dernières années. Après une longue période pendant laquelle le volume d'énergie disponible était élevé et les coûts d'approvisionnement des Québécois étaient bas (soit 3 ¢/kWh pour l'électricité patrimoniale), nous entrons dans une ère de forte demande et nous devrons augmenter la production d'électricité, et ce, à un coût beaucoup plus élevé (soit approximativement 11 ¢/kWh).

Citation (iv) :

TABLEAU R-9.1.2 :
CROISSANCE ANNUELLE DE L'IPC QUÉBEC

2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
6,7%	3,5%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%

Demandes :

13.1 Veuillez ventiler les 2,3 cents/kWh mentionnées à la Citation (i) entre le Transport et l'Équilibrage, en indiquant les sources des informations présentées.

13.2 Veuillez justifier l'hypothèse du Distributeur que l'inflation retournera à 2%/an d'ici 2024 et restera à ce niveau jusqu'en 2032.

13.3 Pour chaque année du Plan, veuillez présenter les coûts évités en dollars courants.

13.4 Veuillez concilier la citation (i) avec le Tableau 9.1. Si le coût évité à long terme est de 8,7 cents/kWh indexé, pourquoi est-ce que le prix moyen des approvisionnements de long terme en énergie monte de 123,66 $/MWh en 2028 à 134,05 $/MWh en 2032?

13.5 Veuillez concilier les citations (i) et (iii). Si le coût de la nouvelle production d'Hydro-Québec sera de 11 cents/kWh, pourquoi le Distributeur considère-t-il que son coût évité à long terme serait moins élevé?

14 Référence (i) : B-0020, p. 53;

Citation (i) :

> 2023 à 2026 inclusivement :

> le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,9 ¢/kWh ($ 2022), indexé à l'inflation ;

14.1 Veuillez fournir les références précises pour les intrants utilisés pour fixer le signal de coût évité hivernal à 6,9 cents/kWh ($ 2022)

15 Référence (i) : B-0043, p. 36-37, R6.1;
(ii) B-0045.

Citation (i) :

6.1 Veuillez expliquer, chiffres à l'appui, comment ont été établis le coût à la marge de l'électricité patrimoniale de 3,6 ¢/kWh et celui des achats de 1,0 ¢/kWh pour 2023 au tableau 12.8 de la référence (ii).

Réponse :

Le Distributeur souhaite préciser le titre de la colonne « Patrim ». Le titre adéquat est « Coût de l'énergie hors-hiver », correspondant au coût évité de la fourniture en énergie hors-hiver utilisé dans le présent dossier, majoré du taux de pertes du Distributeur. Avant 2023, ce coût correspondait au coût de l'énergie patrimoniale parce que des volumes d'énergie de ce bloc étaient encore disponibles, ce qui n'est plus le cas.

Le coût des achats est établi en fonction du coût des achats sur le marché NYISO Zone M, pondéré par le nombre d'heures d'achats, et majoré du taux de pertes du Distributeur.

Par ailleurs, une révision du calcul fait passer le coût des achats pour 2023 de 1,0 ¢/kWh à 0,9 ¢/kWh.

Le détail des données est présenté dans le fichier Excel HQD-04-1.1_R-6.2.xlsx.

Demandes :

15.1 Veuillez fournir une copie de B-0045, onglet R-6.2B où les formules de calcul sont conservées.

15.2 Veuillez expliquer les calculs menant à la valeur de 35,8$/MWh pour l'énergie patrimoniale en 2023 (cellule K5 de l'onglet R-6.2B de B-0045).

15.3 Veuillez clarifier la signification de la phrase « Avant 2023, ce coût correspondait au coût de l'énergie patrimoniale parce que des volumes d'énergie de ce bloc étaient encore disponibles, ce qui n'est plus le cas », en précisant en quoi les volumes d'énergie de ce bloc ne sont plus disponibles.

16 Référence (i) : B-0020, p. 55;
(ii) : B-0020, p. 58;

Citation (i):

De plus, la Régie ordonne au Distributeur de déposer, lors du présent plan d'approvisionnement :

> une évaluation des avantages et des inconvénients de la proposition du RNCREQ de fixer les coûts évités horaires en fonction de la charge totale prévue dans le plan d'approvisionnement, en utilisant les données historiques des années 2014 à 2021 et en apportant des ajustements si requis ;

> une comparaison des résultats de cette méthode avec ceux de la méthodologie actuelle ;

> une évaluation des avantages et des inconvénients de tenir compte des prix réels des achats de court terme réalisés durant les heures de pointe et de fine pointe des cinq hivers les plus récents ;

> les améliorations que le Distributeur estime souhaitable d'apporter à la méthodologie proposée dans le présent dossier et d'en évaluer l'impact, le cas échéant, sur les rentabilités et les offres des programmes ou des options tarifaires.

Citation (ii) :

Pour les raisons invoquées précédemment et des ressources qui seraient requises pour les réaliser, le Distributeur juge qu'il n'est pas opportun à ce stade-ci de refaire l'ensemble des analyses selon une approche proposée par un intervenant afin de comparer les résultats de celle-ci avec les résultats de sa méthode. En effet, il s'agit d'un travail laborieux dont le résultat n'apporterait que peu de valeur ajoutée au débat puisque les deux approches proposées, soit celles de l'AHQ-ARQ et du RNCREQ, comportent à la base des lacunes méthodologiques.

Demandes :

16.1 Veuillez préciser si le Distributeur est d'avis qu'il est relevé de son obligation de déposer « *une comparaison des résultats de cette méthode avec ceux de la méthodologie actuelle* », tel qu'ordonnée par la Régie à la citation (i) ?

16.2 Veuillez déposer une comparaison des résultats de cette méthode avec ceux de la méthodologie actuelle.

16.3 Est-ce que le Distributeur a déposé « *une évaluation des avantages et des inconvénients de tenir compte des prix réels des achats de court terme réalisés durant les heures de pointe et de fine pointe des cinq hivers les plus*

***récent*s », tel qu'ordonné par la Régie ? Le cas échéant, veuillez préciser où se trouve cette évaluation. Sinon, veuillez (a) expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas rempli cette demande de la Régie et (b) déposer une telle évaluation.**

D. Le photovoltaïque (sujet 9)

17 Référence (i) : B-0020, p. 26;
(ii) : B-0009, p. 33;
(iii) : Hydro-Québec, Plan stratégique 2022-2026, p. 10 (https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2022-03-25);
(iv) : Hydro-Québec, Plan stratégique 2022-2026, p. 27

Citation (i) :

Pour se faire, Hilo misera également sur les initiatives suivantes :

[…]

> la réalisation de projets pilotes de nouvelles technologies en vue de lancer de nouveaux produits : stockage intelligent, autoproduction solaire et autres ;

Citation (ii) :

8.2. Traitement en marge de l'impact en puissance des technologies émergentes

Lors du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, les hypothèses retenues par le Distributeur quant à l'impact à la pointe d'hiver des technologies émergentes étaient de 0,7 kW par véhicule électrique rechargé [Pour de plus amples détails sur la méthodologie utilisée, voir le dossier R-4057-2018, pièce HQD-4, document 1 (B-0012), section 3.2] et de 0 kW par système solaire photovoltaïque installé. Les impacts dérivés de cette analyse étaient considérés constants sur la période du précédent plan.

Or, dans le cadre du Plan, le Distributeur a raffiné son approche, permettant ainsi de prendre en compte l'effet de l'introduction progressive de ces technologies émergentes sur le profil de charge des besoins en puissance du Distributeur [Les technologies émergentes traitées de la façon décrite ici sont : véhicules électrique passagers, production solaire photovoltaïque distribuée et conversion des systèmes de chauffage en lien avec le programme biénergie].

Comme chacune de ces nouvelles technologies peuvent affecter le profil de charge de façon complétement différente [Par exemple, le déplacement de la charge et l'augmentation de la demande de pointe en soirée à la suite de la recharge cumulative de véhicules électriques ou la diminution de la demande en milieu de journée due à la production solaire distribuée], il n'est plus suffisant d'évaluer l'impact en pointe de ces technologies de façon indépendante et constante au moyen des modèles de prévision de la pointe usuels. Il apparaît donc maintenant essentiel de bien moduler l'impact de chacune de ces technologies sur le profil de la charge horaire. Ainsi, le Distributeur a développé une approche hybride combinant les extrants de son modèle de prévision de la pointe aux résultats obtenus des analyses horaires.

Plus précisément, dans le cadre du Plan, une analyse d'impact à la pointe des technologies émergentes est produite pour chaque année de la période de la prévision en prenant en compte simultanément l'effet de la progression de la demande et l'effet de l'interaction des technologies sur le profil de charge horaire des besoins du Distributeur. Le principal constat de cette analyse est que l'usage des véhicules électriques entraînera progressivement un déplacement des occurrences de la pointe matinale vers des occurrences de pointe de début de soirée (figure 8.2). Cet impact haussier des technologies émergentes combiné au déplacement de la pointe d'hiver issue du modèle de prévision doivent être pris en compte pour déterminer la prévision de la pointe d'hiver.

[nos soulignements]

Citation (iii) :

Par ailleurs, l'accroissement de la puissance de notre parc hydro-électrique existant et le recours à des filières renouvelables comme l'éolien et le solaire, qui pourraient être déployées rapidement à plusieurs endroits comme sources d'énergie complémentaires, représentent des options intéressantes pour combler les besoins additionnels.

Citation (iv) :

ORIENTATION 2 - Préparer notre réseau aux besoins énergétiques et technologiques de demain.

STRATÉGIE 2.1 - Faire évoluer le réseau électrique vers un système énergétique diversifié et intelligent.

Nos initiatives

Préparer le réseau à l'intégration de ressources énergétiques décentralisées (RED), d'un plus grand nombre de sources d'énergie variables et d'équipements permettant une participation accrue de la clientèle aux échanges d'énergie.

Au Québec, comme partout dans le monde, les RED et les énergies variables seront au coeur de la transition énergétique. Nous devrons en tenir compte dans la conception du système énergétique de demain. En plus de leurs avantages environnementaux, les RED nous permettront notamment d'optimiser nos approvisionnements futurs en électricité du fait qu'ils pourront réduire la pression sur le réseau en période de pointe.

À la lumière de ces nouvelles réalités, nous allons :

- faire évoluer nos systèmes d'exploitation et mettre à jour nos programmes de recherche-développement afin qu'ils nous éclairent sur les jalons à franchir pour intégrer les RED et les sources variables de façon optimale ;

- évaluer le potentiel d'intégration à notre réseau des RED et des filières de production variables, comme l'éolien et le solaire.

Les prochaines années seront cruciales, car nous devrons déterminer quelle proportion et quelle répartition de ces technologies seront optimales, notamment au regard de la fiabilité du système énergétique.

Préambule :

Depuis plusieurs années, le RNCREQ incite le Distributeur à encourager l'autoproduction et la microproduction d'énergies renouvelables, dont l'énergie solaire.

Dans plusieurs dossiers antérieurs, le Distributeur a indiqué son intention de modifier les conditions de mesurage net, mais il tarde toujours à agir en ce sens.

La citation (iii) fait référence aux analyses des effets « des technologies émergentes », dont l'énergie solaire (systèmes solaire photovoltaïque), mais ne mentionne aucune conclusion à l'égard de cette technologie.

Demande:

17.1 Veuillez préciser si le Distributeur entend céder entièrement le développement de l'autoproduction solaire à Hilo. Le cas échéant, veuillez préciser pourquoi. Sinon, veuillez élaborer sur la façon dont le Distributeur entend favoriser l'autoproduction solaire.

17.2 Le Distributeur a-t-il toujours l'intention de modifier les conditions de mesurage net? Le cas échéant, veuillez préciser comment et quand. Sinon, veuillez expliquer pourquoi il n'aurait plus cette intention?

17.3 Veuillez décrire en détail les analyses faites par le Distributeur concernant l'impact de la production solaire sur la pointe en hiver.

17.4 Existe-t-il un rapport ou document qui fait état de ces analyses et leurs conclusions? Le cas échéant, veuillez l'identifier et en produire une copie.

17.5 Veuillez préciser le nombre de MW installées et la production annuelle d'énergie solaire prévue pour chacune des années couvertes par le Plan, et préciser si cette production est incluse dans la prévision de la demande ou dans les approvisionnements.

17.6 Veuillez préciser comment le Plan tient compte de la Citation (iii), selon laquelle la filière solaire représente « [une option intéressante] pour combler les besoins additionnels ».

17.7 Veuillez préciser comment le Plan tient compte de la Citation (iv), selon laquelle des ressources énergétiques décentralisées (RED) devront permettre « une participation accrue de la clientèle aux échanges d'énergie ».

17.8 Plus spécifiquement, veuillez préciser quels sont les efforts du Distributeur pour évaluer le potentiel d'intégration à son réseau de la filière solaire, et comment l'intégrer.

17.9 Est-ce que le Distributeur considère que l'ajout d'une certaine quantité de production d'énergie solaire près des centres de consommation pourrait être utile afin de (i) augmenter la fiabilité du réseau, et de (ii) de réduire les achats de court terme pendant les heures ensoleillées? Veuillez élaborer sur vos réponses.

17.10 Quelle est la position du Distributeur relativement à l'opportunité de permettre l'intégration au réseau de la microproduction privée, qu'elle soit solaire ou issue d'autres filières renouvelables? Le cas échéant, veuillez élaborer sur les démarches entreprises et leurs résultats.

E. L'efficacité énergétique et la gestion de la puissance (sujet 10)

18 Références : (i) : B-0009, p. 44, Tableau 9.11;
(ii) : B-0009, p. 45, Tableau 9.12;
(iii) : B-0009, p. 45, Tableau 9.13;
(iv) : B-0009, p. 45, Tableau 9.14;
(v) : B-0020, p. 24;
(vi) : Hydro-Québec, Plan stratégique 2022-2026, p. 21 (https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2022-03-25);

Citation (i) :

TABLEAU 9.11 :
ÉCONOMIES D'ÉNERGIE (TWH) PRISES EN COMPTE DANS LES PRÉVISIONS DES VENTES[1]

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Secteurs										
Résidentiel	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
Commercial	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Industriel[2]	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
TOTAL	**0,9**	**0,8**	**0,7**	**0,7**	**0,7**	**0,6**	**0,6**	**0,6**	**0,5**	**0,5**

[1] *Les valeurs présentées exclues l'efficacité énergétique implicite des usages pour chaque secteurs de consommation.*

[2] *Les économies d'énergie font partie intégrante de la prévision du secteur Industriel, car elle incorpore directement des procédés optimisés. Elles sont donc implicitement incluses dans les usages du secteur.*

Citation (ii) :

TABLEAU 9.12 :
HISTORIQUE DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN ÉNERGIE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Secteurs										
Résidentiel	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Commercial	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2
Industriel	0,5	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2
TOTAL	**1,1**	**0,6**	**0,5**	**0,6**	**0,5**	**0,5**	**0,5**	**0,5**	**0,4**	**0,7**

Citation (iii) :

TABLEAU 9.13 :
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN ÉNERGIE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Secteurs											
Résidentiel	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Commercial	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Industriel	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Total	**0,7**	**0,9**	**0,9**	**0,9**	**0,9**	**0,9**	**0,9**	**1,0**	**0,9**	**0,8**	**0,7**

Citation (iv) :

TABLEAU 9.14 :
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN PUISSANCE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR

En MW	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Total	135	168	168	168	167	172	172	177	159	143	129

Citation (v) :

3.5. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

L'efficacité énergétique contribue aux bilans d'énergie et de puissance en réduisant la demande d'électricité. L'impact estimé de l'efficacité énergétique est pris en compte dans la prévision des besoins présentée à la pièce HQD-2, document 2, section 5.

Pour ce qui concerne les activités en efficacité énergétique du Distributeur, ce dernier prévoit poursuivre la commercialisation de ses programmes existants et accélérer le déploiement de certaines nouvelles initiatives qui s'appuient sur les trois leviers suivants :

> l'offre d'appuis financiers ;
> le soutien à la gestion de l'énergie ;
> les activités de sensibilisation et de formation.

Des campagnes marketing viseront à accroître la notoriété des programmes du Distributeur et à encourager la participation et l'adoption d'habitudes de consommation responsables en mettant notamment en valeur les avantages environnementaux et économiques de l'efficacité énergétique.

Économies d'énergie

Le tableau 3.8 présente le plan de développement des interventions en économie d'énergie du Distributeur afin d'atteindre les contributions annuelles en énergie présentées au tableau 9.13 de la pièce HQD-2, document 2. Les études de potentiel technico-économique réalisées par les firmes Technosim Inc. et Jacques Harvey Consultants et Associés [Études de potentiel technico-économique en énergie, 2021] ont notamment servi d'intrants à l'élaboration de ce plan.

TABLEAU 3.8 :
PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES INTERVENTIONS EN ÉCONOMIE D'ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

Clientèle	Interventions en économie d'énergie
Clientèle résidentielle	> Poursuivre la mise en marché du nouvel ***Outil de performance énergétique*** et le développement de nouvelles fonctionnalités > Accroître les activités de formation dans les établissements d'enseignement et dans les médias sociaux > Mettre en marché une Offre globale évolutive avec appuis financiers pour encourager l'implantation de certaines mesures rentables (thermopompes, accumulateurs de chaleur, panneaux solaires pour piscine, etc.) pour les bâtiments existants et les nouvelles constructions > Relancer progressivement le programme de remplacement de réfrigérateurs pour les ménages à faible revenu en collaboration avec les associations de consommateurs

Citation (vi) :

ORIENTATION 1 - Être un moteur de la décarbonation efficiente du Québec.

STRATÉGIE 1.1 - Aider le Québec à mieux consommer.

Nos initiatives

Intensifier nos efforts en efficacité énergétique pour atteindre 4 TWh d'économies d'énergie d'ici 2025 et 8,2 TWh à l'horizon 2029.

L'adoption collective de comportements favorisant une utilisation plus judicieuse de l'énergie permettra de retirer des bénéfices tant économiques qu'environnementaux. Grâce notamment aux nouvelles technologies, il est possible de le faire tout en conservant, voire en améliorant le confort.

Pour atteindre notre cible d'économies d'énergie, nous miserons notamment sur :

- des offres simples, flexibles et intégrées favorisant une expérience client positive ;
- de nouveaux programmes adaptés à chaque segment de la clientèle et à chaque secteur d'activité ;
- des appuis financiers bonifiés pour les meilleures mesures à mettre en place, notamment par la clientèle résidentielle, comme des projets visant de nouvelles constructions ou la rénovation de bâtiments existants.

[nos soulignements]

Demandes :

18.1 Veuillez concilier la citation (vi) avec les citations (i) et (ii).

18.2 Veuillez expliquer en quoi les stratégies mentionnées à la Citation (iv) seront adéquates afin d'atteindre les cibles de la Citation (vi).

19 Références : (i) B-0011, p. 25-26;
(ii) R-4110-2019, B-0042, p. 41, Annexe A (Convention cadre et Contrat de service);
(iii) « À cause des tricheurs, Hydro-Québec songe à changer les règles d'Hilo » (https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1954691/tricheurs-hilo-hydro-quebec-consommation-electricite-remise);
(iv) « Hilo coûte cher et ne répond pas aux attentes d'Hydro-Québec » (https://www.ledevoir.com/economie/769467/hilo-coute-cher-et-ne-repond-pas-aux-attentes);
(v) « Des dizaines de millions engouffrés dans Hilo » (https://www.ledevoir.com/economie/775387/hilo-coute-des-dizaines-de-millions-

de-dollars-a-hydro-quebec);

Citation (i) :

Le nombre de clients résidentiels ayant adhéré à l'offre d'Hilo dépasse maintenant les 17 000 clients. Lors de l'hiver 2021-2022, le taux de participation moyen de la clientèle a été de 98 % et la réduction de puissance moyenne observée par participant de 2,5 kW. Cette dernière devrait être en croissance sur la période du Plan compte tenu, entre autres, du déploiement de nouveaux produits.

Préambule :

La Convention cadre de la référence (ii) prévoit (art. 7) le dépôt du sommaire de son « Plan marketing cinq (5) ans » le 1er avril de chaque année. Selon l'art. 11, le comité de gestion se réunit tous les trimestres ou plus fréquemment, afin notamment d'assurer le suivi du Plan marketing, de planifier la mise en place de nouveaux Contrats de service, et de faire le suivi de la bonne exécution des Contrats de service.

Le Contrat de service – Gestion de la Puissance (p. 56 et suivantes de la même référence (ii)) prévoit notamment à l'art. 5 le dépôt de « L'engagement annuel en réduction de la demande de puissance » avant le 1er octobre de chaque année, ainsi qu'un rapport détaillé avant le 1er juin de chaque année.

À l'art. 7, il fixe les cibles prévisionnelles, avec notamment des valeurs de 124,3 MW en 2021 de 274,4 MW en 2022 et de 427,9 MW en 2023, en précisant que Hilo « doit mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre » ces cibles.

À l'art. 10.2, il fixe une rémunération incitative selon le nombre de clients, sur une base trimestrielle.

Citation (iii) :

« Si on est un peu malhonnête, on pourrait chauffer la maison les fenêtres ouvertes, souder dans le garage pour le fun, faire le lavage, le séchage et faire aller le lave-vaisselle pendant la période d'ancrage, tout ça pour augmenter l'effacement possible, par la suite, fermer le *main breaker* et bonjour les bidoux $$$. »

Citation (iv) :

Hydro-Québec cultive de grandes ambitions pour sa filiale : elle croit qu'Hilo va dégager plus de 600 mégawatts (MW) de puissance en période de pointe dès 2029. Il y a loin de la coupe aux lèvres. Selon des documents internes obtenus par Le

Devoir, Hilo n'a libéré en moyenne que 10 MW de puissance lors des pointes l'hiver dernier, alors que les attentes de sa société mère s'élevaient à 28 MW.

Pour l'hiver prochain, Hydro-Québec se donne comme objectif de presque quintupler le rendement d'Hilo, soit de le porter à 47 MW, et de rallier 33 500 abonnés, selon les documents que nous avons obtenus, datés de juillet. Ce sera ardu. La semaine dernière, un porte-parole de la société d'État a déclaré à Radio-Canada qu'Hilo comptait 20 000 clients.

Un outil coûteux

Les informations obtenues par Le Devoir montrent également qu'Hilo est l'outil le plus coûteux par kilowatt (kW) dans l'arsenal d'Hydro-Québec pour réduire la demande en période de pointe. En moyenne, les gains réalisés grâce à Hilo l'hiver dernier ont coûté 136 $ par kW. Les autres outils, comme le « crédit hivernal » pour les clients résidentiels ou le programme de « gestion de la demande en puissance » de la clientèle industrielle, ont coûté 60 $ ou moins par kW.

Citation (v) :

Depuis la création d'Hilo, une filiale d'Hydro-Québec vouée à l'économie d'énergie, la société d'État y a injecté au moins 30 millions de dollars, selon les estimations du Devoir. Malgré ces investissements notables, la filiale indépendante est encore loin d'atteindre ses objectifs. Sa maison mère confirme maintenant son rapatriement partiel au sein d'Hydro-Québec, deux mois après avoir remercié son directeur.

[…]

Pour donner le coup de barre nécessaire à l'organisation, Hydro-Québec a repris le contrôle d'Hilo cet automne. Après avoir remercié le directeur général de la filiale, Sébastien Fournier, la société d'État s'est mise aux commandes de son conseil d'administration en y nommant ses vice-présidents. C'est la directrice Planification commerciale et Intelligence client chez Hydro-Québec, Martine Fillion, qui assure la direction d'Hilo.

La société d'État confirme maintenant au Devoir le rapatriement partiel de la filiale. « On peut aller chercher une plus grande synergie entre les deux organisations. C'est sûr qu'il y a des doublons avec certaines activités chez Hydro-Québec », dit M. Fillion, citant en exemple le marketing, la commercialisation et les opérations.

La filiale restera autonome sur le plan du développement technologique. « Hilo va rester notre bras technologique pour toute l'innovation qui se fait au-delà du compteur. On est très actif sur le plan résidentiel, mais on a aussi commencé depuis cet été à déployer nos technologies pour les volets affaires », dit-il.

Préambule :

La référence (iv) indiquait le prix payé selon le contrat avec Hilo, en $/kW/année.

Demande :

19.1 Veuillez confirmer ou corriger l'affirmation à la Citation (iv) à l'effet que la réduction réelle de la puissance fournie par Hilo en 2021-2022 était de 10 MW, soit loin en deçà de ses cibles de réduction de puissance de 124,3 MW en 2021 et de 274,4 MW en 2022.

19.2 Veuillez préciser quelle est la période couverte par chacune des années indiquées au tableau de l'article 7.1 du Contrat de service (par exemple : est-ce que « 2022 » signifie l'hiver 2021-22, ou plutôt l'hiver 2022-23, ou encore du 1er janvier au 31 décembre).

19.3 Est-ce d'autres Contrats de service ont été conclus entre le Distributeur et Hilo, à part celui produit à la référence (ii)? Le cas échéant, veuillez le (ou les) déposer.

19.4 Veuillez fournir copie des « Plan marketing cinq (5) ans » d'Hilo pour chaque année depuis 2020.

19.5 Veuillez fournir copie de chaque « engagement annuel en réduction de la demande de puissance » depuis 2020.

19.6 Veuillez fournir le rapport détaillé produit annuellement avant le 1er juin, tel que l'exige l'art. 5 du Contrat de service – GDP, pour chaque année depuis 2020.

19.7 Veuillez fournir les minutes, procès-verbaux ou tout autre document produit lors des rencontres du Comité de gestion, depuis 2020.

19.8 Veuillez fournir un tableau indiquant, pour chaque hiver depuis 2019 :
- les engagements selon le Contrat de service;
- le nombre de clients résidentiels d'Hilo;
- le taux de participation aux défis des clients;
- la réduction moyenne de puissance par client;
- la réduction de puissance totale;
- la rémunération incitative (basée sur le nombre de clients); et
- la rémunération basée sur la réduction de la puissance.

19.9 Veuillez expliquer les changements survenus à l'égard de la relation entre Hydro-Québec et sa filiale Hilo, mentionnés aux références (iii), (iv) et (v).

19.10 Veuillez élaborer sur les options qui s'ouvrent au Distributeur pour réaliser le potentiel en GDP de sa clientèle, dans le cas où Hilo ne réussit pas à atteindre ses cibles.

19.11 Veuillez confirmer le « rapatriement partiel au sein d'Hydro-Québec », ainsi que le fait que c'est la directrice Planification commerciale et Intelligence client chez Hydro-Québec, Martine Fillion, qui assure la direction d'Hilo (citation (v)).

19.12 Est-ce que Hilo fait maintenant partie des « activités de Distribution d'Hydro-Québec », selon le Distributeur ? Veuillez élaborer sur votre réponse.

19.13 Veuillez confirmer que le coût de la puissance fournie par Hilo était de 136 $/kWh l'hiver dernier, comparé à 60$ ou moins pour les autres ressources en GDP.

F. Le parc existant de chauffe-eau (sujet 12)

20 Référence : (i) B-0011, p. 25-26
(ii) Solution intelligente Hilo pour chauffe-eau (beta) (https://www.hiloenergie.com/fr-ca/produits/solution-chauffe-eau-beta),
(iii) Offre HydroSolutions pour chauffe-eau compatible avec Hilo (https://www.hydrosolution.com/chauffe-eau/60-gallons);
(iv) R-4110-2019, B-0079, p. 7, R45.3;
(v) R-4110-2019, B-0033, p. 66-69;
(vi) B-0043, p. 27, R4.2.

Citation (i) :

3.6. GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE – SUIVI DES ACTIVITÉS D'HILO

Le nombre de clients résidentiels ayant adhéré à l'offre d'Hilo dépasse maintenant les 17 000 clients. Lors de l'hiver 2021-2022, le taux de participation moyen de la clientèle a été de 98 % et la réduction de puissance moyenne observée par

participant de 2,5 kW. Cette dernière devrait être en croissance sur la période du Plan compte tenu, entre autres, du déploiement de nouveaux produits.

Comme mentionné dans le Plan d'approvisionnement 2020-2029, dans le but d'atteindre ses objectifs de pénétration de marché et de réduction de puissance, Hilo vise à introduire de nouveaux produits dans la période 2022-2024 tels que la solution intelligente pour chauffe-eau, les thermostats pour plancher chauffant et les thermostats pour chauffage central, auxquels s'ajoute la solution de recharge intelligente pour véhicules électriques. » [nous soulignons]

Citation (ii) :

Hilo lance sa nouvelle solution intelligente pour chauffe-eau électrique, en partenariat avec HydroSolution. Il s'agit du premier contrôleur de charge électrique avec sonde de température répondant aux exigences de santé publique.

[…]

Les critères d'admissibilité à la Solution intelligente Bêta pour chauffe-eau électrique du service de maison intelligente Hilo sont les suivants (ces critères d'admissibilité peuvent varier) :

[…]

(iii) Avoir un système de chauffe-eau électrique fonctionnel et compatible avec la Solution de chauffe-eau intelligent (et affiché comme tel sur le site Web Hilo) pendant toute la durée de l'Entente.

Préambule:

En date des présentes, la référence (iii) indique un prix de location à partir de 14,99$/mois (moins un rabais de 3$/mois) plus taxes, ou un prix d'achat de 1 139$ + taxes, moins un rabais de 50$.

Citation (iv):

45.3 Veuillez fournir l'estimation du Distributeur (ou d'Hilo) de l'évolution de la pénétration du chauffe-eau anti-légionelle pendant la période du Plan.

Réponse :

[…]

Hilo émet l'hypothèse conservatrice que 7 % de ses clients s'équiperont d'un chauffe-eau antilégionelle pouvant participer à son programme de GDP

résidentielle (les défis Hilo) à l'horizon du Plan. L'évolution du taux de pénétration de la technologie sera suivie de près et des ajustements à l'offre seront possibles pour favoriser l'adoption du produit.

Préambule:

La référence (v), à la page 64, indique un PTÉ de 0,1 + 0,5 + 54,0 = 54,6 MW pour des chauffe-eau résidentiels de 60 gallons, et un PTÉ de 1,9 + 53,3 + 591,5 = 646,7 MW pour des chauffe-eau résidentiels de 60 gallons, basé sur un coût de la mesure (incluant installation) de seulement 250 $.

Citation (vii) :

4.2 Veuillez préciser si la solution intelligente pour chauffe-eau en élaboration chez Hilo (réf. (i)) devrait être disponible uniquement pour les nouveaux chauffe-eaux ou si elle pourrait couvrir une partie du parc des chauffe-eaux existants. Veuillez élaborer.

Réponse :

Comme indiqué lors des audiences du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*[2], Hilo étudie les différentes options pour contrôler la charge du parc de chauffe-eau existants afin de l'ajouter aux technologies déjà offertes à sa clientèle. Toutefois les solutions étudiées doivent respecter le critère anti-légionellose du ministère de la Santé et des Services sociaux.

Ainsi, Hilo est présentement à analyser les résultats du projet pilote, réalisé en collaboration avec HydroSolution, pour tester sa solution intelligente pour chauffe-eau électrique, afin de déterminer si celle-ci est satisfaisante d'un point de vue de la disponibilité des chauffe-eau pour interruption lors des évènements de réduction de puissance, toujours dans le respect des exigences de santé publique concernant le critère anti-légionellose, et si elle est financièrement rentable et donc, commercialisable.

Préambule :

La réponse à la question 4.2 de la Régie ne répond pas explicitement à la question demandée.

Demande :

20.1 Veuillez préciser votre réponse à la question posée par la Régie en Citation (vii), en indiquant précisément si la solution en élaboration « devrait être disponible <u>uniquement</u> pour les nouveaux chauffe-eaux <u>ou</u> si elle pourrait <u>couvrir une partie</u> du parc des chauffe-eaux existants. » Veuillez élaborer.

20.2 Veuillez confirmer que le chauffe-eau de 60 gallons de Giant commercialisé par HydroSolutions est le seul modèle disponible

aujourd'hui qui est « compatible avec la Solution de chauffe-eau intelligent (et affiché comme tel sur le site Web Hilo) ». Sinon, veuillez indiquer tout autre modèle qui satisfait ces critères.

20.3 Veuillez indiquer si Giant (ou un autre fabricant) est en train de développer un modèle de chauffe-eau à 40 gallons compatible avec Hilo.

20.4 Veuillez confirmer qu'aucun chauffe-eau produit avant 2022 n'y est compatible.

20.5 Veuillez confirmer que l'estimation du PTÉ selon la référence (v) n'est pas applicable à la technologie compatible avec Hilo, parce que le coût de la mesure est plus de quatre (4) fois plus élevé que celui de 250$ indiqué à la référence.

20.6 Veuillez fournir une estimation du potentiel technico-économique de chauffe-eau compatibles avec Hilo, à l'horizon 2025, 2030 et 2032.

20.7 Veuillez confirmer que le modèle antilégionnelle de Giant commercialisé par HydroSolutions est significativement plus cher que les autres modèles de même taille sur le marché, y compris le modèle ÉcoPeak de Giant, aussi commercialisé par HydroSolutions.

20.8 En lien avec la référence (iv), veuillez indiquer si Hilo maintient toujours en date des présentes son hypothèse dite « conservatrice » que 7 % de ses clients s'équiperont d'un chauffe-eau antilégionelle pouvant participer à son programme de GDP résidentielle (les défis Hilo) d'ici 2029 ?

20.9 Dans tous les cas, veuillez indiquer si pour sa part le Distributeur croit toujours réaliste cette hypothèse dite « conservatrice », et justifier en conséquence la position du Distributeur à cet égard.

20.10 Est-ce que le Distributeur maintient toujours la possibilité de faire affaires avec d'autres agrégateurs pour l'acquisition de moyens de gestion de puissance provenant de la clientèle résidentielle?

20.11 Le Distributeur est-il ouvert à travailler avec d'autres agrégateurs afin d'exploiter le potentiel en GDP du parc de chauffe-eau conventionnels? Sinon, pourquoi pas?

Référence : (i) B-0011, p. 25-26;
(ii) R-4110-2019, C-RNCREQ-0044, s. 1.1.3, p. 12-16;
(iii) R-4110-2019, B-0047, p. 51 (lettre du MSSS);

(iv) R-4110-2019, B-0047, p. 119 (lettre d'HQ au MSSS);
(v) R-3986-2016, B-0081, p. 23, Annexe A (Rapport technique d'IREQ);
(vi) Sinopé dévoile Calypso, un contrôleur de chauffe-eau intelligent conçu pour générer les économies d'énergie les plus payantes (https://www.sinopetech.com/blog/2022/12/01/sinope-technologies-devoile-calypso/);
(vii) Sinopé, Nouveau contrôleur intelligent de chauffe-eau (https://www.sinopetech.com/produits/controleur-de-charge-electrique/calypso-controleur-de-chauffe-eau-intelligent-rm3500zb-zigbee);
(viii) B-0043, p. 28, R4.3.

Citation (i)

> 3.6. GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE – SUIVI DES ACTIVITÉS D'HILO
>
> Le nombre de clients résidentiels ayant adhéré à l'offre d'Hilo dépasse maintenant les 17 000 clients. Lors de l'hiver 2021-2022, le taux de participation moyen de la clientèle a été de 98 % et la réduction de puissance moyenne observée par participant de 2,5 kW. Cette dernière devrait être en croissance sur la période du Plan compte tenu, entre autres, du déploiement de nouveaux produits.
>
> Comme mentionné dans le Plan d'approvisionnement 2020-2029, dans le but d'atteindre ses objectifs de pénétration de marché et de réduction de puissance, Hilo vise à introduire de nouveaux produits dans la période 2022-2024 tels que la solution intelligente pour chauffe-eau, les thermostats pour plancher chauffant et les thermostats pour chauffage central, auxquels s'ajoute la solution de recharge intelligente pour véhicules électriques. » [nous soulignons]

Préambule :

À la référence (ii), le RNCREQ a résumé l'évolution du dossier chauffe-eau qui a mené à l'annonce d'Hydro-Québec du critère de « maintenir une température de 55°C pendant au moins 4 heures par jour dans le bas du réservoir », et de l'adoption par le MSSS de la recommandation de l'INSPQ de « la mise en place du programme de délestage, tant que le programme est réalisé exclusivement avec des chauffe-eau électriques respectant le critère de température de 55°C pendant au moins 4 heures au fond du chauffe-eau électrique ».

Cet exposé démontre que ces critères se basent ultimement sur une étude de l'IREQ qui a été déposé en preuve dans le dossier R-3986-2016, phase 2[1]. Cette étude a fait

[1] R-3986-2016, phase 2, B-0081, Annexe A, Plante et Laperrière, programme de débranchement des chauffe-eau — Impact sur la santé.

l'objet d'une longue série de DDR par l'intervenant CaSA[2]. Toutefois, la Régie a mis fin à l'étude du dossier sans que ces DDR n'obtiennent de réponse[3].

Citation (iii) :

> En bref, l'INSPQ recommande la mise en place du programme de délestage, tant que le programme est réalisé exclusivement avec des chauffe-eau électriques respectant le critère de température de 55 °C durant au moins quatre heures au fond du chauffe-eau électrique. Le ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS) appuie cette recommandation.

Citation (iv) :

> En janvier 2016, la Dr Danielle Laurier, alors directrice Santé et sécurité d'Hydro-Québec, vous a informé d'un projet ayant pour objet le débranchement à distance des chauffe-eau électriques durant quelques heures lors des périodes hivernales de pointe de la demande d'électricité.
>
> Le ministère de la Santé et des Services Sociaux (le « MSSS ») a alors demandé à l'Institut national de santé publique du Québec (l' « INSPQ ») d'examiner ce projet. Le résultat de cette consultation a été transmis à Hydro-Québec en juin 2016. L'INSPQ était défavorable à un tel projet en raison d'incertitudes sur l'impact appréhendé sur la santé publique. Le MSSS a alors réitéré la nécessité de trouver une solution technique à la contamination des chauffe-eau par les légionelles.
>
> Hydro-Québec a pris acte de l'orientation de l'INSPQ et a décidé de mettre en œuvre son projet uniquement sur des chauffe-eau munis de solutions permettant d'éviter la prolifération de légionelles. Hydro-Québec a ainsi développé et testé avec succès des solutions techniques permettant d'éliminer tout risque de contamination de légionelles dans les chauffe-eau électriques. Des tests de validation bactériologique ont été réalisés par la Chaire industrielle CRSNG en eau potable de Polytechnique Montréal. De plus, le protocole de validation bactériologique a été élaboré avec la collaboration d'un médecin spécialiste de l'INSPQ.
>
> Ces travaux ont permis de préciser les conditions requises en termes de température et de durée de maintien de cette température pour éviter la contamination par les légionelles. Ainsi, sur la base des données de la littérature scientifique et des études de validation réalisées à Polytechnique Montréal, le critère retenu consiste à maintenir une température de 55° Celsius pendant au moins 4 heures par jour dans le bas du réservoir. Vous trouverez, en annexe, la justification de ce critère établi par les spécialistes de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) et de la direction Santé et sécurité d'Hydro-Québec. Non seulement le respect de ce critère évitera la prolifération de légionelles au bas du réservoir mais il permettra également de détruire à plus de 99 % les légionelles qui sont introduites en faible quantité dans les chauffe-eau par les réseaux d'alimentation en eau potable, indépendamment de l'interruption du chauffe-eau.

---

[2] R-3986-2016, phase 2, C-CaSA-0009.
[3] Voir la Décision D-2018-151.

Citation (v) :

Environ 30 % des chauffe-eau électriques sont contaminés par la légionelle. Cette situation résulte de la conception du chauffe-eau, qui maintient en permanence au fond du réservoir un volume d'eau à une température de 30 à 40°C, favorable à la prolifération de ces bactéries. On peut estimer que la contamination des chauffe-eau électriques par la légionelle est à l'origine d'environ 80 cas par an de pneumonies causées par les légionelles au Québec avec un taux de décès se situant entre 10 et 20 %.

La majorité des chauffe-eau électriques ne sont pas ajustés à une température de 60°C. Les données montrent qu'en moyenne, la température du réservoir est plutôt de 57 °C, une situation qui augmente sensiblement le taux de chauffe-eau contaminés. Le risque actuel d'être exposé à de l'eau tiède du fond du réservoir est de 7,6 % pour un réservoir de 180 L sans débranchement à distance. Pour un réservoir de 270 L, le risque actuel est de 0,6 %. Puisque les augmentations de risque de manque d'eau chaude causées par les débranchements ne surviennent que quelques jours par an et que les débranchements surviennent en période hivernale, pendant laquelle l'incidence de la maladie est faible, l'impact potentiel est faible.

Le calcul montre que le nombre de cas attribuables au débranchement des chauffe-eau serait de l'ordre de 0,65 cas par année en supposant :

i) dix journées de débranchement (un débranchement de 5 heures le matin et un débranchement de 5 heures en après-midi) durant les mois de janvier et février.

ii) débranchement sur 500 000 chauffe-eau électriques soit approximativement 20 % de tous les chauffe-eau de 180 litres et 270 litres du Québec.

iii) répartition égale des chauffe-eau de 180 litres et de 270 litres.

iv) tous les cas de pneumonies causées par la contamination du chauffe-eau résultent d'un épisode de manque d'eau chaude.

[nos soulignements, gras dans l'original]

Citation (vii) :

Citation (viii) :

4.3 Considérant le fort potentiel d'effacement du parc de chauffe-eaux existants, veuillez commenter si une offre telle que le contrôleur Calypso (réf. (iv)) pourrait éventuellement faire l'objet d'un programme d'aide en efficacité énergétique de la part du Distributeur pour les participants à la tarification dynamique.

Réponse :

Le contrôleur Calypso commercialisé par Sinopé est un outil de gestion de la puissance qui pourrait éventuellement faire l'objet d'un programme d'aide s'il est conforme aux exigences du ministère de la Santé et des Services sociaux.

Demande :

21.1 Veuillez confirmer :

21.1.1 que les « <u>exigences du ministère de la Santé et des Services Sociaux</u> » auxquelles fait référence la Citation (viii) sont celles mentionnées à la Citation (iii), soit des chauffe-eau électriques

respectant le « critère de température de 55ºC durant au moins quatre heures au fond du chauffe-eau électrique »;

21.1.2 que ces exigences étaient recommandées au MSSS par l'INSPQ;

21.1.3 que ces exigences étaient recommandées à l'INSPQ par Hydro-Québec;

21.1.4 que cette recommandation d'Hydro-Québec s'appuie sur le rapport de la référence (v);

21.1.5 que la Régie ne s'est jamais prononcée sur le rapport de la référence (v), même s'il a été déposé dans un dossier réglementaire;

21.1.6 que la force probante de l'étude IREQ, incluant ses hypothèses et conclusions, n'a jamais été éprouvée devant la Régie, étant donné que les Demandes de renseignements en relation à cette étude n'ont pas eu réponse vu la fermeture du dossier R-3986-2016 phase 2 par la Régie;

21.1.7 que Hydro-Québec fait toujours siennes les conclusions de l'étude IREQ ;

21.1.8 Le cas échéant, veuillez fournir les réponses aux DDR Q.2 à Q.26 de R-3986-2016, phase 2, C-CaSA-0009, comme si elles étaient récitées ici au long.

21.2 De l'avis du Distributeur, est-il impossible d'exploiter les chauffe-eau conventionnels comme ressource de GDP sans créer un risque additionnel d'infection par la légionelle ?

21.3 Veuillez confirmer que, pour pouvoir affirmer que le contrôleur Sinopé « est conforme aux exigences du ministère de la Santé et des Services sociaux », il devra nécessairement respecter « le critère de température de 55ºC durant au moins quatre heures au fond du chauffe-eau électrique ».

21.4 Veuillez confirmer qu'aucun chauffe-eau disponible au Québec, autre que celui qui fait l'objet d'un projet pilote avec Hilo, ne répond à ce critère.

21.5 Le Distributeur convient-il que, avec un prix au détail de seulement 105$ (+ 20$ pour la quincaillerie) (référence (vii)) et avec une compatibilité avec des chauffe-eau conventionnels, le système Calypso de Sinopé a un potentiel technico-économique beaucoup plus grand que celui du « chauffe-eau intelligent » d'Hilo?

21.6 Quelles sont les intentions du Distributeur à l'égard du potentiel GDP que représente le parc de chauffe-eau électriques conventionnels au Québec ?

G. Identification des activités

22 Référence : (i) B-0002, para. 1;
(ii) *La Presse*, « Hydro-Québec se débarrasse de ses divisions », 24 février 2021 (https://www.lapresse.ca/affaires/2021-02-24/hydro-quebec-se-debarrasse-de-ses-divisions.php)
(iii) Organigramme de la Haute Direction d'Hydro-Québec, 20 février 2023 (https://www.hydroquebec.com/data/a-propos/pdf/direction-generale_hq_sommaire.pdf?v=20230220);

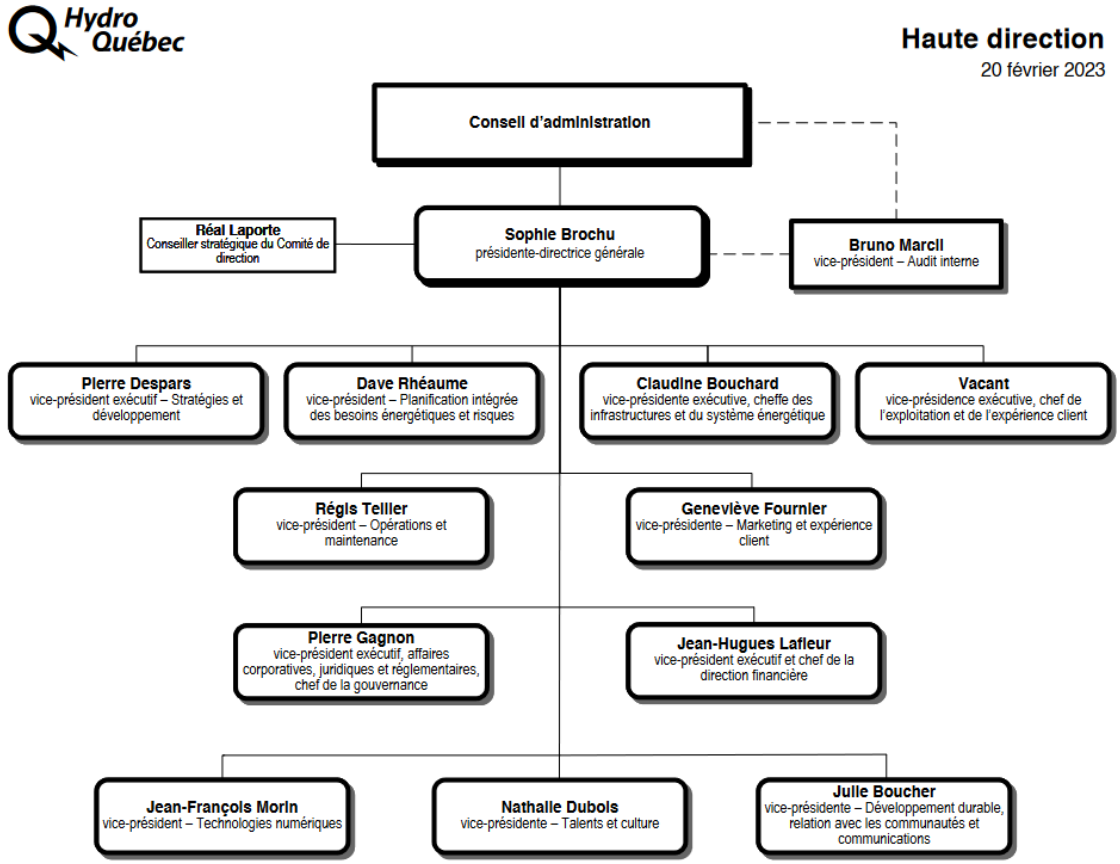
Citation (i) :

1. Hydro-Québec est une entreprise dont certaines des activités, notamment celles relatives à la distribution d'électricité (le « Distributeur » ou « Hydro-Québec ») sont assujetties à la compétence de la Régie de l'énergie (la « Régie »), dans la mesure prévue à la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi »).

Citation (ii) :

Hydro-Québec a décidé d'éliminer ses trois divisions fonctionnelles créées il y a plus de 20 ans pour redevenir une seule entité.

Citation (iii) :



Préambule :

Dans le contexte créé par la loi 116 en 2000, où la structure Hydro-Québec comportait entre autres les divisions Distribution, Transport et Production, il était raisonnable de croire que, sauf exception, toute activité d'Hydro-Québec Distribution correspondait à une activité du « Distributeur » au sens de la LRÉ, et ainsi de suite pour les divisions de Transport (TransÉnergie) et Production. Dans le contexte des modifications structurelles décrites aux références (ii) et (iii), il y a lieu de mieux comprendre les frontières entre ces différentes « activités ».

Demande :

22.1 Dans la mesure où n'y a plus de division administrative entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production, veuillez expliquer en vertu de quels critères, selon Hydro-Québec, un achat d'électricité est une activité de distribution, et quand il est une activité de production.

22.2 Plus spécifiquement, veuillez confirmer que les achats d'électricité de source éolienne suite aux appels d'offres ordonnés par décret jusqu'à maintenant constituaient des activités de distribution.