RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^{O} 1 DU RNCREQ

Note du Distributeur :
Plusieurs hyperliens des références de l'intervenant ne correspondent pas aux libellés ou aux citations d'où seraient extraites les citations

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;

Réponse :

Le Distributeur est d'avis que les demandes de renseignements doivent permettre de préciser ce qui n'est pas clair, ambigu ou imprécis, dans les informations que le Distributeur est tenu de fournir dans le cadre d'un dossier réglementaire. La Régie a déjà statué à plusieurs reprises sur l'utilité des demandes de renseignements[1].

Ainsi, le Distributeur juge qu'il n'a pas à commenter ou à confirmer des informations d'un document comme demandé par l'intervenant, car la question porte sur un document qui n'est pas déposé en preuve par le Distributeur, conformément à l'article 25 du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*.

Par ailleurs, l'intervenant pourra apprécier la hauteur de la demande de l'année 2022 lorsque le Distributeur aura complété le suivi annuel 2022 de l'Entente globale cadre qui sera déposé à la Régie en mai prochain.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.1.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.1. Cela étant, le Distributeur confirme que ses moyens de gestion avaient été fortement sollicités 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;

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.1. Cela étant, le Distributeur ne dispose pas de cette information qui concerne Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur).

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] **À cet égard, voir notamment les décisions de la Régie D-2008-014 (page 4) et D 2011-154 (paragr. 37).**

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.1. Cela étant, voir la réponse à la question 1.1.4.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.1. Cela étant, l'intervenant pourra apprécier tous les approvisionnements de court terme du Distributeur pour la pointe 2022 via le suivi de la Dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour des contrats d'approvisionnement de court terme et le suivi de l'Entente globale cadre.

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?

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.1 de la demande de renseignements nº 1 de la FCEI à la pièce HQD-4, document 7.

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.

Réponse :

Sans objet.

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).

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Il rappelle que la prévision en puissance de la pointe d'hiver se base sur une température nettement inférieure à -12°C.

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Cependant, le Distributeur précise que pour les besoins de l'analyse présentée par l'intervenant, la moyenne n'est pas une statistique appropriée. Les pointes varient significativement d'une année à l'autre[2]. Ce faisant, l'intervenant devrait plutôt considérer la contribution maximale survenant lors d'un hiver particulièrement froid. Par exemple, plus de 90 % des 300 heures maximales enregistrées en 2015 sont survenues lorsque la température était sous -12°C à Montréal.

[2] **Dossier R-4210-2022, pièce HQD-2, document 2 (B-0007), section 6.1.**

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.

Réponse :

Ce n'est pas le cas. Il ne s'agit pas d'une proportion de clients, mais bien d'un nombre d'heures au cours desquelles la température (à Montréal) est inférieure à -12°C. Tous les clients biénergie s'effacent au cours des heures de plus forte pointe.

Comme mentionné en réponse à la question 2.3, cette proportion varie grandement d'un hiver à l'autre, selon que celui-ci est clément ou rigoureux. Par exemple, au cours des dix derniers hivers, cette proportion a varié entre 51 % et 93 %. Elle dépend également grandement de la localisation des clients. Ainsi, à Québec, sur la même période, la proportion a plutôt oscillé entre 67 % et 97 %.

De plus, les 300 heures de pointe ne couvrent pas la même réalité d'une année à l'autre. La demande au cours de celles-ci est beaucoup plus élevée lors d'un hiver rigoureux que lors d'un hiver clément. En conséquence, il est tout à fait normal que la proportion d'heures où la température se situe sous le point de consigne de la biénergie fluctue grandement d'une année à l'autre. D'ailleurs, ce n'est pas uniquement le nombre d'heures d'effacement en pointe qui varie, mais bien le nombre total d'heures effacement au cours de l'hiver.

Enfin, le Distributeur souligne que l'analyse de l'intervenant repose sur une demande qui inclut déjà l'effacement procuré par la biénergie. En l'absence de celle-ci, il va de soi que la demande aurait été rehaussée pour les heures situées à l'extérieur des 300 heures de pointe mais où la température est inférieure à -12°C. Cela aurait forcément entraîné à la hausse les pourcentages d'heures en pointe où la température est inférieure au point de consigne.

Pour toutes ces raisons, on ne peut rien inférer quant à l'efficacité de la biénergie à effacer la demande de pointe du Distributeur sur la base du calcul effectué par l'intervenant.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.2.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.2.

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.

Réponse :

Le Distributeur indique qu'il n'y a pas de modifications significatives depuis le dépôt du Plan.

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.

Réponse :

La question de l'intervenant, portant sur le critère de fiabilité en énergie du Distributeur ou sur la capacité des interconnexions, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie pour le RNCREQ dans sa décision procédurale D-2023-011, paragraphe 61 et tableau 2.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1. Cela étant, le Distributeur précise qu'il n'est pas limité à un volume de 3 TWh d'importation en période hors hiver. Il s'agit plutôt d'un critère de planification qu'il utilise pour déterminer, sur la base d'un bilan établi à conditions climatiques normales, qu'un approvisionnement de long terme est approprié pour répondre à la demande et ainsi préserver une flexibilité pour faire face aux aléas. À titre illustratif, un volume de 3 TWh correspond à un approvisionnement en base de plus de 500 MW, pour chacune des heures d'une période de huit mois.

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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

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.

Réponse :

La question de l'intervenant dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie dans sa décision D-2023-011, car elle porte sur les activités non réglementées d'Hydro-Québec.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1. Cela étant, voir également la réponse à la question 3.10.

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.

Réponse :

La limite physique repose sur la disponibilité et les contraintes du réseau de transport pour acheminer toute l'énergie non ferme qui serait disponible et requise. Par ailleurs, le Distributeur ne dispose pas des informations lui permettant de connaître les quantités maximales que le Producteur est en mesure d'offrir.

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.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 3.10.**

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.

Réponse :

La question de l'intervenant, portant sur la stratégie d'acquisition des approvisionnements additionnels requis du Distributeur, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie pour le RNCREQ dans sa décision D-2023-011, paragraphe 48 et tableau 2.

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

Réponse :

L'explication détaillée de la méthode appliquée pour déterminer les valeurs de l'électricité patrimoniale inutilisée a été fournie à l'intervenant dans le cadre du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*. Voir à cet égard la réponse à la question 18.1.1.1 de la demande de renseignements nº 1 du RNCREQ, dans le dossier R-4110-2019, à la pièce HQD-5, document 7 (B-0046).

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1. De plus, les demandes de renseignements ne sont pas un moyen pour un intervenant de faire faire sa preuve par le Distributeur. La Régie a déjà statué à plusieurs reprises sur l'utilité des demandes de renseignements[3].

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.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 4.1 et 4.3.

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 :

[3] **À cet égard, voir notamment les décisions de la Régie D-2006-153 (page 6), D-2008-014 (page 4) et D-2011-154 (paragr. 37).**

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.

Réponse :

Dans sa décision procédurale D-2023-011, la Régie a encadré la participation des intervenants reconnus en lien avec son examen des divers sujets d'intervention proposés. Or, la question vise un sujet, le coût des approvisionnements, qui ne figure pas dans le cadre reconnu par la Régie pour l'intervention du RNCREQ à la présente phase du dossier, lequel est présenté au tableau 2 de la section 8 de la décision procédurale.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.1.

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.

Réponse :

Dans sa décision procédurale D-2023-011, la Régie a encadré la participation des intervenants reconnus en lien avec son examen des divers sujets d'intervention proposés. Or, la question vise un sujet, la valorisation des attributs environnementaux, qui ne figure pas dans le cadre reconnu par la Régie pour l'intervention du RNCREQ à la présente phase du dossier, lequel est présenté au tableau 2 apparaissant à la section 8 de la décision.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

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.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas 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.

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.

Réponse :

Le Distributeur confirme qu'il a eu des discussions avec des représentants de Nalcor Energy[4]. Les marges disponibles n'étaient pas significatives pour aller de l'avant avec une procédure formel de convention de transactions. Le Distributeur relancera cette contrepartie quant à la possibilité de transiger avec elle dans le respect des contrats actuellement en vigueur et des marges disponibles.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.4.

[4] **Dossier R-4110-2019, pièce HQD-5, document 3 (B-0042), page 21.**

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 ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.4.

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 ».

Réponse :

La nouvelle structure d'Hydro-Québec, qui a eu pour effet, notamment, d'éliminer les divisions Production et Distribution, n'a eu aucun effet quant aux encadrements applicables pour les approvisionnements. L'approvisionnement de la charge locale demeure une activité de distribution d'électricité, soumise au même cadre réglementaire, et ce tant pour les achats de long terme que de court terme.

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.

Réponse :

Le Distributeur utilise un profil dit déterministe. Ce profil est construit à partir des simulations horaires des besoins définies à la section 6.1 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0009) du Plan. Pour construire le profil déterministe,

chaque simulation horaire est classée selon sa demande horaire, puis la moyenne de chaque rang est obtenue. Cette courbe de puissance classée moyenne est ensuite reclassée selon le profil horaire d'une année de référence prédéfinie. Le profil déterministe évolue en fonction de la diffusion de divers usages existants (chauffage des locaux, climatisation), des nouvelles technologies (véhicules électriques, biénergie et autres) et de l'évolution des conditions climatiques. Il est finalement ajusté à la prévision mensuelle des besoins en énergie et en puissance.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 18.1.1.1 de la demande de renseignements nº 1 du RNCREQ, à la pièce HQD-5, document 7 (B-0046) du dossier R-4110-2019 Phase 1. Le Distributeur précise qu'à partir des données horaires, il est en mesure de procéder à une répartition mensuelle de certaines valeurs.

Citation (ii) :

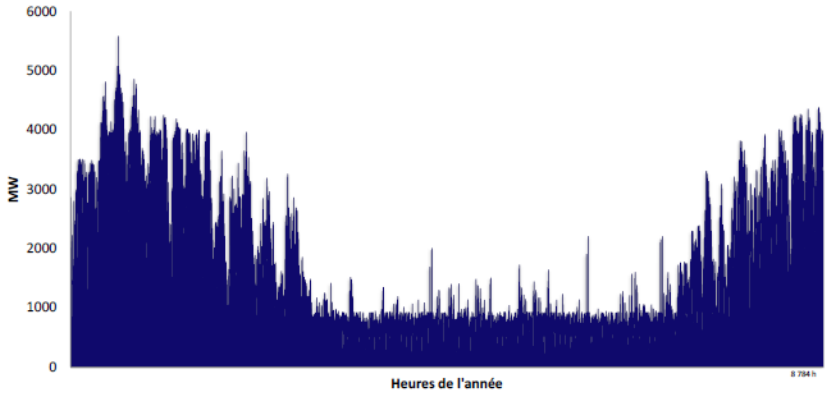
5.3 Veuillez fournir un graphique montrant les besoins horaires chronologiques qui ont été utilisés pour la préparation du tableau de la référence pour une année donnée et indiquer la provenance de ces besoins (p. ex. la climatologie horaire d'une année historique de référence et la prévision de l'année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

Réponse :

La question de l'intervenant, portant la stratégie d'acquisition des approvisionnements additionnels requis du Distributeur, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie pour le RNCREQ dans sa décision D-2023-011, paragraphe 48 et tableau 2.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.3.

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.

Réponse :

La question de l'intervenant, portant sur la stratégie d'acquisition des approvisionnements additionnels requis du Distributeur, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie pour le RNCREQ dans sa décision D-2023-011, paragraphe 48 et tableau 2.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.1.

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.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 9.1.**

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.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 9.1.**

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.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 9.1.**

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.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 9.1.**

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?

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 9.1.**

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.1.

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.

Réponse :

Comme mentionné à la pièce HQD-2, document 3 révisé (B-0020), il est peu réaliste de prévoir que ces nouveaux approvisionnements, soit ceux au-delà des nouveaux approvisionnements déjà planifiés, puissent être mis en service d'ici 2028, compte tenu des délais d'acquisition et d'approbation.

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?

Réponse :

Comme expliqué lors de l'audience du 28 novembre 2022 portant sur la demande d'ordonnance de sauvegarde, au moment de la préparation du Plan, soit au courant de l'été 2022, le Distributeur a pu constater que la situation était critique en termes d'approvisionnement, comparativement à ce qui était anticipé un an plus tôt.

Le bilan d'énergie du Plan montre des niveaux importants d'énergie additionnelle requise, avant même l'attribution du solde du Bloc réservé. Les volumes pouvant être acquis sur l'ensemble des marchés, tant de court terme que de long terme, ont des limites, notamment en raison des disponibilités sur les marchés voisins ou internes, des différents délais pour la mise en place de nouveaux approvisionnements, de la capacité de raccordement et de construction ou de contraintes de transport.

Comme illustré au tableau 3.6 de la pièce HQD-2, document 3 révisé (B-0020), l'attribution du solde du Bloc réservé aurait pour impact d'accroître ou de générer des déficits en énergie, soit des volumes d'énergie requise qui ne pourraient être acquis compte tenu des raisons identifiées précédemment.

Le Distributeur rappelle que des démarches pour l'acquisition de nouveaux approvisionnements étaient déjà entamées au moment où il a constaté que la croissance des besoins s'accentuait.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.1.1.

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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.1.1.

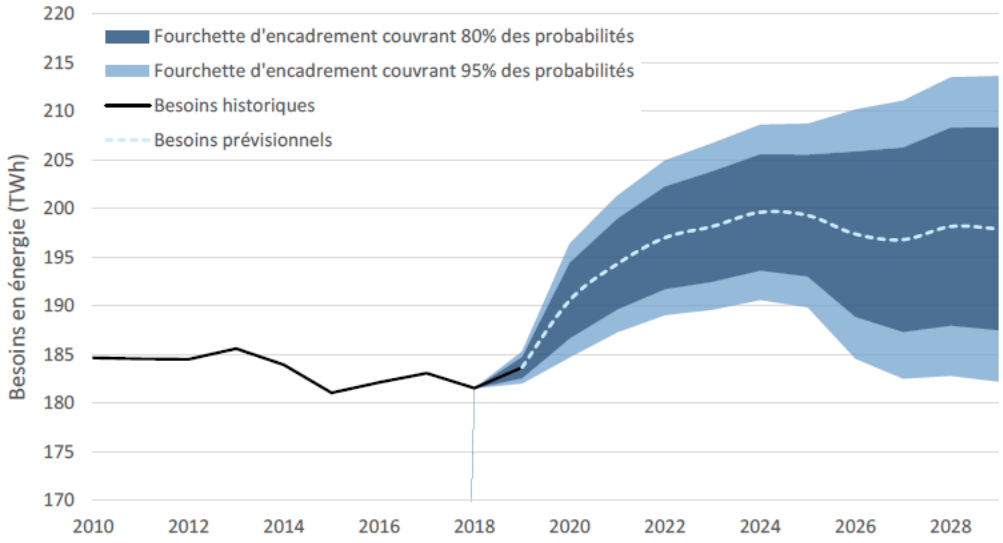
11 Référence (i): B-0043, p. 20, R3.7.1;
(ii) : R-4110-2019, B-0007, p. 34, Figure 2.5;
(iii) : B-0009, p. 24, Figure 6.2.

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.

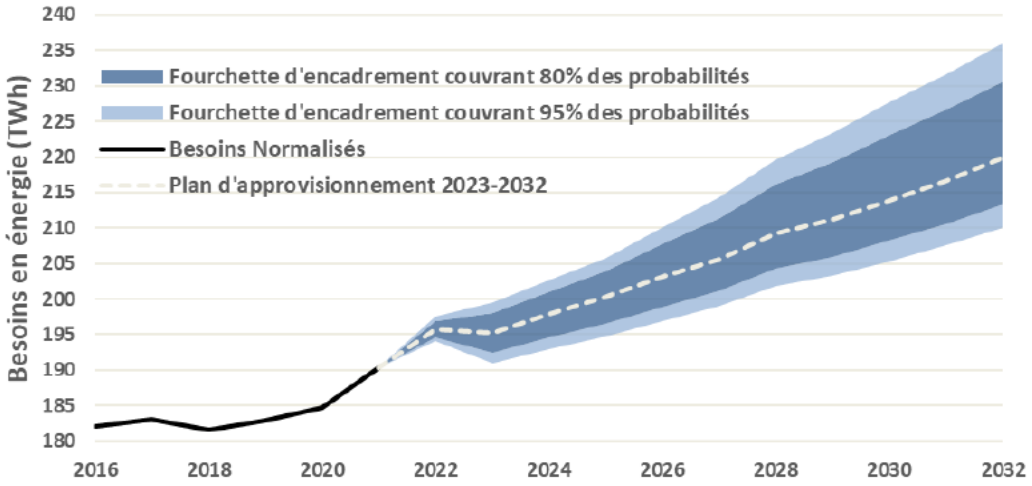
Citation (ii) :

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?

Réponse :

La question de l'intervenant, portant sur les scénarios d'encadrement, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie pour le RNCREQ dans sa décision D-2023-011, paragraphe 37 et tableau 2.

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)).

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

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

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 11.1.**

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, les achats d'énergie prévus atteignent alors 10 TWh sur une base annuelle en 2027. 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.

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.

Réponse :

La question de l'intervenant, portant sur la stratégie d'acquisition des approvisionnements additionnels requis du Distributeur, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie pour le RNCREQ dans sa décision D-2023-011, paragraphe 48 et tableau 2.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.1.

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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.1. Cela étant, le Distributeur doit s'assurer d'un approvisionnement suffisant, fiable et sécuritaire. Cette responsabilité est encadrée par des critères de fiabilité et le Distributeur doit en démontrer le respect. Il doit, par exemple, être en mesure de répondre à un scénario fort de demande. Par conséquent, il ne peut affirmer que le besoin de nouveaux approvisionnements de 0,4 à 1,5 TWh est le seul empêchement à desservir les clients pour usage cryptographique.

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 ?

Réponse :

La question de l'intervenant, portant sur la stratégie d'acquisition des approvisionnements additionnels requis du Distributeur, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie pour le RNCREQ dans sa décision D-2023-011, paragraphe 48 et tableau 2.

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-4057-201816. 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.

Réponse :

Dans sa décision procédurale D-2023-011, la Régie a encadré la participation des intervenants reconnus en lien avec son examen des divers sujets d'intervention proposés. Or, la question vise un sujet, le signal de coût évité de

l'énergie, qui ne figure pas dans le cadre reconnu par la Régie pour l'intervention du RNCREQ à la présente phase du dossier, lequel est présenté au tableau 2 de la section 8 de la décision procédurale.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1.

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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1.

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?

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1.

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)

Réponse :

Dans sa décision procédurale D-2023-011, la Régie a encadré la participation des intervenants reconnus en lien avec son examen des divers sujets

d'intervention proposés. Or, la question vise un sujet, le signal du coût évité d'énergie, qui ne figure pas dans le cadre reconnu par la Régie pour l'intervention du RNCREQ à la présente phase du dossier, lequel est présenté au tableau 2 de la section 8 de la décision procédurale.

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.

Réponse :

Dans sa décision procédurale D-2023-011, la Régie a encadré la participation des intervenants reconnus en lien avec son examen des divers sujets d'intervention proposés. Or, la question vise un sujet, le tarif de développement économique, qui ne figure pas dans le cadre reconnu par la Régie pour l'intervention de l'intervenant RNCREQ à la présente phase du dossier, lequel est présenté au tableau 2 apparaissant à la section 8 de cette décision procédurale.

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).

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.1.

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) ?

Réponse :

Comme mentionné au paragraphe 68 de la décision procédurale D-2023-011, la Régie rappelle qu'elle a accepté la méthode proposée par le Distributeur dans le cadre du *Plan d'approvisionnement 2020-2029* et, par conséquent, ne juge pas opportun de refaire un débat sur la méthodologie actuelle. Or, outre que de refaire un débat sur la méthodologie actuelle, le Distributeur ne voit pas quelle serait l'utilité d'un tel dépôt. Par conséquent, le Distributeur comprend, de la

décision procédurale, qu'il est relevé de son obligation de déposer une comparaison des résultats de la méthode proposée par l'intervenant avec ceux de la méthodologie actuelle approuvée par la Régie. Au surplus, le Distributeur réitère les raisons invoquées à la référence (ii).

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

Réponse :

La question de l'intervenant dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie pour le RNCREQ dans sa décision D-2023-011, paragraphe 68. Voir également la réponse à la question 16.1.

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.

Réponse :

Le Distributeur a tracé un portrait des avantages et des inconvénients des approches proposées par les intervenants, notamment sur la proposition d'utiliser un historique des prix, à la section 10.2.3 de la pièce HQD-2, document 3 révisé (B-0020).

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.

Réponse :

Non, le Distributeur ne planifie pas de céder entièrement le développement de l'autoproduction solaire à Hilo. En ce moment, le Distributeur offre à sa clientèle domestique et de petite puissance une mesure de soutien à l'autoproduction sur la base du mesurage net. Par ailleurs, le Distributeur suit de près le développement de la technologie et les impacts que l'autoproduction pourrait avoir sur le réseau.

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?

Réponse :

Le Distributeur poursuit sa réflexion quant à l'évolution de l'option actuelle de mesurage net et proposera, le cas échéant, des modifications au cadre du prochain dossier tarifaire 2025-2026.

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

Réponse :

La méthodologie pour évaluer l'impact en puissance des technologies émergentes, dont le solaire photovoltaïque distribué, est décrite dans la section 8.2 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0009) du Plan.

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.

Réponse :

La contribution en puissance à la pointe d'hiver des systèmes solaires photovoltaïques distribués est présentée au tableau 7.6 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0009) du Plan.

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.

Réponse :

Le tableau R-17.5 présente la production d'énergie annuelle et la capacité installée des systèmes solaires photovoltaïques distribués incluses dans le Plan.

TABLEAU R-17.5 :
PRÉVISION DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE ET DES VENTES ASSOCIÉES AUX SYSTÈMES SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES DISTRIBUÉS

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Solaire Photovoltaïque Distribué										
Ventes (TWh)	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
Capcité Installée (MW)	24	49	86	131	183	244	313	391	481	587

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 ».

Réponse :

La question de l'intervenant, portant sur la stratégie d'acquisition des approvisionnements additionnels requis du Distributeur, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie pour le RNCREQ dans sa décision D-2023-011, paragraphe 48 et tableau 2.

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 ».

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 17.6.**

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.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 17.6.**

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.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 17.6.**

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.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 17.6.**

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).

Réponse :

D'abord, la question de l'intervenant, portant sur la conciliation des prévisions en économie d'énergie, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie pour le RNCREQ dans sa décision D-2023-011, paragraphes 35 et 37.

Le référence (vi) présente la cible d'économies d'énergie telle qu'évaluée au moment de la préparation du Plan stratégique 2022-2026 pour la période 2020 à 2029. Elle correspond à la cible présentée dans *l'État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*. Le tableau 9.12 de la référence (ii) présente les économies d'énergie pour sur une période différente, soit 2012 à 2021.

Le Distributeur rappelle que la valeur de 8,2 TWh apparaissant à la référence (vi) représente sa planification de ses interventions en efficacité énergétique des secteurs résidentiel et affaires sur la période 2020-2029 prises en compte dans sa prévision de la demande à l'*État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*. Or, le tableau 9.11 de la référence (i) présente la contribution des économies d'énergie prises en compte dans la prévision sur la période 2023-2032 qui incluent notamment les interventions du Distributeur, les initiatives en efficacité énergétiques d'autres institutions ou du gouvernement du Québec et l'évolution de l'efficacité énergétique des usages.

Par ailleurs, voir également la réponse à la question 13.2 de la demande de renseignements nº 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024) du dossier R-4110-2019.

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

Réponse :

Le Distributeur prend pour hypothèse que l'intervenant fait référence aux stratégies mentionnées à la référence (v) qui ne reproduit qu'une section du

tableau 3.8 de la pièce HQD-2, document 3 révisé (B-0020). Dans le tableau 3.8, le Distributeur fait état des interventions en économie d'énergie qu'il entrevoit à court et moyen termes pour chacun des marchés visés en réseau intégré. Ces interventions s'ajoutent aux programmes existants. Si les résultats ne sont pas au rendez-vous, le Distributeur ajustera au fur et à mesure son offre avec l'objectif d'atteindre la cible d'économies d'énergie qu'il s'est fixée de 8,9 TWh à l'horizon du Plan.

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.

Réponse :

Le Distributeur est d'avis que les demandes de renseignements doivent permettre de préciser ce qui n'est pas clair, ambigu ou imprécis, dans les informations que le Distributeur est tenu de fournir dans le cadre d'un dossier réglementaire. La Régie a déjà statué à plusieurs reprises sur l'utilité des demandes de renseignements[5].

Ainsi, le Distributeur juge qu'il n'a pas à commenter des documents comme demandé par l'intervenant, car la question porte sur un document qui n'est pas déposé en preuve par le Distributeur, conformément à l'article 25 du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*.

Cela étant, la réduction de puissance fournie par Hilo à l'hiver 2021-2022 est de 13,6 MW. Par ailleurs, Hilo rappelle que les cibles prévisionnelles sur un horizon de 10 ans sont révisées annuellement, pour tenir compte du contexte du marché et des résultats réels d'Hilo. Ainsi, l'objectif révisé pour l'hiver 2021-2022, soumis à Hydro-Québec le 1er septembre 2021, était de 28,4 MW.

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).

Réponse :

L'année indiqué est celle qui marque le début de la « Période d'hiver » et, comme défini à la section 1 du Contrat de service, la « Période d'hiver » est la « Période allant du 1er décembre au 31 mars de l'année suivante inclusivement ». Donc à titre d'exemple, « 2022 » couvre la période allant du 1er décembre 2022 au 31 mars 2023.

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.

Réponse :

Non.

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

Réponse :

Le Plan marketing 5 ans de 2022 est déposé sous pli confidentiel à la pièce HQD-4, document 10.1. Considérant que l'examen du Plan porte sur les années

---

[5] **À cet égard, voir notamment les décisions de la Régie D-2008-014 (page 4) et D 2011-154 (paragr. 37).**

2023 à 2032, le Distributeur doute de la pertinence de déposer les plans marketing des années antérieures dans le Plan. Au surplus, le Distributeur rappelle que le Plan marketing d'Hilo pour les années 2020 et 2021 ont été déposés sous pli confidentiel dans le dossier R-4110-2019 Phase 1, aux pièces HQD-5, document 7.2, annexe 7.2 (B-0079) et HQD-5, document 2.4, annexe A (B-0136) respectivement.

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

Réponse :

Les engagements annuels en réduction de la demande de puissance qui ont été transmis aux gestionnaires du contrat chez Hydro-Québec, au plus tard le 1er octobre de chaque année, sont les suivants :

- **14,4 MW pour l'hiver 2020-2021, comme mentionné en réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements nº 2 du RNCREQ à la pièce HQD-5, document 7.3 (B-0123) du dossier R-4110-2019 ;**
- **28,4 MW pour l'hiver 2021-2022, comme indiqué à la réponse à la question 19.1;**
- **47,4 MW pour l'hiver 2022-2023.**

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.

Réponse :

La demande de l'intervenant constitue une partie de pêche, de plus elle dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie dans sa décision D-2023-011, paragraphe 54. En effet, dans ce paragraphe, la Régie accueille les interventions des moyens de GDP dans une perspective d'évaluation de leur contribution respective au bilan de puissance du Distributeur.

De plus, le Distributeur est d'avis que les informations qu'il fournit en réponse à la question 19.8 présente un portrait suffisant et utile de la contribution d'Hilo pour les derniers hivers.

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

Réponse :

Les demandes de l'intervenant constituent une partie de pêche, de plus elles dépassent le cadre d'intervention établi par la Régie dans sa décision

D-2023-011, paragraphe 54. En effet, dans ce paragraphe, la Régie accueille les interventions des moyens de GDP dans une perspective d'évaluation de leur contribution respective au bilan de puissance du Distributeur.

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.

Réponse :

Une partie de la demande de l'intervenant, portant sur la rétribution d'Hilo, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie dans sa décision D-2023-011, paragraphe 54. De plus, l'intervenant a déjà l'information concernant les cibles d'engagement annuel en réduction de la demande de puissance. Enfin, les demandes de renseignements ne sont pas un moyen pour un intervenant de faire faire sa preuve par le Distributeur en lui demandant de faire ses tableaux. La Régie a déjà statué à plusieurs reprises sur l'utilité des demandes de renseignements[6].

Cela étant, les autres informations demandées pour 2021-2022 et 2022-2023 sont présentées au tableau R-19.8.

TABLEAU R-19.8 :
RÉSULTATS SUR LA CONTRIBUTION D'HILO AU BILAN DE PUISSANCE

	2021-2022	2022-2023
Réduction de puissance engagée (au 1er octobre) - en MW	28,4	47,4
Nombre de clients résidentiels (au 31 mars)	8 500	20 500
Taux de participation moyen aux défis	98%	98%
Nombre de participants moyens aux défis	5 500	19 000
Réduction de puissance moyenne réalisée par participant - en kW	2,5	3,3
Réduction de puissance moyenne totale réalisée - en MW	13,6	62,6

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).

[6] **À cet égard, voir notamment les décisions de la Régie D-2006-153 (page 6), D-2008-014 (page 4) et D-2011-154 (paragr. 37).**

Réponse :

La question de l'intervenant, portant sur le statut éventuel d'Hilo au sein d'Hydro-Québec, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie dans sa décision procédurale D-2023-011, paragraphe 54.

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.

Réponse :

La question de l'intervenant, portant sur la stratégie d'acquisition des approvisionnements additionnels requis du Distributeur dans le contexte que la contribution d'Hilo au bilan de puissance ne serait pas atteinte, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie pour le RNCREQ dans sa décision D-2023-011, paragraphe 48 et tableau 2.

Cela étant, le Distributeur déploie tous les efforts pour aller chercher le potentiel des différents moyens de GDP.

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)).

Réponse :

Voir la réponse à la question 19.9.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 19.9.

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.

Réponse :

Le Distributeur est d'avis que les demandes de renseignements doivent permettre de préciser ce qui n'est pas clair, ambigu ou imprécis, dans les informations que le Distributeur est tenu de fournir dans le cadre d'un dossier réglementaire. La Régie a déjà statué à plusieurs reprises sur l'utilité des demandes de renseignements[7].

[7] **À cet égard, voir notamment les décisions de la Régie D-2008-014 (page 4) et D 2011-154 (paragr. 37).**

Ainsi, le Distributeur juge qu'il n'a pas à commenter le document comme demandé par l'intervenant, car la question porte sur un document qui n'est pas déposé en preuve par le Distributeur, conformément à l'article 25 du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*.

De plus, la question de l'intervenant, portant indirectement sur la rétribution d'Hilo, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie dans sa décision D-2023-011, paragraphe 54. Par ailleurs, la rétribution d'Hilo a fait l'objet de nombreuses questions dans le cadre de l'examen du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*.

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 uniquement pour les nouveaux chauffe-eaux ou si elle pourrait couvrir une partie du parc des chauffe-eaux existants. » Veuillez élaborer.

Réponse :

Le projet pilote a été effectué sur un parc de nouveaux chauffe-eau. Toutefois, Hilo est toujours en phase exploratoire et cherche à inclure le plus grand nombre de type de chauffe-eau à son offre, neufs et existants.

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.

Réponse :

Actuellement, seul le chauffe-eau de 60 gallons de HydroSolutions est compatible. Toutefois, comme mentionné précédemment, Hilo est toujours en phase exploratoire et vise à ce que d'autres modèles de chauffe-eau soient compatibles avec sa solution de chauffe-eau intelligent.

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.

Réponse :

Cette question devrait être adressée aux différents fabricants de chauffe-eau.

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

Réponse :

Comme mentionné précédemment, Hilo tente de rendre compatible son offre au plus grand nombre de types de chauffe-eau, neufs et existants.

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.

Réponse :

L'évaluation du PTÉ résidentiel intègre un coût estimé à 250 $ pour l'achat et l'installation des équipements nécessaires pour la mesure Chauffe-eau résidentiel – Contrôlé par Distributeur basé sur les informations disponibles en 2019, au moment de la réalisation de l'analyse.

Le Distributeur n'est donc pas en mesure de comparer le coût de la mesure de l'étude de 2019 avec celui d'Hilo.

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

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information. Voir la réponse à la question 3.2 de la demande de renseignements nº 1 du ROEÉ à la pièce HQD-4, document 11.

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.

Réponse :

Hydro-Québec n'a pas à s'immiscer dans la commercialisation des chauffe-eau des manufacturiers.

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 ?

Réponse :

L'hypothèse demeure inchangée pour le moment, jusqu'à ce que les analyses soient terminées et les offres déterminées.

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.

Réponse :

Le Distributeur est d'accord avec la position de conserver pour le moment l'hypothèse de départ et se prononcera sur la nouvelle hypothèse lorsque celle-ci sera définie à la suite de la définition des nouveaux modèles d'affaires et des nouvelles offres.

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?

Réponse :

Oui, la possibilité de faire affaires avec d'autres agrégateurs pour l'acquisition de moyens de gestion de puissance provenant de la clientèle résidentielle demeure une option envisageable.

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?

Réponse :

Les analyses des technologies disponibles et approches commerciales sont toujours en cours afin d'exploiter le potentiel en GDP du parc de chauffe-eau conventionnels.

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[8]. Cette étude a fait l'objet d'une longue série de DDR par l'intervenant CaSA[9]. Toutefois, la Régie a mis fin à l'étude du dossier sans que ces DDR n'obtiennent de réponse[10].

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.

Citation (v) :

---

[8] R-3986-2016, phase 2, B-0081, Annexe A, Plante et Laperrière, programme de débranchement des chauffe-eau — Impact sur la santé.
[9] R-3986-2016, phase 2, C-CaSA-0009.
[10] Voir la Décision D-2018-151.

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 « exigences du ministère de la Santé et des Services Sociaux » 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 »;

Réponse :

Le Distributeur est d'avis que les demandes de renseignements doivent permettre de préciser ce qui n'est pas clair, ambigu ou imprécis, dans les informations que le Distributeur est tenu de fournir dans le cadre d'un dossier réglementaire. La Régie a déjà statué à plusieurs reprises sur l'utilité des demandes de renseignements[11].

Ainsi, le Distributeur juge qu'il n'a pas à commenter les documents cités aux références (ii) à (vii), comme demandé par l'intervenant, car les questions portent sur des documents qui ne sont pas déposés en preuve par le Distributeur, conformément à l'article 25 du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*.

Par ailleurs, les questions portant sur les dangers potentiels de la prolifération de légionelles dans les chauffe-eau électriques et les exigences du ministère de la Santé et des Services Sociaux pour la mise en place d'un programme d'interruption des chauffe-eau électriques ont été abondamment examinées dans le cadre de plusieurs dossiers antérieurs. De plus, dans sa décision procédurale D-2023-011, la Régie a encadré la participation des intervenants reconnus en lien avec son examen des divers sujets d'intervention proposés. Or, la question vise des sujets, qui ne figurent pas dans le cadre reconnu par la Régie pour l'intervention de l'intervenant à la présente phase du dossier, lequel est présenté au tableau 2 de la section 8 de la décision procédurale.

Cela étant, le Distributeur le confirme.

[11] **À cet égard, voir notamment les décisions de la Régie D-2008-014 (page 4) et D 2011-154 (paragr. 37).**

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1.1.

Cela étant, le Distributeur a produit un rapport réalisé par l'IREQ à l'intention de l'INSPQ, dans lequel l'IREQ fait la démonstration de la pertinence de la recommandation de l'INSPQ pour la mise en place d'un programme de délestage de chauffe-eau électrique. Ce rapport, intitulé « Critère de protection contre la prolifération de légionelles dans le chauffe-eau électrique pour fins de délestage » a été déposé dans le cadre du *Plan d'approvisionnement 2020-2029* dans la pièce HQD-5, document 8 (B-0047), à l'annexe C.

Les références de ce rapport sont indiquées à la page 114 du document (v) et le rapport IREQ-2015-0169 reproduit à l'annexe A de la référence (v) n'en fait pas partie.

De plus, la correspondance de la Direction générale de la santé publique du ministère de la Santé et des Services sociaux à Hydro-Québec indiquant qu'elle appuie la recommandation de l'INSPQ a été également déposée dans la pièce HQD-5, document 8 (B-0047), à l'annexe A.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1.2.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1.2.

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;

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1.1.

Cela étant, le Distributeur invite l'intervenant à faire la recherche nécessaire dans les décisions publiques de la Régie de l'énergie accessibles sur son site internet afin de répondre à son interrogation.

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;

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1.1.

Cela étant, le Distributeur soumet que la question constitue davantage de l'argumentation qu'une question de précision de la preuve dans la demande du Distributeur. L'intervenant pourra faire les représentations qu'il souhaite dans le cadre de son mémoire et lors de sa preuve en chef en audience ou de la plaidoirie de son procureur.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1.1.

Cela étant, le Distributeur n'est pas certain à quelle étude de l'IREQ fait référence l'intervenant dans le libellé de sa question. Toutefois, le Distributeur peut affirmer qu'il est à l'aise de se conformer au critère mentionné en réponse à la question 21.1.2.

21.1.8 Le cas échéant, veuillez fournir les réponses aux DDR Q.2 à Q.26 de R3986-2016, phase 2, C-CaSA-0009, comme si elles étaient récitées ici au long.

Réponse :

Le Distributeur comprend que l'intervenant réfère à un dossier complétement distinct de la présente demande, datant de plus de 5 ans, dont une demande de renseignements avait été déposée par un tiers, soit CaSA Appareils Connectés Ltée et non par le RNCREQ. L'intervenant ne prend même pas la peine d'identifier un certain nombre de questions qui seraient susceptibles d'avoir une résonnance. La demande de renseignements portait presqu'intégralement sur les prétendus risques de santé liés au programme de chauffe-eau. Le dossier R-3986-2016 a par ailleurs été clos et la Régie a mis fin à l'examen de la demande d'Hydro-Québec dans ce dernier. L'intervenant demande maintenant au Distributeur de répondre « comme si elles étaient récitées ici au long » à 17 pages additionnelles de questions, s'ajoutant aux 49 pages de questions de la présente demande de renseignements.

Cette demande, en plus d'être disproportionnée et informe, est non pertinente aux fins du présent dossier, puisque les prétendus risques de santé liés au

programme de chauffe-eau n'est pas un sujet à l'étude, tel que déterminé dans la décision D-2023-011 et *a fortiori* n'est pas un sujet identifié par le RNCREQ.

Voir également la réponse à la question 21.1.1.

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 ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1.7.

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 ».

Réponse :

Toute solution permettant l'interruption des chauffe-eau aux fins de la gestion de la demande en puissance doit être conforme aux exigences du ministère de la Santé et des Services sociaux.

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.

Réponse :

Le Distributeur invite l'intervenant à faire les recherches nécessaires auprès des manufacturiers.

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?

Réponse :

Hydro-Québec n'a pas à s'immiscer dans la commercialisation des systèmes de gestion de la puissance comme mentionné dans le libellé de la question.

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 ?

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 20.11.**

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);

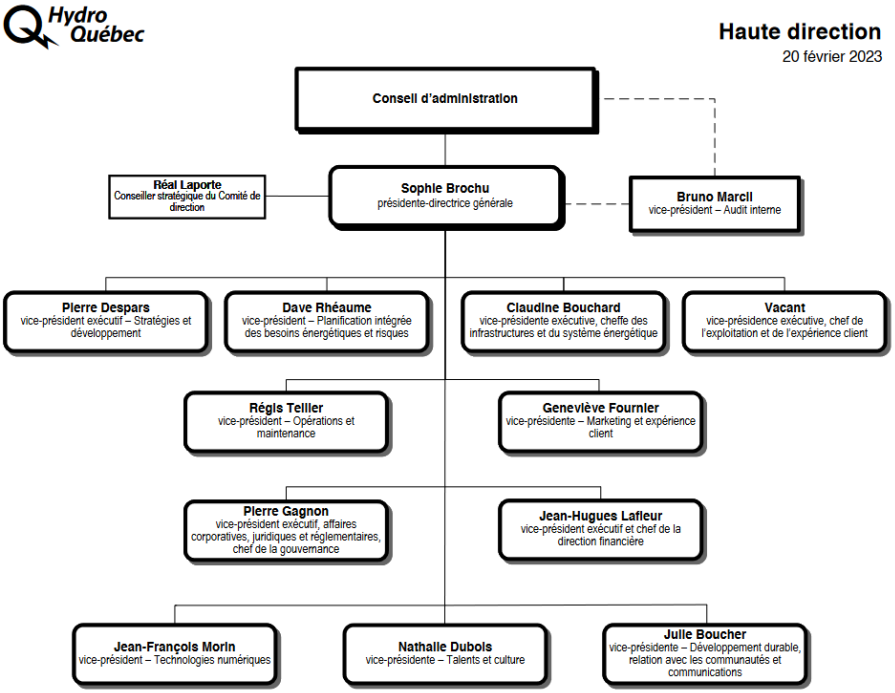
Citation (i) :

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.

Réponse :

Le Distributeur maintient sa réponse donnée à la question 7.5 de la présente demande de renseignements.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.5.