DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032 DU DISTRIBUTEUR

PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET IMPACT SUR LES BILANS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

1. Références :

(i) Pièce B-0009, p. 11;
(ii) État d'avancement 2021, p. 43;
(iii) Hydro-Québec – Mémoire présenté à la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles, le 31 janvier 2023, p. 4.

Préambule :

(i)

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*

(ii)

TABLEAU 7.1 :
PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

En TWh	2019[1]	2020[1]	2021[2]	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Résidentiel	67,2	69,1	69,0	69,8	70,4	71,3	71,6	72,4	73,0	73,9	74,3
Commercial	44,4	42,9	44,2	46,5	48,2	49,5	50,0	50,6	51,3	52,3	53,0
Dont:											
Commercial et institutionnel	*38,9*	*37,4*	*38,5*	*40,6*	*41,9*	*43,0*	*43,6*	*44,3*	*45,1*	*46,0*	*46,8*
Chaînes de blocs	*0,7*	*0,6*	*0,7*	*0,9*	*1,2*	*1,2*	*1,1*	*1,1*	*1,0*	*0,9*	*0,9*
Centres de données	*0,6*	*0,7*	*0,7*	*0,9*	*1,3*	*1,8*	*2,3*	*2,8*	*3,3*	*3,8*	*4,2*
Serres	*0,3*	*0,4*	*0,5*	*0,6*	*0,9*	*1,0*	*1,0*	*1,1*	*1,1*	*1,1*	*1,1*
Réseaux municipaux et Éclairage public	*5,5*	*5,6*	*5,7*	*5,9*	*6,3*	*6,5*	*6,4*	*6,3*	*6,3*	*6,2*	*6,2*
Chaînes de blocs [3]	*0,3*	*0,5*	*0,6*	*0,8*	*1,2*	*1,3*	*1,2*	*1,1*	*1,0*	*1,0*	*0,9*
Industriel	58,8	60,1	63,7	63,2	63,2	63,5	63,8	62,4	62,7	63,2	63,1
Dont:											
Industriel PME	*8,4*	*8,0*	*8,1*	*8,2*	*8,1*	*8,1*	*8,1*	*8,1*	*8,1*	*8,1*	*8,0*
Industriel grandes entreprises	*50,4*	*52,1*	*55,6*	*55,1*	*55,1*	*55,4*	*55,7*	*54,3*	*54,7*	*55,1*	*55,1*
Alumineries	*18,7*	*23,8*	*25,6*	*24,9*	*25,0*	*25,1*	*25,1*	*23,4*	*23,4*	*23,5*	*23,4*
Pâtes et papiers	*12,0*	*9,9*	*10,0*	*9,9*	*9,6*	*9,5*	*9,4*	*9,3*	*9,2*	*9,1*	*9,0*
Pétrole et chimie	*4,8*	*4,3*	*4,7*	*4,6*	*4,6*	*4,7*	*4,9*	*5,0*	*5,1*	*5,3*	*5,3*
Mines	*4,2*	*3,9*	*4,1*	*4,4*	*4,6*	*4,8*	*5,0*	*5,3*	*5,5*	*5,8*	*5,9*
Sidérurgie, fonte et affinage	*7,0*	*6,6*	*7,4*	*7,4*	*7,4*	*7,4*	*7,4*	*7,5*	*7,5*	*7,5*	*7,5*
Autres industriel grandes entreprises	*3,8*	*3,6*	*3,8*	*3,8*	*3,8*	*3,9*	*3,9*	*3,9*	*3,9*	*4,0*	*4,0*
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	**170,4**	**172,1**	**176,9**	**179,5**	**181,8**	**184,3**	**185,4**	**185,4**	**187,1**	**189,3**	**190,4**
Incluant l'impact des conditions climatiques	***174,6***	***171,4***	***175,6***								

Notes:
[1] *Ventes réelles pour les années 2019 et 2020, normalisées pour les conditions climatiques.*
[2] *Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2021, normalisées pour les conditions climatiques.*
[3] *Ventes estimées au réel, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs en Réseaux municipaux.*

La Régie note que selon l'état d'avancement 2021, les ventes au secteur *Pétrole et chimie* devaient augmenter de 0,7 TWh pour atteindre 5,3 TWh, soit de 15,2 % sur 7 ans, de 2022 à 2029 (réf. (ii)). Selon le nouveau plan d'approvisionnement (le Plan), les ventes augmenteraient plutôt de 1,3 TWh, soit de 27 % à l'horizon 2029, et de 2,1 TWh pour atteindre 6,9 TWh, soit une croissance de 43,7 % sur 10 ans à l'horizon 2032 (réf. (i)).

Selon l'état d'avancement 2021, les ventes au secteur des *Mines* devaient augmenter de 1,5 TWh pour atteindre 5,9 TWh, soit de 34 % sur 7 ans, de 2022 à 2029 (réf. (ii)). Selon le nouveau plan d'approvisionnement, les ventes augmenteraient plutôt de 2,5 TWh, soit de 58 % à l'horizon 2029, et de 3,0 TWh pour atteindre 7,3 TWh, soit une croissance de 70 % sur 10 ans à l'horizon 2032 (réf. (i)).

Selon l'état d'avancement 2021, les ventes au secteur des *Sidérurgie, fonte et affinage* devaient augmenter de 0,1 TWh pour atteindre 7,5 TWh, soit d'environ 1 % sur 7 ans, de 2022 à 2029 (réf. (ii)). Selon le Plan, les ventes augmenteraient plutôt de 1,3 TWh, soit de 18 % à l'horizon 2029, et de 1,4 TWh pour atteindre 8,6 TWh, soit une croissance de 19 % sur 10 ans à l'horizon 2032 (réf. (i)).

(iii) « *De plus, nous constatons un engouement sans précédent pour notre électricité au sein de secteurs émergents, par exemple ceux des batteries et de l'hydrogène vert. Les entreprises attirées par la faible empreinte carbone de notre électricité et la compétitivité de nos tarifs ont transmis à Hydro-Québec des demandes d'alimentation équivalant à la moitié de la puissance installée du parc d'Hydro-Québec :*

- *plus de 80 projets de plus de 50 MW, pour environ 20 000 MW ;*
- *plus de 150 projets de 5 à 50 MW, pour environ 3 000 MW.*

À titre de comparaison, l'ensemble des clients de grande puissance du Québec représente aujourd'hui un peu plus de 9 000 MW de puissance installée. Pour donner une idée de l'ampleur de ce qui est demandé, un ajout de 23 000 MW équivaudrait à la construction de 13 complexes comme celui de la rivière Romaine. » [nous soulignons]

Demandes :

1.1 Veuillez indiquer dans quelle mesure le Distributeur a pris en compte les demandes d'alimentation totalisant 23 000 MW, énoncées à la référence (iii), au moment d'élaborer ses prévisions des ventes.

1.1.1. Veuillez préciser de quelle manière une modification possible du seuil de l'obligation de desservir du Distributeur de 50 MW à 5 MW pourrait modifier les prévisions des ventes présentées au présent dossier.

1.2 Veuillez expliquer comment ont été établies les nouvelles prévisions de croissance des ventes du secteur Pétrole et chimie, en présentant les principales hypothèses retenues, et ce qui explique la révision à la hausse des ventes à l'horizon 2029 par rapport aux prévisions de l'état d'avancement 2021.

1.3 Veuillez préciser quelle portion de la croissance du secteur Pétrole et chimie, sur l'horizon du Plan, provient de la montée en charge de projets déjà autorisés par le Distributeur.

1.3.1. Pour la portion de la croissance de ce secteur provenant de nouveaux projets, veuillez compléter le tableau suivant avec les informations disponibles :

	Nombre de projet	Demande (GWh)	Demande (kW)
Projets de moins de 5 MW			
Projets de 5 MW et plus			

1.4 Veuillez expliquer comment ont été établies les nouvelles prévisions de croissance des ventes du secteur des Mines, en présentant les principales hypothèses retenues, et ce qui explique la révision à la hausse des ventes à l'horizon 2029 par rapport aux prévisions de l'état d'avancement 2021.

1.5 Veuillez préciser quelle portion de la croissance du secteur des Mines, sur l'horizon du Plan, provient de la montée en charge de projets déjà autorisés par le Distributeur.

1.5.1. Pour la portion de la croissance de ce secteur provenant de nouveaux projets, veuillez compléter le tableau suivant avec les informations disponibles :

	Nombre de projet	Demande (GWh)	Demande (kW)
Projets de moins de 5 MW			
Projets de 5 MW et plus			

1.6 Veuillez expliquer comment ont été établies les nouvelles prévisions de croissance des ventes du secteur Sidérurgie, fonte et affinage, en présentant les principales hypothèses retenues, et ce qui explique la révision à la hausse des ventes à l'horizon 2029 par rapport aux prévisions de l'état d'avancement 2021.

1.7 Veuillez préciser quelle portion de la croissance du secteur Sidérurgie, fonte et affinage, sur l'horizon du Plan, provient de la montée en charge de projets déjà autorisés par le Distributeur.

1.7.1. Pour la portion de la croissance de ce secteur provenant de nouveaux projets, veuillez compléter le tableau suivant avec les informations disponibles :

	Nombre de projet	Demande (GWh)	Demande (kW)
Projets de moins de 5 MW			
Projets de 5 MW et plus			

1.8 Veuillez préciser quelle portion de la croissance du secteur des Batteries provient de la montée en charge de projets déjà autorisés par le Distributeur.

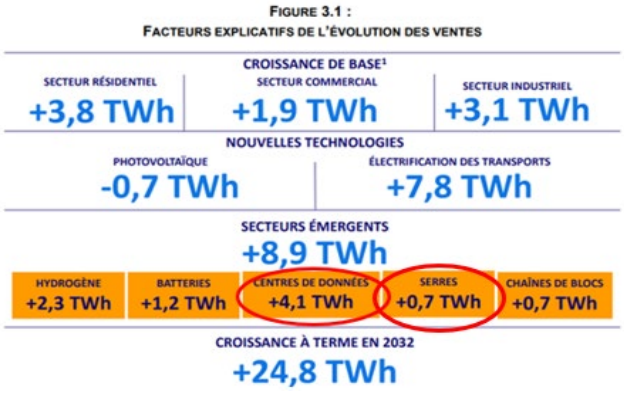
1.8.1. Pour la portion de la croissance de ce secteur provenant de nouveaux projets, veuillez compléter le tableau suivant avec les informations disponibles :

	Nombre de projet	Demande (GWh)	Demande (kW)
Projets de moins de 5 MW			
Projets de 5 MW et plus			

2. Références : (i) Pièce B-0009, p. 12;
(ii) R-4041-2018, pièce B-0038, p. 11;
(iii) R-4110-2019, pièce B-0024, p. 20.

Préambule :

(i)



(ii)

TABLEAU R-3.1-C :
RÉPARTITION DES COMPTEURS PAR TYPES DE CLIENTS
HIVER 2017-2018

	500 à 1 000 kW			1 000 à 2 000 kW			plus de 2 000 kW			Nb total de compteurs inscrits
Type de clients	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	Comp.	MW	AF / fac. an. (%)	
Comm. de détail et entreprises de services	1	0,7	3%	1	1,3	5%	-	-	-	4
Édifices à bureaux	6	5,3	4%	3	4,4	7%	2	5,1	10%	26
Centres de données	-	-	-	1	1,1	3%	1	4,3	15%	3
Établissements d'enseignement	2	1,7	6%	3	4,0	3%	2	5,8	6%	19
Secteur de la santé	-	-	-	-	-	-	2	6,3	11%	4
Secteur industriel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Réseaux municipaux	-	-	0%	-	-	-	1	3,3	3%	6
Autres	1	0,9	9%	3	4,8	3%	2	6,9	12%	8
Total	10	8,6	5%	11	15,5	4%	10	31,5	8%	70

(iii)

TABLEAU R-7.4 :
VENTES DU SECTEUR SERRICOLE

En TWh	*2017*	*2018*	*2019*	*2024*
Serres vivrières	0,2	0,2	0,2	0,3
Serres de cannabis (récréatif et pharmaceutique)	0,0	0,0	0,1	0,9
Total	**0,2**	**0,2**	**0,3**	**1,2**

Demandes :

2.1 Veuillez préciser quelle portion de la croissance prévue du secteur des Centres de données provient de la montée en charge de projets déjà autorisés par le Distributeur.

2.1.1. Pour la portion de la croissance de ce secteur provenant de nouveaux projets, veuillez compléter le tableau suivant avec les informations disponibles :

	Nombre de projet	Demande (GWh)	Demande (kW)
Projets de moins de 5 MW			
Projets de 5 MW et plus			

2.2 Veuillez indiquer le nombre de projets de centres de données bénéficiant du TDÉ, la puissance autorisée et les ventes annuelles potentielles (GWh) liées à ces projets.

2.3 Considérant que le Distributeur doit s'assurer que, pour être admissible au TDÉ, les installations d'hébergement de données doivent présenter une forte valeur ajoutée pour l'économie québécoise, conformément à l'article 6.42c du texte des Tarifs d'électricité, veuillez expliquer de quelle manière le Distributeur s'assure de cette admissibilité. Veuillez fournir une évaluation, la plus récente, de cette valeur ajoutée constatée.

2.4 Veuillez indiquer le nombre d'abonnements du secteur des centres de données qui ont participé à l'option GDP ainsi que le total de la réduction de puissance enregistrée au cours de l'hiver 2021-2022.

2.5 Veuillez ventiler la prévision des ventes de 2022 à 2032 du secteur serricole entre culture vivrière et culture de cannabis, et préciser, pour chacun, quelle portion devrait provenir de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse ou le chauffage d'espaces destinés à la culture de végétaux.

SOLDE DU BLOC RÉSERVÉ POUR USAGE CRYPTOGRAPHIQUE APPLIQUÉ AUX CHAÎNES DE BLOCS

3. Références :
(i) R-4045-2018, pièce B-0229, p. 5;
(ii) R-4110-2019, pièce B-0007, p. 57;
(iii) R-4110-2019, pièce B-0007, p. 12-13;
(iv) Pièce B-0009, p. 21;
(v) Pièce B-0009, p. 15;
(vi) Pièce B-0020, p. 18;
(vii) Pièce B-0023, p. 3-4;
(viii) Pièce A-0010, p. 136-137;
(ix) Pièce B-0020, p. 20 à 22.

Préambule :

(i)

TABLEAU R-1.1-A :
TOTAL – PUISSANCE AUTORISÉE, PUISSANCE MAXIMALE APPELÉE EN JUIN 2020 ET EN JUILLET 2020, ET VENTES ANNUELLES POTENTIELLES À TERME (GWH) VENTILÉ PAR TARIF AVEC OU SANS TDÉ

Tarif (selon la puissance autorisée)	Nombre d'abonnements	Puissance appelée en juillet 2020	Puissance appelée en juin 2020	Puissance autorisée	Énergie annuelle potentielle
		MW	MW	MW	GWh
LG	5	29,5	24,9	86,0	716
LG avec TDÉ	5	14,0	14,6	30,9	257
M, G, D	84	17,1	20,5	38,7	322
Dont:					
M	*53*	*17,0*	*20,8*	*36,1*	*300*
G	*25*	*0,1*	*0,2*	*2,3*	*19*
D	*6*	*0,0*	*0,0*	*0,3*	*2*
M avec TDÉ	2	0,3	0,7	2,5	21
Total	**96**	**61,0**	**60,7**	**158,1**	**1 316**

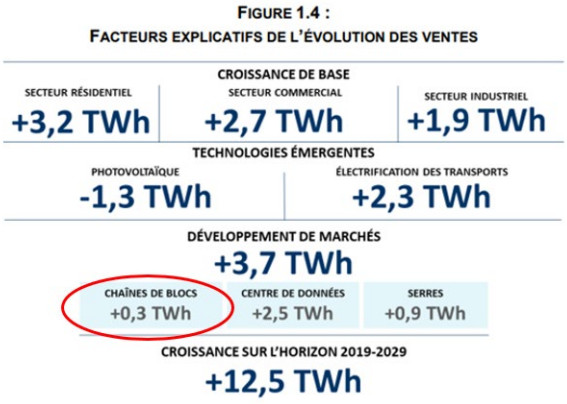
(ii)

TABLEAU 3.20 :

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

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

(iii)



[…]

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

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

(iv)

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.*

La Régie rappelle qu'aux 158 MW dédiés aux abonnements existants du Distributeur, tel qu'établi au paragraphe 123 de la décision D-2019-052, se sont ajoutés 32,6 MW selon les ententes d'avant-projet signées au moment de la décision D-2021-007 (paragraphe 65), totalisant 190,6 MW d'énergie attribuée par le Distributeur aux fins d'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. À ce montant s'ajoute 210,7 MW dédiés aux abonnements existants des réseaux municipaux et un bloc additionnel de 40 MW, tel qu'établi aux paragraphes 274 et 294 de la décision D-2021-007, totalisant 250,7 MW d'énergie attribuée par les réseaux municipaux aux fins d'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. En excluant le solde du bloc réservé, il y aurait donc 441,3 MW d'énergie qui ont été autorisés aux fins d'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

(v) « *Chaînes de blocs : La prévision des ventes en lien avec l'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs montre une croissance de 0,7 TWh sur la période couverte par le Plan. Cette croissance des ventes se situe exclusivement en réseaux municipaux. Le Distributeur anticipe l'atteinte de la puissance maximale appelée pour le sous-secteur en 2028. Après quoi, une période de stagnation est prévue jusqu'en 2032.*

Pour les ventes à ce sous-secteur sur son réseau, le Distributeur prévoit une légère croissance associée aux abonnements retenus à la suite de l'appel de propositions A/P 2019-01. Quant aux quantités résiduelles du Bloc réservé de 300 MW, soit environ 270 MW, aucun volume de vente n'est intégré à la prévision de la demande pour les raisons invoquées à la section 3.3 de la pièce HQD-2, document 3. » [nous soulignons]

(vi)

Moyens	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Autres moyens			
Service non ferme Chaînes de blocs	En vertu du tarif pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, la fourniture du service est non ferme, de telle sorte que les charges de cette clientèle peuvent être interrompues à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures par année, à hauteur de 95 % de la charge Pour les clients en réseaux municipaux, l'effacement est géré par ces derniers. Toutefois, en vertu d'une entente avec les réseaux municipaux, le Distributeur peut demander un effacement correspondant à 95 % des charges pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, et ce, pour un maximum de 100 heures	Atteint 0,1 TWh	Selon la charge incluse aux besoins en puissance relativement à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs Jusqu'à 319 MW

(vii) « *Attendu que le Plan d'approvisionnement 2023-2032 d'Hydro-Québec prévoit des besoins additionnels en énergie à court terme;*

Attendu que, dans son Plan stratégique 2022-2026, Hydro-Québec indique qu'en raison de la hausse prévue de la demande d'électricité et du resserrement des bilans d'énergie et de puissance, elle <u>devra maintenant privilégier les usages qui génèreront le plus de valeur pour le Québec</u>;

[…]

Il est ordonné, en conséquence, sur la recommandation du ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie :

Que soient indiquées à la Régie de l'énergie les préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes à l'égard du Plan d'approvisionnement 2023-2032 d'Hydro-Québec et des moyens que le distributeur d'électricité entend poursuivre pour satisfaire les besoins qui sont identifiés en énergie

1. Il y aurait lieu de s'assurer qu'Hydro-Québec dispose d'énergie propre en quantité suffisante afin de favoriser la transition énergétique et l'électrification de l'économie, de favoriser l'atteinte des cibles de réduction de gaz à effet de serre et d'accroître la prospérité collective du Québec;

2. En ce qui concerne plus spécifiquement l'accroissement de la prospérité collective du Québec, il y aurait lieu de s'assurer que l'utilisation de l'énergie à la disposition d'Hydro-Québec soit alignée avec les besoins des filières stratégiques identifiées au Plan pour une économie verte 2030 ou dans le cadre de stratégies sectorielles du gouvernement du Québec;

3. Il y aurait lieu de considérer que l'allocation d'<u>un bloc dédié à un secteur spécifique</u>, <u>pour des demandes de branchement qui ne sont pas prioritaires et stratégiques</u>, constitue un risque à la capacité du distributeur d'électricité de répondre adéquatement aux demandes de branchement prioritaires et stratégiques qui lui sont faites, particulièrement dans le contexte où ces demandes et les besoins qui y sont liés sont largement supérieurs aux capacités d'Hydro-Québec d'y répondre dans un horizon moyen terme;

4. Il y aurait lieu de prendre tout moyen afin de s'assurer de conserver l'énergie disponible pour les filières stratégiques ainsi que pour la transition énergétique. » [nous soulignons]

(viii) « *Mais c'est précisément la question que l'on soulève aujourd'hui. C'est : penchons-nous sur le Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec pour déterminer s'il y a lieu de modifier, voir[e] de se prononcer sur l'opportunité de maintenir le bloc. Je ne vois pas d'opposition entre les éléments que vous avez évoqués et de façon générale ce que l'on propose aujourd'hui. Si ce n'est que, maintenant, nous avons le bénéfice de l'information que nous n'avions pas à l'époque qui est que, contrairement à ce que l'on pensait à l'époque, Hydro-Québec n'a pas la capacité d'alimenter le solde du bloc dédié de façon dont il pensait pouvoir le faire au moment de la Phase 3.*
[…]

Q. […] *j'entends de votre plus récente réponse que, en fait, d'autres alternatives pourraient... on pourrait réviser à la baisse la taille du bloc, on pourrait l'allouer différemment. Donc, le temps de réflexion demandé n'est pas uniquement pour arriver à la conclusion que le bloc doit être réduit à zéro?*

R. Pour nous, la solution qui s'impose compte tenu de notre situation actuelle, compte tenu des informations dont nous disposerons, compte tenu du décret qui a été pris par le gouvernement au début du mois, c'est qu'il faut revoir l'opportunité de maintenir le solde du bloc dédié.

Q. [137] Dans sa totalité ou...

R. Dans sa totalité. »

(ix) « *Compte tenu du contexte énergétique actuel, le Distributeur demande à la Régie de surseoir à l'application des modalités du processus d'attribution du Bloc réservé prévues dans les Conditions de service (les CS) et, conséquemment, à l'ouverture du guichet unique, afin de permettre à la Régie de réviser à la baisse le volume du Bloc réservé au terme de l'examen du Plan.*

De façon plus précise, le Distributeur demande à la Régie de surseoir à l'application des modalités prévues aux articles 1.3 et 13.9 alinéa 2 ainsi qu'à la définition de « bloc réservé » prévue à l'article 21.1 des CS.

Le tableau 3.7 présente les modalités des CS en vigueur depuis le 9 décembre 2021, lesquelles font l'objet de la présente demande de suspension du Distributeur. » [nous soulignons]

Demandes :

3.1 Veuillez mettre à jour l'information du tableau de la référence (i) en précisant la puissance maximale appelée (PMA) des mois de novembre et décembre 2022.

3.2 Basé sur la connaissance du Distributeur de ses clients existants et du secteur du minage de cryptomonnaies, veuillez expliquer pourquoi, le cas échéant, la PMA des clients existants demeure en deçà de leur puissance autorisée, environ 4 ans après leur autorisation.

3.3 Veuillez expliquer la prévision de vente plus élevée du secteur chaînes de blocs, soulignée à la référence (v), laquelle exclut le solde du bloc dédié, par rapport à la prévision présentée au plan d'approvisionnement 2020-2029 (réf. (ii) et (iii)), laquelle incluait le bloc dédié de 300 MW. Veuillez quantifier les impacts de chacune des variables explicatives.

3.4 Outre l'impact du bloc additionnel de 40 MW octroyé aux réseaux municipaux par la décision D-2021-007, veuillez expliquer pourquoi la croissance des ventes au secteur chaînes de blocs pourrait différer chez les réseaux municipaux par rapport à ce qui est prévu chez les clients du Distributeur (réf. (v)).

3.5 Veuillez expliquer et concilier les différences entre la prévision de la contribution à la pointe du secteur chaînes de blocs présentée au tableau de la référence (iv) et les 441,3 MW d'énergie qui ont été autorisés aux fins d'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, en excluant le solde du bloc réservé, tel que rappelé par la Régie à la référence (iv).

3.6 Veuillez détailler la contribution en puissance de 319 MW associée au service non ferme du secteur chaînes de blocs (réf. (vi)), entre les clients du tarif CB du Distributeur et les clients des réseaux municipaux et expliquer comment elle a été établie.

3.7 Veuillez présenter un tableau de l'évolution des bilans en énergie disponibles aux différentes étapes du dossier R-4045-2018, soit au moment du dépôt de la preuve et de la plaidoirie du Distributeur lors de l'étape 2 de la phase 1 ayant été conclue avec la décision D-2019-052, lors de l'étape 3 de la phase 1 ayant été conclue avec la décision D-2021-007, ainsi que lors de la phase 3 ayant été conclue avec la décision D-2021-148, comparativement au bilan en énergie déposé au présent dossier.

3.7.1. Veuillez résumer les positions présentées par le Distributeur quant à la taille du bloc dédié à chacune de ces occasions et commenter de quelle manière ces positions pouvaient se justifier en fonction des bilans en énergie disponibles aux différentes étapes du dossier R-4045-2018.

3.8 Veuillez élaborer sur la portée du décret 1697-2022 (réf. vii) en précisant si, de l'avis du Distributeur, la volonté de privilégier les usages qui génèreront le plus de valeur pour le Québec et l'indication qu'il y aurait lieu de prendre tout moyen afin de s'assurer de conserver l'énergie disponible pour les filières stratégiques ainsi que pour la transition énergétique devrait s'appliquer au-delà de l'allocation d'un bloc dédié à un secteur spécifique.

3.9 Dans l'hypothèse où la Régie devait réduire la taille du bloc dédié à l'usage cryptographique, veuillez préciser les modifications au texte des Conditions de service (réf. (ix)) que le Distributeur souhaiterait proposer.

3.10 Dans l'hypothèse où la Régie devait annuler le solde du bloc dédié à l'usage cryptographique, tel que suggéré à la référence (viii), veuillez préciser les modifications au texte des Conditions de service que le Distributeur souhaiterait voir adopter.

GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE (GDP) ET SUIVI DES ACTIVITÉS D'HILO

4. Références :
(i) Pièce B-0007, p. 14;
(ii) Suivi du déploiement des options de tarification dynamique – hiver 2021-2022, p. 9, 11 et 13;
(iii) Dossier R-3972-2016, Avis A-2017-01, p. 44;
(iv) *Testé – Contrôleur Calypso, Un cerveau pour le chauffe-eau*, LaPresse 15 janvier 2023, consulté de 16 janvier 2023;
(v) Site Web Hilo énergie, onglet Affaires, https://www.hiloenergie.com/fr-ca/affaires/le-service/, consulté le 16 janvier 2023;
(vi) Pièce B-0020, p. 14;
(vii) Pièce B-0020, p. 70.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur souhaite également contribuer à réduire les besoins en puissance en bonifiant l'offre déjà disponible pour ses clientèles résidentielle et affaires. Différentes options sont en cours d'analyse et seront déployées graduellement, s'il y a lieu, sur la période du Plan. Elles visent notamment à outiller les clients abonnés aux différentes options de tarification dynamique ou de gestion de la demande de puissance en subventionnant l'installation d'équipements permettant l'optimisation de leur consommation électrique. Ces offres s'ajouteront aux chauffe-eau à trois éléments et accumulateurs thermiques centraux, deux technologies déjà promues par le Distributeur.*

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]

(ii) « *À la fin de l'hiver 2021-2022, 158 830 clients étaient inscrits à l'une ou l'autre des options de tarification dynamique pour les clientèles domestique et de petite puissance, soit près de 1 000 de plus qu'au 1er décembre 2021.*

[…]

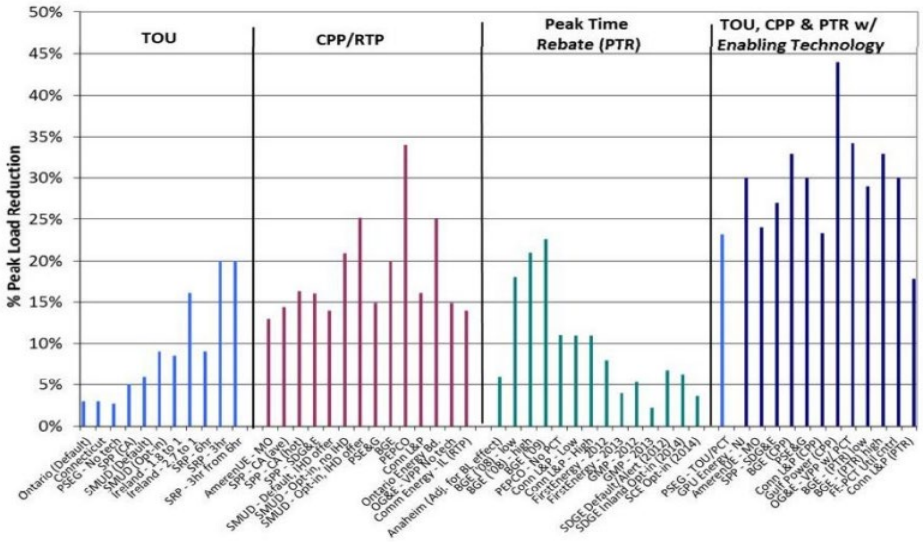
À la lumière des résultats présentés à la section 2.3.4, le Distributeur constate que l'effacement moyen de la clientèle participant à la tarification dynamique à l'hiver 2021-2022 a légèrement diminué par rapport à l'effacement moyen à l'hiver 2020-2021, passant de 1,1 kW à 1,0 kW. Cette baisse peut notamment s'expliquer par l'effet de fatigue des participants en raison du nombre élevé d'événements de pointe rapprochés au mois de janvier.

[…]

Comme indiqué aux tableaux 6 et 7, l'économie moyenne réalisée par les clients domestiques et de petite puissance inscrits à l'option de crédit hivernal est de 47 $ et de 32 $, respectivement. » [nous soulignons]

(iii) «

GRAPHIQUE 1
RÉDUCTIONS DE LA PUISSANCE DE POINTE ATTRIBUABLE À LA TARIFICATION DYNAMIQUE[31]



Source : Christensen Associates Energy Consulting, LLC, pièces C-HQD-0005, Op. cit., p. 26.

[72] Selon le graphique 1, l'ajout de technologies habilitantes à une tarification dynamique accentue significativement la réponse des consommateurs au signal de prix et se traduit par une réduction plus marquée de la demande à la pointe. »

(iv) « *Sinopé, même si elle n'a pas été retenue comme fabricant pour la filiale d'Hydro-Québec Hilo, peut commander à ses appareils compatibles de s'ajuster aux périodes de pointe. Ces programmes, appelés Crédit hivernal ou Flex D, permettent des économies quand on diminue sa consommation d'électricité à des moments critiques, annoncés par Hydro-Québec la veille.*

Et le Calypso, justement, est compatible. En plus, il peut fonctionner sur n'importe quel modèle de chauffe-eau demandant moins de 20,8 ampères, à la différence du produit similaire proposé par Hilo qui exige un chauffe-eau installé par HydroSolution. »

(v) « *La gestion intelligente de la puissance des bâtiments*

Avec l'offre de gestion intelligente de la puissance, Hilo permet aux entreprises de moduler le chauffage, la ventilation et l'humidification de leur bâtiment de manière automatique durant les pointes hivernales. Elles libèrent ainsi de l'énergie sur le réseau au moment où celui-ci en a le plus besoin. »

(vi)

TABLEAU 3.3 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
BESOINS À LA POINTE	**39 851**	**40 120**	**40 535**	**40 959**	**41 321**	**41 735**	**42 156**	**42 627**	**43 094**	**43 696**
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 831	4 038	3 928	4 061	4 124	4 187	4 251	4 316	4 382	4 373
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	**43 682**	**44 158**	**44 463**	**45 021**	**45 445**	**45 922**	**46 407**	**46 943**	**47 476**	**48 069**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**
Contrats avec HQP	**1 300**	**1 500**	**1 500**	**1 800**	**1 500**	**500**	**500**	**500**	**500**	**500**
▪ Base et cyclable	600	600	600	600	600	0	0	0	0	0
▪ Puissance rappelée	200	400	400	700	400	0	0	0	0	0
▪ Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	**1 926**	**1 917**	**1 958**	**1 968**	**1 924**	**1 834**	**1 728**	**1 671**	**1 661**	**1 584**
▪ Éolien (1)	1 486	1 486	1 486	1 486	1 443	1 405	1 361	1 308	1 308	1 244
▪ Biomasse	336	328	328	337	337	285	222	219	219	219
▪ Petite hydraulique	103	103	144	144	144	144	144	144	134	121
Gestion de la demande de puissance	**1 603**	**1 943**	**2 152**	**2 424**	**2 580**	**2 744**	**2 927**	**2 990**	**3 044**	**3 055**
▪ Électricité interruptible	877	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099
▪ GDP Affaires	*456*	*568*	*611*	*675*	*707*	*750*	*782*	*825*	*879*	*889*
▪ Tarification dynamique	*223*	*297*	*371*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*
▪ Hilo	*47*	*95*	*166*	*257*	*370*	*491*	*621*	*621*	*621*	*621*
Autres moyens	***492***	***501***	***516***	***542***	***562***	***627***	***629***	***629***	***629***	***629***
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	**900**	**850**	**900**	**850**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**
Approvisionnements de long terme	**0**	**0**	**0**	**0**	**350**	**1 700**	**2 100**	**2 600**	**3 100**	**3 750**

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

(vii) « *12.1. SUIVI RELATIF À LA BONIFICATION DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE*

Dans sa décision D-2022-062 rendue dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2020-2029, la Régie demandait au Distributeur de déposer son projet de bonification de l'OÉI dès que possible.

Dans cet esprit de bonification des moyens de gestion de la demande de puissance, et pour évaluer les modalités opérationnelles et économiques les plus prometteuses, le Distributeur, accompagné d'une firme externe spécialisée en procédés industriels, a procédé à la réalisation d'entrevues individuelles auprès d'un échantillon représentatif de sa clientèle industrielle. Cet échantillon est constitué de près de 30 clients représentant 60 sites industriels avec plus de 2 000 MW de puissances appelées dans plusieurs secteurs industriels : chimique, transformation des métaux, pâtes et papiers, agroalimentaire et mines. À partir des informations recueillies lors des entrevues, le Distributeur a élaboré des projets pilotes qui seront mis en place auprès de la clientèle industrielle, dès l'hiver 2022-2023 pour tester de nouvelles modalités innovantes auprès d'une diversité de clients. D'ici le prochain recalibrage des tarifs prévus au 1er avril 2025, la performance des projets pilotes sera évaluée en continu et pourrait, par exemple, conduire à la proposition de nouveaux programmes ou options tarifaires. »

Demandes :

4.1 Le Distributeur prévoit une hausse de la contribution de la tarification dynamique de 223 MW pour l'hiver 2022-2023 (réf. (vi)) à 445 MW pour l'hiver 2031-2032, ce qui représente presque un doublement de cette contribution. Veuillez élaborer de quelle manière le Distributeur prévoit atteindre cette croissance de la contribution de la tarification dynamique.

4.1.1. Considérant le grand nombre de participants et considérant que « *l'ajout de technologies habilitantes à une tarification dynamique accentue significativement la réponse des* consommateurs *au signal de prix et se traduit par une réduction plus marquée de la demande à la pointe* » (réf. (iii)), veuillez élaborer sur la possibilité de subventionner l'acquisition et/ou l'installation d'équipements facilitant un plus grand effacement moyen des participants à la tarification dynamique (réf. (i)).

4.1.2. Considérant l'effacement moyen et le coût de cet effacement pour le Distributeur relativement raisonnable par rapport au signal de coûts évités, veuillez élaborer sur la possibilité d'offrir, lors de la révision des options prévues au prochain dossier tarifaire, une éventuelle bonification à la fin de la période hivernale, uniquement aux participants du Crédit hivernal qui auront réduit leur consommation à chacun des événements de pointe, afin de neutraliser « *l'effet de fatigue* » (réf. (ii)) et rehausser l'effacement moyen des participants.

4.1.3. Veuillez fournir le nombre de clients domestiques inscrits à l'une et l'autre des options de tarification dynamique au début de la période hivernale 2022-2023.

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.

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.

4.4 Veuillez décrire plus amplement ce que couvrent les services offerts par Hilo-Affaires, présentés à la référence (v), en précisant notamment ce qui les distingue des services offerts au secteur résidentiel.

4.5 Veuillez indiquer le nombre de clients affaires qui se sont inscrits à Hilo pour l'hiver 2022-2023, en fournissant une estimation de l'effacement total attendu (en MW) pour cette première période hivernale.

4.6 Veuillez présenter ce qui distingue les services offerts par Hilo-Affaires de l'option GDP Affaires.

4.6.1. Veuillez préciser à quelle clientèle s'adresse chacun de ces moyens de GDP et dans quelles circonstances des chevauchements dans l'offre de ces moyens de GDP pourraient survenir, le cas échéant.

4.7 Veuillez fournir une estimation de l'effacement total attendu (en MW) du secteur affaires pour Hilo, à l'horizon 2032-2033, en précisant si elle est incluse dans la prévision de « jusqu'à 621 MW » pour la filiale Hilo.

4.8 Le Distributeur prévoit une hausse de la contribution de l'option GDP Affaires de 456 MW pour l'hiver 2022-2023 (réf. (vi)) à 889 MW pour l'hiver 2031-2032.Veuillez élaborer de quelle manière le Distributeur prévoit atteindre cette croissance de la contribution de l'option GDP.

4.9 Veuillez indiquer si les projets pilotes (réf. (vii)) en cours à l'OÉI testent différentes modalités applicables aux interruptions de puissance ou plutôt différentes formules de crédits fixes et variables applicables. Veuillez fournir quelques exemples.

4.9.1. Veuillez préciser si le Distributeur prévoit modifier la structure de rémunération fixe et variable de l'OÉI et les montants accordés en crédits fixes et variables.

COÛTS ÉVITÉS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

5. Références :
(i) Dossier R-4110-2019, pièce B-0032, p. 8;
(ii) État d'avancement 2021, p. 39;
(iii) Pièce B-0020, p. 59;
(iv) Dossier R-4110-2019, pièce B-0178, p. 10;
(v) Suivi du déploiement des options de tarification dynamique – Hiver 2021-2022, p. 7.

Préambule :

(i) « *3. COÛTS ÉVITÉS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION*

3.1 Méthodologie de calcul

Comme l'a mentionné le Distributeur au dossier R-4057-2018, une mise à jour de la méthodologie d'établissement des coûts évités de transport et de distribution a été initiée en 2019. Grâce à cet exercice, le Distributeur a validé avec toutes les parties prenantes la méthodologie utilisée jusqu'à présent et s'est assuré de sa pertinence. Elle a donc été maintenue et reconduite pour l'année en cours.

Par ailleurs, à la suite de la révision de la durée de vie des équipements sur les réseaux de transport et de distribution, le calcul de l'annuité se base désormais sur la durée de vie pondérée des équipements. Cette dernière a été révisée à 57 ans pour les équipements de transport et à 45 ans pour ceux de distribution.

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

(ii) « *Dans l'État d'avancement 2020, ne disposant pas des informations nécessaires, le Distributeur indiquait qu'il reportait la mise à jour des coûts évités de transport et distribution à l'État d'avancement 2021. Dans ces circonstances, il jugeait approprié d'indexer à l'inflation les coûts évités de transport et de distribution présentés dans le Plan.*

Le Distributeur a été en mesure de procéder à la mise à jour des coûts évités de transport selon la méthodologie décrite dans le Plan[1]. Le coût évité de transport s'établit à 53,60 $/kW ($ 2021, indexé à l'inflation).

Toutefois, concernant le coût évité de distribution, certains ajustements sont en cours dans la classification des investissements associés à la croissance, lesquels sont à la base du coût évité de distribution. Les données disponibles ne permettent pas pour le moment d'établir un coût évité qui soit représentatif et cohérent avec les résultats obtenus antérieurement. Le Distributeur prévoit compléter les analyses nécessaires au cours de l'année 2022. Dans l'intervalle, il juge approprié d'indexer le coût évité de distribution au taux d'inflation de long terme ; le coût évité de distribution serait de 17,30 $/kW ($ 2021, indexé à l'inflation). »

[1] *Dossier R-4110-2019 – Phase 1, pièce HQD-4, document 4 [B-0032], section 3.1*

(iii) « *10.3. COÛTS ÉVITÉS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION*

Dans l'État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, le Distributeur mettait à jour le coût évité de transport conformément à la méthodologie décrite dans le Plan d'approvisionnement 2020-2029. En raison d'une révision prévue de la classification des investissements associés à la croissance, le coût évité de distribution avait été indexé à l'inflation. Le Distributeur met aujourd'hui à jour les deux signaux de prix conformément à la méthodologie adoptée. Par ailleurs, une révision de la durée de vie des équipements du réseau de distribution amène une révision du calcul de l'annuité, qui passe de 45 à 47 ans.

Le coût évité de transport s'établit à 54,90 $/kW-an ($ 2022, indexé à l'inflation), et celui de distribution à 19,40 $/kW-an ($ 2022, indexé à l'inflation). » [nous soulignons]

La Régie a produit le tableau suivant présentant l'évolution des coûts évités en transport et en distribution depuis le plan d'approvisionnement 2019-2029 :

Coûts évités	2019	2020	2021	2022
Transport	48,21 $	49,20 $	53,60 $	54,90 $
Distribution	16,70 $	17,00 $	17,30 $	19,40 $

Sources : R-4110-2019, pièce B-0032, p. 8; États d'avancement 2020, p. 39 et 2021, p. 39; R-4210-2022, B-0020, p. 59.

(iv) « *42. Les travaux sont en cours afin d'analyser l'impact de différents moyens de gestion sur les besoins d'investissement des réseaux de transport et de distribution. La direction d'Hydro-Québec, tout comme le Distributeur et le Transporteur, ont un grand intérêt dans les conclusions de ces travaux. Le Distributeur est convaincu qu'il faut s'assurer de mettre les conditions en place pour bénéficier de ce que les moyens de gestion peuvent apporter sur les investissements sur les réseaux.*

43. Les travaux demandent un certain temps, car ils s'appuient, entre autres, sur les résultats réels des moyens de gestion en période hivernale. De plus, il faut une masse critique de participants (tarification dynamique, Hilo) sur les différents postes et plusieurs années d'historique pour bien statuer sur l'efficacité des moyens de gestion sur le report des investissements en transport et distribution.

44. Certaines étapes ont déjà été franchies, notamment le développement de prévisions horaires pour l'ensemble des postes. D'autres sont toujours en cours, par exemple l'analyse de la concordance des caractéristiques des moyens de gestion avec les besoins des différents postes.

45. Ce sont donc des travaux de longue haleine de développement et de simulations qui requerront d'autres travaux pour les corroborer. Les résultats seront soumis en temps opportun à la Régie. » [nous soulignons]

(v) « *Pour le troisième hiver d'application de ces options, un déploiement restreint a de nouveau été privilégié afin de garantir un accompagnement optimal de la clientèle*.

[…]

Comme indiqué au bilan du 2e hiver, le Distributeur a, dans un premier temps, voulu concentrer ses efforts de commercialisation sur une vingtaine de postes de distribution limités en capacité. Toutefois, en raison de l'engouement observé par la clientèle, le Distributeur a élargi au mois de novembre 2021 sa campagne de recrutement à la majorité de sa clientèle éligible dont il disposait d'une adresse courriel et d'un Espace client. » [nous soulignons]

Demandes :

5.1 Veuillez expliquer plus amplement la hausse des coûts évités de transport de 8,9 % observée en 2021 et celle des coûts évités de distribution de 12,1 % en 2022.

5.1.1. Veuillez préciser si l'application de la méthodologie prévoyant l'utilisation de la durée de vie pondérée des équipements et la révision à 57 ans pour les équipements de transport et à 45 ans pour ceux de distribution (réf. (i)) ont été pris en compte dès 2019 ou, dans le cas des équipements de transport, uniquement en 2021.

5.1.2. Veuillez préciser quels autres facteurs, le cas échéant, permettent d'expliquer la hausse de 12 % des coûts évités de distribution en 2022, outre la révision du calcul de l'annuité qui passe de 45 à 47 ans (réf. (iii)).

5.1.3. Veuillez démontrer, exemple chiffré à l'appui, de quelle manière l'augmentation de la durée de vie des équipements de transport ou de distribution affecte le calcul de l'annuité servant à déterminer les coûts évités de transport ou de distribution.

5.2 Considérant qu'il faut une masse critique de participants sur les différents postes et plusieurs années d'historique pour statuer sur l'efficacité des moyens de gestion de la puissance à reporter des investissements en transport et distribution (réf. iv), veuillez indiquer si des observations préliminaires et des conclusions éventuelles peuvent être tirées à la suite à l'expérience des trois derniers hivers sur la vingtaine de postes mentionnés à la référence (v). Veuillez élaborer.

5.2.1. Veuillez préciser si l'expérience de participation/effacement sur la vingtaine de postes de distribution peut être utilisée et transposée au réseau de transport. Veuillez élaborer.

5.3 Veuillez indiquer à quel moment un rapport d'étape et un rapport final du comité technique composé d'experts du réseau de transport, du réseau de distribution et d'analyse économique seront disponibles.

TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

6. Références : (i) Décision D-2015-018, p. 248;
(ii) Pièce B-0020, p. 78;
(iii) Dossier R-4057-2018, pièce B-0062, p. 147.

Préambule :

(i) « *[1044] Afin de s'assurer de façon continue que la clientèle du Distributeur n'est pas pénalisée et que les tarifs offerts couvrent toujours le coût à la marge du Distributeur, incluant les coûts d'énergie en périodes de pointe et les coûts des approvisionnements en puissance, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, un suivi annuel du tarif de développement économique.* »

(ii)

TABLEAU 12.8 :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ (¢/KWH)

Année	Tarif	Coût à la marge (Tarif L)						Tarif de développement économique			
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total	Écart	Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,2	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,3	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDE	2,9	0,0	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDE	2,9	0,0	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2019	TDE	3,0	0,1	0,2	3,3	0,2	3,5	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2020	TDE	3,0	0,2	0,2	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2021	TDE	3,1	0,2	0,2	3,5	0,2	3,7	0,3	4,0	-20,0%	5,0
2022	TDE	3,1	0,3	0,2	3,7	0,2	3,9	0,2	4,1	-20,0%	5,1
2023	TDE	3,6	1,0	0,2	4,8	0,2	5,0	(0,7)	4,2	-20,0%	5,3
2024	TDE + transition	3,6	1,4	0,2	5,3	0,2	5,5	(0,9)	4,6	-15,0%	5,4
2025	TDE + transition	3,7	1,6	0,2	5,6	0,2	5,8	(0,9)	4,9	-10,0%	5,5
2026	TDE + transition	3,8	1,7	0,3	5,8	0,2	6,0	(0,7)	5,2	-5,0%	5,5
Annuité 2023-2026		3,5	1,4	0,2	5,1	0,2	5,3	(0,8)	4,5	-12,7%	5,1
4,927%	2,870%										
Tx nominal	Tx réel										

« *L'analyse de rentabilité montre que le coût à la marge du Distributeur est désormais supérieur au prix offert au TDÉ pour les clients au tarif L. Ce résultat s'explique par l'épuisement de l'électricité patrimoniale et la hausse du prix des achats de court terme.* »

(iii) « *Le Distributeur a conclu, jusqu'à présent, des ententes avec 23 clients. Treize d'entre eux, principalement des centres de données, bénéficiaient du TDÉ au 31 mars 2018. Le tableau 13 présente la consommation prévue de ces projets*. »

TABLEAU 13 :
CONSOMMATION ADDITIONNELLE DES CLIENTS BÉNÉFICIANT DU TDÉ

Industrie	Demandes acceptées	TDÉ en vigueur	
		Nombre	MW prévus
Centre de données	10	7	82
Technologie «des chaînes de blocs»	8	5	53
Autres	5	1	182
Total	23	13	317

Demandes :

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).

6.1.1. Veuillez préciser ce qui explique la hausse apparente du coût de l'électricité patrimoniale de 16 % en 2023.

6.2 Veuillez fournir une version Excel fonctionnelle du tableau, incluant les formules et le détail des calculs effectués pour l'ensemble des colonnes incluant, pour la colonne des achats, le nombre d'heures d'achats et le coût utilisé pour chacune des années.

6.3 Veuillez mettre à jour les données du tableau de la référence (iii) et fournir en complément les ventes d'énergie prévues à terme (MWh/an) par type d'industrie.

6.4 Dans l'hypothèse où une version révisée du tableau de la référence (ii) devait être produite, veuillez présenter et commenter l'analyse de rentabilité tel que stipulé aux références (i) et (ii).

SUIVI DU TARIF DE RELANCE INDUSTRIELLE

7. Références : (i) Dossier R-4011-2017, pièce B-0127, p. 65;
(ii) Pièce B-0020, p. 76.

Préambule :

(i) *« 21.1 Veuillez expliquer comment un tarif conçu afin d'encourager la remise en production d'activités industrielles pourrait également s'appliquer à la conversion de procédés industriels. Veuillez préciser en quoi un tarif offert sur une base non ferme, sujet à des périodes de restriction et offert pour une période minimale de 3 mois consécutifs ou non, est bien adapté pour s'appliquer à la conversion de procédés, laquelle est généralement faite sur une base permanente.*

Réponse :

La proposition du Distributeur vise essentiellement à accorder plus de souplesse tarifaire à la clientèle industrielle tout en contribuant, d'une part, à l'écoulement de surplus et, d'autre part, à l'amélioration de la compétitivité des grands clients industriels. Elle rejoint ainsi les pistes de solution concernant la compétitivité des tarifs industriels formulées par la Régie dans son Avis sur les pratiques tarifaires.

L'offre de ce tarif basé sur le coût évité de l'électricité est combinée à un service non ferme ne générant pas de coûts additionnels en puissance. Le Distributeur propose d'offrir le TRI pour toute charge additionnelle qui générera des revenus additionnels, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle. C'est à cette fin que le Distributeur ne distingue pas la relance de capacités industrielles non utilisées de la conversion à l'électricité de procédés industriels.

Ainsi, les clients qui adhéreront au TRI dans le cadre d'une conversion à l'électricité de procédés industriels seront soumis à un service non ferme. Ils devront donc disposer d'une source d'énergie alternative ou interrompre leur procédé industriel à la demande du Distributeur en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du réseau, à l'image de l'option d'électricité interruptible. » [nous soulignons]

(ii)

TABLEAU 12.6 :

TRI – RÉPARTITION MENSUELLE DE LA PARTICIPATION PAR ÉVÉNEMENT (2018–2022)

Date/heure début période de restriction	Date/heure fin période de restriction	Nombre de clients appelés lors de l'évènement de restriction			Nombre de clients qui ont respecté la restriction pour toute la durée de l'interruption		
		Conversion	Relance d'équipement	total	Conversion	Relance d'équipement	total
2019-01-17 06:00	2019-01-17 10:00	1	2	3	1	2	3
2019-01-21 05:00	2019-01-21 11:00	1	2	3	1	2	3
2019-01-22 05:00	2019-01-22 10:00	1	2	3	1	2	3
2019-02-01 06:00	2019-02-01 10:00	1	2	3	1	2	3
2019-02-12 06:00	2019-02-12 09:00	1	2	3	1	2	3
2019-02-19 05:00	2019-02-19 10:00	1	2	3	1	2	3
2019-02-27 05:00	2019-02-27 10:00	1	2	3	1	2	3
2020-01-17 05:00	2020-01-17 10:00	4	2	6	3	2	5
2020-01-20 05:00	2020-01-20 10:00	4	2	6	3	2	5
2020-01-21 05:00	2020-01-21 10:00	4	2	6	3	2	5
2020-02-14 05:00	2020-02-14 10:00	5	3	8	5	3	8
2020-02-14 17:00	2020-02-14 22:00	5	3	8	5	3	8
2021-01-21 06:00	2021-01-21 10:00	8	5	13	6	3	9
2021-02-01 06:00	2021-02-01 09:00	8	5	13	4	5	9
2021-02-11 06:00	2021-02-11 09:00	8	5	13	5	5	10
2021-02-12 05:00	2021-02-12 10:00	8	5	13	5	5	10
2021-02-12 16:00	2021-02-12 21:00	8	5	13	5	5	10
2021-02-18 05:00	2021-02-18 10:00	8	5	13	5	5	10
2021-03-02 05:00	2021-03-02 10:00	8	5	13	8	5	13
2021-03-02 16:00	2021-03-02 20:00	8	5	13	8	5	13
2021-03-04 05:00	2021-03-04 10:00	8	5	13	8	5	13
2022-01-03 05:00	2022-01-03 10:00	13	6	19	10	5	15
2022-01-03 16:00	2022-01-03 21:00	13	6	19	9	5	14
2022-01-04 06:00	2022-01-04 10:00	13	6	19	9	5	14
2022-01-11 05:00	2022-01-11 10:00	13	6	19	9	5	14
2022-01-11 16:00	2022-01-11 22:00	13	6	19	10	5	15
2022-01-12 05:00	2022-01-12 10:00	13	6	19	9	5	14
2022-01-14 16:00	2022-01-14 22:00	13	6	19	9	5	14
2022-01-19 05:00	2022-01-19 10:00	14	6	20	11	5	16
2022-01-21 05:00	2022-01-21 11:00	14	6	20	9	5	14
2022-01-21 16:00	2022-01-21 22:00	13	6	19	9	5	14
2022-01-22 05:00	2022-01-22 11:00	14	6	20	10	5	15
2022-01-24 06:00	2022-01-24 09:00	13	6	19	10	5	15
2022-01-26 06:00	2022-01-26 09:00	14	6	20	10	5	15
2022-01-26 17:00	2022-01-26 21:00	13	6	19	10	5	15
2022-01-27 05:00	2022-01-27 09:00	13	6	19	9	5	14
2022-02-06 06:00	2022-02-06 09:00	14	6	20	11	6	17
2022-02-14 05:00	2022-02-14 11:00	14	6	20	11	6	17
2022-02-15 06:00	2022-02-15 10:00	14	6	20	11	6	17
2022-02-16 06:00	2022-02-16 09:00	14	6	20	10	6	16
2022-02-25 06:00	2022-02-25 09:00	14	6	20	10	6	16

La Régie constate que lors des 20 événements de restriction survenus en 2022, 13 ou 14 clients bénéficiant du TRI aux fins de conversion de procédé industriel ont été appelés à s'effacer à chaque occasion, soit un total de 269 clients/événements. Or, seuls 196 clients/événements auraient effectivement respecté la restriction de consommation pour toute la durée de l'interruption, soit environ 73 % des clients/événements.

Demandes :

7.1 Veuillez indiquer quel pourcentage des clients adhérents au TRI dans le cadre d'une conversion à l'électricité de procédés industriels disposent d'une source d'énergie alternative.

7.1.1. Veuillez présenter à quel moment et de quelle façon le Distributeur informe les clients potentiels au TRI, dans le cadre d'une conversion à l'électricité de procédés industriels, qu'ils seront soumis à un service non ferme et qu'ils devront disposer d'une source d'énergie alternative ou interrompre leur procédé industriel à la demande du Distributeur en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du réseau (réf. (i)).

7.2 Veuillez préciser quel a été le nombre d'heures ayant fait l'objet d'appels aux clients assujettis au TRI (réf. (ii)) à interrompre leur procédé industriel au cours de 2022 ainsi que le nombre d'heures durant lesquelles le Distributeur a constaté que l'ensemble des clients adhérents ont respecté la restriction pour toute la durée de l'interruption.

7.3 Veuillez décrire les circonstances pouvant expliquer qu'un pourcentage significatif des clients bénéficiant du TRI aux fins de conversion de procédé industriel (réf. (ii)) ne se sont pas effacés lors d'événements de restriction.

7.4 Veuillez préciser si tous les clients bénéficiant du TRI aux fins de conversion de procédé industriel et qui ne se sont pas effacés lors des événements de restriction ont été facturés pour leur consommation au prix de 50,65 ¢/kWh. Veuillez élaborer.

PRÉVISION DE LA DEMANDE

MÉTHODOLOGIE ET MODÈLES DE PRÉVISION

8. Références :
(i) Pièce B-0009, p. 8, Figure 1.2;
(ii) Pièce B-0009, p. 42, Tableau 9.5;
(iii) Dossier R-4110-2019, pièce B-0007, p. 51, Tableau 3.5;
(iv) Dossier R-4110-2019, pièce B-0024, p. 8 et 9, R.2.4.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente à la Figure 1.2 l'évolution des ventes d'électricité et du produit intérieur brut (PIB) du Québec durant la période 1986-2020.

(ii) Le Distributeur présente, par secteur de consommation, les variables explicatives retenues dans ses modèles de prévisions de la demande du plan d'approvisionnement (le Plan) 2023-2032.

(iii) Le Distributeur présente, par secteur de consommation, les variables explicatives retenues dans ses modèles de prévisions de la demande du Plan 2020-2029.

(iv) « *2.4 À la référence (i), le Distributeur n'a pas retenu la variable explicative « taux de change » dans les secteurs PME industriel, pâtes et papiers, mines, divers manufacturiers et sidérurgie, fonte et affinage, alors qu'il l'a retenue dans le secteur pétrole et chimie. Veuillez justifier cette différence, dans le contexte où la variation du taux change à un effet direct sur le produit intérieur brut (PIB) de ces secteurs.*

Réponse :

L'évolution des PIB sectoriels incorpore implicitement l'impact du taux de change. Cependant, l'inclusion de la variable « taux de change » dans les modèles permet, dans certains cas, de capter la sensibilité d'un secteur donné au taux de change qui n'aurait pas été captée par la variable de PIB, ce qui explique son utilisation. Ultimement, l'inclusion de la variable « taux de change » dans les modèles de prévision repose sur le fait qu'elle constitue une variable explicative significative et qu'elle améliore leur performance. » [nous soulignons]

Demandes :

8.1 La Régie comprend de la Figure 1.2 que la détérioration de l'adéquation entre les ventes d'électricité et les variables économiques traditionnelles entre les années 2008 et 2020 confirme que les modèles statistiques à usages finaux sectoriels utilisées par le Distributeur pour la prévision des ventes d'électricité continuent de produire les résultats escomptés, soit des résultats plus précis et moins biaisés. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie. Sinon, veuillez expliquer.

8.2 La Régie constate quelques différences entre les variables retenues dans les modèles de prévision du Plan 2023-2032 et celles retenues dans le cadre du Plan 2020-2029 (références (ii) et (iii)). Veuillez expliquer en détail ces différences par secteur d'activité dans le cadre du Plan 2023-2032, en complétant le tableau ci-dessous.

Secteur	Variable retirée	Variable ajoutée	Raison
Réseaux municipaux	• Emploi total • Population de 15 et plus • Rémunération des salariés		
Transport public	• Emploi total • Population de 15 et plus • Rémunération des salariés	Nombre d'abonnements	
Divers manufacturiers	Emploi manufacturier		
Pétrole et chimie	Taux de change	PIB pâtes et papiers	

8.3 Veuillez élaborer sur l'impact de ces changements sur la qualité de prédiction et la performance des modèles de prévision du Plan 2023-2032.

8.4 Veuillez indiquer si la variable « taux de change » ne permet plus de capter la sensibilité du secteur Pétrole et chimie (référence (iv) et à la question 8.2). Veuillez élaborer sur sa significativité statistique.

CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET PRÉVISION DES PRINCIPALES VARIABLES ÉCONOMIQUES ET DÉMOGRAPHIQUES

9. Références :
(i) Pièce B-0009, p. 9 et 10;
(ii) Le point sur la situation économique et financière du Québec, automne 2022, Ministère des Finances du Québec, p. 68 et 83;
(iii) Pièce B-0009, p. 13;
(iv) Pièce B-0009, p. 40, Tableau 9.1;
(v) Pièce B-0009, p. 40, Tableau 9.2.

Préambule :

(i) « *La croissance économique du Québec devrait aussi ralentir d'ici l'année prochaine, en raison notamment de l'inflation élevée et de la remontée récente des taux d'intérêt. Pour toutes les raisons invoquées ci-dessus, le Distributeur prévoit une croissance de 3,3 % du PIB réel en 2022 et de 1 % en 2023.*

À plus long terme, les changements démographiques vont continuer à modifier la structure économique du Québec. D'une part, la proportion des personnes de 65 ans et plus sur l'ensemble de la population est en constante progression, passant de 20 % à 25 % entre 2021 et 2032 selon les dernières projections de l'Institut de la statistique du Québec. D'autre part, la population dite en âge de travailler, soit celle entre 20 et 64 ans, devrait diminuer sur cette même période, de sorte que sa proportion sur l'ensemble de la population passerait de 59 % à 55 %. Ces changements démographiques réduiront significativement la croissance future de la population active et du PIB potentiel.

Globalement, le Distributeur anticipe que la croissance économique à long terme sera moins soutenue. La croissance annuelle moyenne du PIB au Québec, qui était de 2,2 % entre 1998 et 2012, est passée à environ 1,7 % au cours de la dernière décennie (2013-2022) et devrait diminuer à 1,3 % pour la période 2023-2032. » [nous soulignons]

(ii) « *En 2023, la Banque du Canada maintiendra sa politique monétaire restrictive. De plus, les difficultés croissantes de l'économie mondiale modéreront la hausse du PIB. Ainsi, l'expansion économique ralentira de façon plus importante qu'escompté dans le cadre du Plan budgétaire du Québec – Mars 2022 et du Rapport préélectoral sur l'état des finances publiques du Québec – Août 2022.*

— En effet, le PIB réel devrait augmenter de seulement 0,7 % en 2023. Il s'agit d'une révision à la baisse de 1,3 point de pourcentage par rapport à la prévision de mars 2022 et de 1,0 point de pourcentage par rapport à celle du mois d'août 2022.

[…]

Bien qu'une importante modération de l'activité économique soit attendue, une forte incertitude plane toutefois sur les prévisions. De plus, les probabilités de récession au Canada pour la prochaine année ont été revues à la hausse au cours des derniers mois.

Dans ce contexte, un scénario alternatif prévoyant une récession a été élaboré par le ministère des Finances. Ce scénario permet d'évaluer l'incidence d'une modération plus importante que prévu du PIB réel sur le cadre financier et sur la dette du gouvernement du Québec.

— Ainsi, un choc inattendu sur l'activité économique entraînerait l'économie du Québec en récession. Selon la nature de celui-ci, le gouvernement pourrait intervenir afin de soutenir les ménages ou les secteurs d'activité les plus touchés.

Un scénario alternatif prévoyant une récession en 2023
Selon le scénario alternatif prévoyant une récession, l'activité économique au Québec reculerait de 1,0 % en 2023 avant de progresser de 1,2 % en 2024. Il s'agit d'un écart de 1,7 point de pourcentage en 2023 et de 0,4 point de pourcentage en 2024 par rapport au scénario de référence. Ce choc négatif serait suivi d'un rebond en 2025 et en 2026 de sorte que l'activité économique rejoindrait un niveau équivalant au scénario de référence à la fin de 2026. » [nous soulignons]

(iii) « *Malgré ces records, le Distributeur anticipe un ralentissement de la construction résidentielle en raison de la montée abrupte des taux d'intérêt à court terme et par une plus faible croissance démographique à plus long terme. L'accroissement prévu de la population de 15 ans et plus au Québec est d'environ 530 000 individus de 2022 à 2032, soit un taux de croissance annuel moyen de +0,7 %. Cette croissance démographique se traduira par environ 292 000 nouveaux abonnements résidentiels sur la même période, soit aussi un taux de croissance annuel moyen de +0,7 %.* » [nous soulignons]

(iv) Le Distributeur présente au Tableau 9.1 l'historique des principales variables démographiques et économiques sur la période 2012-2021.

(v) Le Distributeur présente au Tableau 9.2 les prévisions des principales variables démographiques et économiques sur la période 2022-2023.

Demandes :

9.1 La Régie constate à la référence (i) que le Distributeur anticipe une croissance du PIB réel du Québec de 1,0 % en 2023, alors qu'elle note à la référence (ii) que, dans sa mise à jour économique de décembre 2022, le gouvernement du Québec prévoit une croissance de 0,7 % et a élaboré un scénario alternatif prévoyant un PIB réel de -1,0 % en 2023, considérant la hausse rapide des taux d'intérêt, l'inflation et l'incertitude des prévisions.

9.1.1. Veuillez indiquer comment le Distributeur a intégré dans ses prévisions le contexte inflationniste, la hausse soutenue des taux d'intérêts, l'incertitude relative aux prévisions économiques et une éventuelle récession. Veuillez élaborer.

9.1.2. Veuillez fournir les prévisions du Distributeur sur l'inflation sur la période 2022-2032.

9.2 La Régie comprend de la référence (i) que le Distributeur utilise les données des prévisions démographiques de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) comme intrants de la variable « Population de 15 ans et plus ».

9.2.1. Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de la Régie.

9.2.2. Dans l'affirmative, veuillez fournir les données de l'ISQ sur la croissance de la « Population de 15 ans et plus » des années 2022 à 2032. Le cas échéant, veuillez justifier les différences entre ces données et celles utilisées par le Distributeur.

9.3 À partir du Tableau 9.2 de la référence (v), veuillez expliquer pourquoi le nombre annuel de nouveaux abonnements résidentiels décroît pendant la période 2022-2032 malgré l'augmentation de la population de 15 ans et plus au Québec.

9.3.1. Veuillez fournir les prévisions du Distributeur sur les mises en chantier pour la période 2022-2032. Veuillez commenter l'impact de ces prévisions sur le nombre des nouveaux abonnements résidentiels.

9.4 Des Tableaux 9.1 et 9.2 des références (iv) et (v), la Régie note que la croissance de l'emploi total et celle de la rémunération des salariés s'élèvent respectivement à :

- 2,0 % et 4,0 % en 2019 (historique);
- 4,2 % et 5,1 % en 2021 (historique);
- 2,6 % et 0,9 % en 2022 (prévision);
- 0,8 % et 0,9 % en 2023 (prévision).

La croissance de ces deux variables se stabilise à partir de l'année 2024.

9.4.1. Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur prévoit une baisse importante de la croissance de la rémunération des salariés en 2022 et en 2023, à 0,9 %, par rapport aux années 2019 et 2021.

9.4.2. Veuillez expliquer pourquoi la croissance prévue de l'emploi total et celle de la rémunération des salariés se stabilisent à partir de 2024, respectivement à 0,8 % et à 0,9 % et ne retourne pas à celles observées en 2019 et aux années précédentes, soit avant la pandémie liée à la COVID-19.

AMÉLIORATION ET SUIVS DEDÉCISIONS

10. Références : (i) Pièce B-0009, p. 32;
(ii) Pièce B-0009, p. 26;
(iii) Pièce B-0009, p. 34;
(iv) Pièce B-0009, p. 37.

Préambule :

(i) À la section 8.1 de la pièce B-0009, le Distributeur présente les améliorations apportées à son approche méthodologique du processus de prévision depuis la publication du Plan d'approvisionnement 2020-2029. Il indique notamment ce qui suit :

« *En raison de la forte croissance prévue liée à l'émergence de nouveaux secteurs d'activités ainsi qu'aux efforts soutenus de décarbonation, le Distributeur fait face dorénavant à un risque asymétrique. La nouvelle approche permet de mieux représenter cette nouvelle réalité puisqu'à long terme le risque à la hausse sur la demande prévue est supérieur au risque à la baisse sur cette même demande (figure 8.1).*

En raison de ce changement méthodologique, l'aléa est désormais présenté sous forme de distribution normale en deux pièces. Une distribution normale en deux pièces est définie par la combinaison de deux distributions normales ayant le même mode, mais différents écarts types. Cela permet au Distributeur de définir des coefficients de variation différents, propres aux scénarios fort et faible. »

(ii) Dans les tableaux 6.3 et 6.4, le Distributeur présente les aléas sur le besoin en énergie ainsi que sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver sur l'horizon du Plan.

« *Depuis le Plan d'approvisionnement 2014-2023, le Distributeur utilise la même méthodologie pour établir sa normale climatique. La révision méthodologique intégrée au Plan consiste en une révision de la pente de réchauffement annuel utilisée pour évaluer la normale climatique. La température moyenne du Québec se réchauffe annuellement selon une pente de réchauffement déterminée en fonction du modèle utilisé. Par le passé, cette pente était établie par une régression linéaire simple sur les températures annuelles moyennes observées au Québec de 1971 à la plus récente année complète disponible.*

Dorénavant, le Distributeur utilise plutôt une pente de réchauffement dérivée des scénarios RCP 4.5 du CMIP tel que compilés par Ouranos. Cette approche permet au Distributeur de refléter la nature non-linéaire du réchauffement climatique au Québec et d'être cohérent avec les rapports d'évaluation du GIEC. » [note de bas de page omise]

(iii) « *Étant donné que les données disponibles reflètent, soit une réalité précédant l'émergence du mode de travail hybride, soit une période de confinement sévère et exceptionnelle, le Distributeur ne peut statuer avec certitude sur l'impact à long terme du télétravail sur la consommation de la recharge à long terme. Or, il continuera d'analyser les données de recharge des prochaines années lorsqu'elles seront disponibles afin d'identifier tous les changements de tendance. <u>Cependant, sur la base des données disponibles, le Distributeur reconnaît que le profil établi en 2018 n'est peut-être plus représentatif de la recharge actuelle des véhicules</u>. <u>Ainsi, il a établi un profil à l'aide d'une moyenne entre les deux profil[s] particuliers, soit de la période prépandémique et celle en confinement. Cette méthode, de l'opinion du Distributeur, permet de prendre en compte un effet durable du télétravail</u>.* » [nous soulignons]

Demandes :

10.1 Veuillez élaborer sur les motifs justifiant les améliorations apportées à l'approche méthodologique du processus de prévision (référence (i)). Veuillez notamment préciser comment les efforts de décarbonation et l'émergence de nouveaux secteurs ont évolués par rapport au plan précédent.

10.2 Veuillez élaborer sur la méthodologie selon laquelle le Distributeur est parvenu à une distribution normale en deux pièces. Plus spécifiquement, veuillez expliquer la présence d'une asymétrie positive (vers la droite).

10.3 Veuillez justifier le choix des scénarios d'émission nommés profils représentatifs d'évolution de concentration (RCP) 4.5 par rapport à d'autres scénarios.

10.4 Veuillez élaborer sur l'impact de la révision de la méthodologie utilisée par le Distributeur pour établir la normale climatique sur les prévisions des ventes à l'horizon du Plan 2023-2032, par secteur d'activité.

10.5 Veuillez expliquer l'impact de ce changement de méthodologie sur l'aléa sur la demande ainsi que sur l'aléa global, en énergie et en puissance, sur l'horizon du Plan (références (i) et (ii)).

10.6 En regard de la référence (iv), la Régie comprend qu'afin de prendre en compte l'effet durable du télétravail, le Distributeur a établi un profil horaire moyen de la recharge d'un véhicule électrique en faisant une moyenne entre les profils associés à la période prépandémique et à celle en confinement, en attendant la disponibilité de données additionnelles.

10.6.1. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie. Sinon, veuillez expliquer.

10.6.2. Veuillez quantifier ce profil horaire moyen en kW.

10.6.3. Veuillez fournir un graphique illustrant ce profil horaire moyen pour les jours ouvrables les plus froids de l'hiver 2020-2021. Veuillez comparer ce graphique avec le graphique 8.6 présenté à la référence (iv).

10.6.4. Veuillez indiquer combien d'années sont requises afin d'accumuler des données additionnelles suffisantes qui permettrait au Distributeur de statuer sur l'impact à long terme du télétravail sur la recharge des véhicules électriques.

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

11. Référence: (i) Pièce B-0009, p. 45.

Préambule :

(i) Tableau 9.14 : Prévision des contributions annuelles en puissance en efficacité énergétique du Distributeur :

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

Demande :

11.1 Veuillez expliquer les variations entre les hivers 2026-27 et 2031-2032.

RÉSEAUX AUTONOMES – EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

12. Références : (i) Pièce B-0013, p. 21, tableau 6.3;
(ii) État d'avancement 2021, p. 34;
(iii) État d'avancement 2021, p. 34;
(iv) Pièce B-0013, p. 39, tableau 8.3.1.

Préambule :

(i) Parmi les interventions en efficacité énergétique prévues au Nunavik, le Distributeur prévoit étudier une nouvelle approche de sensibilisation visant spécifiquement les familles ou les communautés.

(ii) « *L'étude de potentiel en efficacité énergétique d'Econoler a également permis d'identifier un potentiel d'économies d'énergie intéressant des mesures de sensibilisation auprès de la population. Plus spécifiquement, les campagnes, qui débuteront en 2022, viseront l'adoption de comportements écoresponsables comme éteindre certains appareils électriques (téléviseurs, éclairage, etc.) lorsque inutilisés et éviter l'utilisation d'un chauffage d'appoint électrique*. »

(iii) *« Production solaire décentralisée*
Le Distributeur entend poursuivre au Nunavik des démonstrations technologiques favorisant les énergies renouvelables, notamment de l'utilisation de panneaux solaires décentralisés. L'électricité ainsi produite en aval du compteur pourrait servir à alimenter les charges de l'autoproducteur ou être injectée, lorsqu'en surplus, sur le réseau local. Des discussions sont en cours à ce sujet avec des parties prenantes du Nunavik pour déterminer le meilleur modèle d'affaires. »

TABLEAU 8.3-1 :
PRÉVISION DE LA DEMANDE – ÎLES-DE-LA-MADELEINE

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
Nombre d'abonnements résidentiels	**7 111**	**7 128**	**7 139**	**7 149**	**7 153**	**7 152**	**80**	**80**	**79**	**79**	**79**	**-36,2%**
Ventes (GWh)	**189,47**	**191,11**	**192,58**	**192,50**	**189,61**	**189,50**	**0,74**	**0,73**	**0,73**	**0,73**	**0,73**	**-42,6%**
dont résidentiel	*110,02*	*111,18*	*112,12*	*111,99*	*112,24*	*112,47*	*0,55*	*0,55*	*0,55*	*0,55*	*0,55*	-41,1%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,66	21,84	22,01	22,00	21,67	21,66	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	
Besoins en énergie (GWh)	**211,12**	**212,95**	**214,59**	**214,51**	**211,28**	**211,16**	**0,92**	**0,92**	**0,92**	**0,92**	**0,92**	**-41,9%**
Besoins en puissance à la pointe (MW)[1]	**46,74**	**47,26**	**47,62**	**47,95**	**47,90**	**0,24**	**0,24**	**0,24**	**0,24**	**0,24**		**-44,4%**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Utilisation efficace de l'énergie :											
Besoins en énergie (GWh)	56,33	54,20	52,08	49,97	47,87	45,79	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Besoins en puissance à la pointe (MW)[1]	18,24	17,55	16,85	16,17	15,48	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.
1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

Demandes :

12.1 Veuillez élaborer sur la nouvelle approche de sensibilisation dont il est question en référence (i). Veuillez également préciser de quelle manière cette mesure s'inscrit avec celle en référence (ii).

12.1.1. Veuillez élaborer sur les démarches de sensibilisation à la pointe hivernale auprès de la clientèle du Nunavik.

12.1.2. Veuillez présenter les résultats du projet pilote relatif aux génératrices d'urgence au Nunavik.

12.2 Veuillez présenter les données au tableau 8.3-1 (référence (iii)) en faisant abstraction d'un scénario de raccordement au réseau intégré.

12.3 Veuillez déposer dans un tableau les économies d'énergie réelles et prévisionnelles pour les réseaux autonomes pour les années 2018 à 2022. Le cas échéant, veuillez expliquer les écarts.

	2018		2019		2020		2021		2022	
	GWh	$	GWh	$	GWh	$	GWh	$	GWh	$
Prévisionnel										
Réel										
Écarts										