

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA COALITION DES CENTRES DE DONNÉES À HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION

1. CONTEXTE

Références :

- (i) R-4333-2026, [B-0004](#), HQD-1, Document 1.1
- (ii) [Bouquet électrique résiduel et taux d'émission de gaz à effet de serre \(GES\)](#), Hydro-Québec
- (iii) [Loi sur la Régie de l'énergie](#), Article 48, al. 3
- (iv) R-4333-2026, [B-0021](#), HQD-5, Document 1 et R-4333-2026, [B-0025](#), HQD-5, Document 2
- (v) [Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec](#)
- (vi) R-4057-2018, [B-0049](#), HQD-4, Document 3.1, pages 26 et 29
- (vii) R-4333-2026, [B-0002](#), Demande et affidavits, paragr. 4
- (viii) R-4307-2025, [B-0006](#), HQD-2, Document 2.1, page 6

Préambule :

- (i) 1.1 Contexte

L'industrie des services infonuagiques connaît une croissance soutenue depuis quelques années, stimulée notamment par l'essor de l'intelligence artificielle générative. L'exploitation des centres de données requiert des volumes considérables d'électricité, tant pour l'alimentation des serveurs que pour les systèmes de refroidissement et de ventilation nécessaires à leur fonctionnement. À ceci s'ajoutent les enjeux associés à la charge demandée par les nouveaux centres de données, qui peut atteindre plusieurs centaines de MW chacun, nécessitant des investissements significatifs sur le réseau. Cette croissance exerce ainsi une pression accrue sur les coûts des distributeurs d'électricité, pression qui se répercute ultimement sur les tarifs.

[...]

Avec la transition énergétique et la fin des surplus d'électricité, Hydro-Québec évolue dans un contexte où son électricité renouvelable et fiable est de plus en plus convoitée. Dans le cadre de son Plan d'action 2035, Hydro-Québec s'est d'ailleurs engagée à valoriser ces atouts recherchés par plusieurs clientèles, tout en maintenant des tarifs abordables et un service fiable pour l'ensemble de sa clientèle.

Dans ce contexte, Hydro-Québec estime nécessaire d'encadrer la croissance anticipée de la consommation des centres de données en instaurant un nouveau tarif qui leur serait spécifiquement applicable. Rappelons qu'Hydro-Québec a été pionnière dans la mise en place d'un encadrement tarifaire visant un usage particulier, soit l'usage cryptographique lié aux chaînes de blocs, encadrement qui a par la suite été repris par plusieurs autres juridictions. Ainsi, conformément à l'article 48 al. 2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le Distributeur demande à la Régie de l'énergie d'approuver la création d'une nouvelle catégorie de consommateurs pour les clients centres de données et la mise en place d'un tarif spécifique.

[...]

Le nouveau tarif proposé vise à ce que :

- Les centres de données assument davantage les coûts associés à leur forte demande en électricité, tout en leur offrant un prix comparable à ceux payés ailleurs en Amérique du Nord;
- Hydro-Québec assure une gestion responsable de la croissance de ses actifs, en limitant l'impact de l'arrivée des centres de données sur ses autres clientèles;
- Le Québec tire la pleine valeur de sa richesse collective.

Le tarif sera fixé à un coût reflétant celui des nouveaux approvisionnements, tout en demeurant compétitif à l'échelle nord-américaine, particulièrement compte tenu du fait que l'électricité fournie est entièrement renouvelable.

[...] Ces mécanismes reposent généralement sur une tarification spécifique à un niveau de prix qui vise à mieux refléter les coûts marginaux associés à ce secteur.

(nos soulignements)

(ii)

Bouquet électrique résiduel

[...]

Bien que la majeure partie de l'électricité québécoise provienne de sources renouvelables, les attributs environnementaux de cette production ne sont pas transférés avec l'électricité vendue. Cela signifie que les droits de déclarer une consommation d'énergie de sources renouvelables ne sont pas automatiquement transférés aux consommateurs avec l'achat de l'électricité.

Afin de bénéficier du caractère renouvelable des sources de production d'électricité, le consommateur doit se procurer les attributs environnementaux.

(nos soulignements)

(iii)

48. La Régie effectue aux trois ans une révision tarifaire lors de laquelle elle établit, pour les trois années tarifaires visées par cette révision, les revenus requis annuellement par le transporteur d'électricité ou le distributeur d'électricité pour assurer l'exploitation de son réseau et lors de laquelle elle fixe les tarifs applicables à compter, dans le cas du transporteur d'électricité, du 1^{er} janvier ou, dans le cas du distributeur d'électricité, du 1^{er} avril de chacune de ces trois années tarifaires. La Régie peut, de la manière qu'elle détermine, répartir une hausse tarifaire d'une ou de plusieurs des années tarifaires visées par la révision sur ces trois années.

En outre, la Régie fixe, au cours d'une année tarifaire, sur demande d'une personne intéressée ou de sa propre initiative, un tarif ou des conditions de service applicables au transport ou à la distribution d'électricité par le transporteur ou le distributeur visé au premier alinéa. Elle tient alors compte, pour la fixation d'un tarif et selon l'année visée, des revenus requis établis conformément au premier alinéa pour l'année tarifaire en cours.

À la demande du transporteur d'électricité ou du distributeur d'électricité faite au cours des trois années tarifaires visées par une révision tarifaire effectuée en vertu du premier alinéa, en

raison de circonstances particulières, la Régie effectue une révision tarifaire visée à cet alinéa de la manière qui y est prévue.

Le distributeur d'électricité consulte le ministre avant de faire une demande visée au deuxième ou au troisième alinéa.

(nos soulignements)

(iv)

1.4 Processus de sélection et clause de majoration

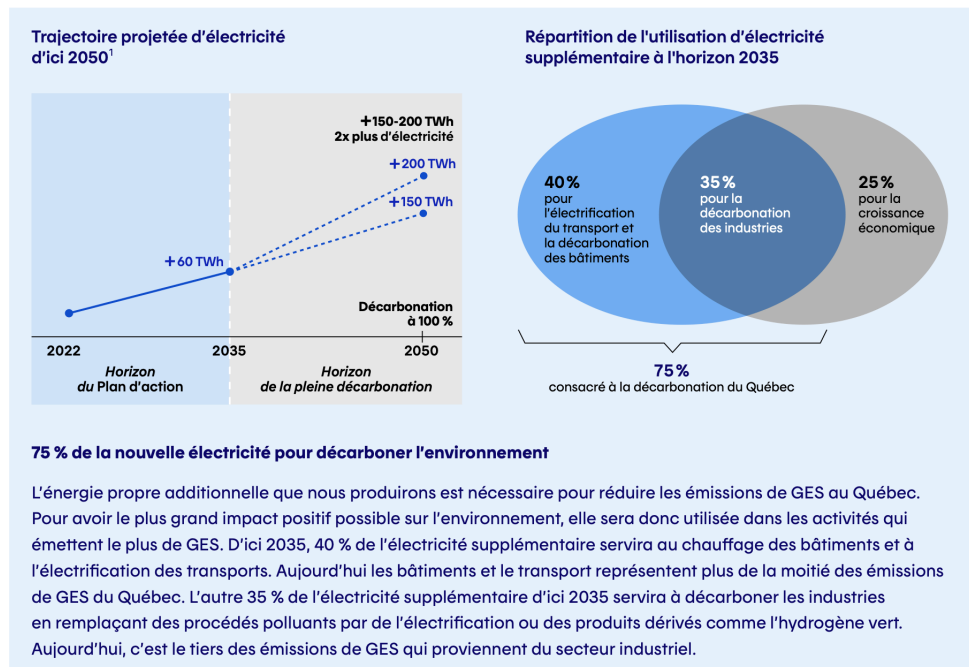
[...]

La clause de majoration proposée n'interfère pas avec le processus d'approbation ministériel nécessaire et l'analyse multicritère qui y est associée. Toutefois, cette clause vise à offrir la flexibilité, aux demandeurs qui le souhaitent, de valoriser davantage l'électricité demandée lors de l'analyse encadrant l'allocation des blocs faites par le gouvernement du Québec.

Le Distributeur rappelle qu'il ne lui appartient pas de discriminer les projets proposés. De fait, il n'entend pas encadrer la stratégie d'application de la majoration. Le demandeur pourra ainsi déterminer quelle composante (énergie/puissance) du tarif il souhaite majorer, dans quelle proportion, et en proposer la durée.

(nos soulignements)

(v)



(vi)

Exemple – Usage chauffage de l’eau au tarif D

Coût évité à répartir - \$2018		Caractéristique de consommation		(c/kWh)			
				2019	2024	2028	
Fourniture énergie – Marché	Hiver	4,1 c/kWh	Consommation en hiver	3,76	4,12	10,09	
	Hors hiver	2,9 c/kWh	Consommation en été				62 %
Fourniture énergie – Contrat appro	Toute l'année	8,0 c/kWh					
Écart pointe/hors pointe	Pointe	+0,66 c/kWh	Consommation pointe	0,28	1,72	1,86	
	Hors pointe	-0,66 c/kWh	Consommation hors pointe				46 %
			62 %				
Fourniture puissance – Marché	Hiver	20 \$/kW ou 0,70 c/kWh	Consommation en hiver	0,28	1,72	1,86	
Fourniture puissance – Contrat appro	Hiver	112 \$/kW ou 4,36 c/kWh	Consommation en hiver				38 %
Transport et distribution puissance	Pointe	68 \$/kW-an (50 \$ + 18 \$)	Facteur d'utilisation annuel	69 %	1,19	1,31	1,42
				Total	5,22	7,15	13,37

[Retour](#)

Retour sur l’analyse économique

- Objectif: **Évaluer l’intérêt économique de réaliser ou non un projet/programme sur toute sa durée de vie :**
 - Nécessite une bonne compréhension des implications du projet sur le réseau, sur la clientèle et sur l’équilibre énergétique ;
 - Nécessite l’identification des variables clés du projet.
- Utilisation des coûts évités : nature et finalité des projets analysés :
 - Quel est le **contexte ?**
 - Quel est l’**objectif** de la mesure ?
 - Quel est le **service rendu ?**
- Analyses de sensibilité et recherche du point mort pour évaluer la robustesse des résultats de l’analyse économique.

(vii)

4. La demande du Distributeur s’inscrit dans un contexte de transition énergétique, de fin des surplus d’électricité et de défis posés par l’arrivée massive de clientèles énergivores, tel que présenté à la section 1 de la pièce HQD-1, Document 1.1.

(vii)

Tableau 1
Ajustement tarifaire et indices d'interfinancement
par catégories de consommateurs

Catégories de consommateurs	Ajustements tarifaires	Indice d'interfinancement		
		2026	2027	2028
Domestiques	3,0%	81,5	81,3	81,3
Généraux	4,8%	130,2	129,8	128,9
Tarif G	4,8%	130,9	128,5	128,6
Tarif M	4,8%	136,8	137,3	136,2
Tarif LG	4,8%	109,1	109,7	110,1
Grands industriels	4,8%	115,7	115,7	115,7

Questions :

A. Allocation des blocs énergétiques et raccordement

- 1.1 Veuillez confirmer qu'à la suite de la mise en place de la *Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité*, le Distributeur n'a plus l'obligation de desservir des demandes de raccordement de 5 MW et plus.
- 1.2 Veuillez confirmer que toute demande de raccordement de plus de 5 MW est sujette à l'approbation du ministre.
- 1.3 Veuillez détailler l'implication d'Hydro-Québec dans le processus d'allocation des blocs énergétiques de plus de 5 MW.
- 1.4 Veuillez expliquer comment le processus d'allocation des blocs d'électricité ne permet pas au Distributeur d'assurer des investissements ordonnés sur le réseau. En distinguant dans votre réponse les lacunes du processus d'allocation en ce qui a trait à : (i) la prévisibilité de la demande et (ii) les investissements sur le réseau de transport et distribution.
- 1.5 Veuillez expliquer comment le processus d'allocation des blocs par le gouvernement et la mise en place d'un tarif à l'usage ne constitue pas un cumule de contraintes visant explicitement à limiter l'accès au service visant spécifiquement les centres de données.
- 1.6 Étant donné les dispositions de raccordement incluses dans les Tarifs et conditions du Transporteur et des Conditions de service du Distributeur, veuillez expliquer comment le raccordement d'un centre de données induit des investissements sur

le réseau disproportionnellement plus élevé qu'une charge équivalente associée à une autre industrie; en particulier, veuillez distinguer les éléments distinctifs associés aux investissements requis pour une charge ayant un profil de pointe non coïncidente avec la pointe hivernale du réseau d'Hydro-Québec.

- 1.7 En lien avec l'article 48 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, veuillez détailler les « circonstances particulières » qui mènent le Distributeur à conclure que le processus de détermination des tarifs n'est pas adéquat en particulier au vu du fait que les blocs énergétiques sont alloués par le gouvernement en consultation avec Hydro-Québec.

B. Croissance de la demande et profil de consommation

- 1.8 Veuillez confirmer que le secteur du bâtiment et du transport contribuera à 40 % des besoins incrémentaux en énergie et en puissance prévue et que les industries contribueront à la hauteur de 35 % à cette croissance de la demande anticipée dans le Plan d'action 2035 (Référence (vi)).
- 1.9 À la lumière des prévisions d'augmentation de la demande anticipée provenant des centres de données (environ 10 % de la demande incrémentale prévue au Plan d'action 2035), veuillez expliquer comment cette augmentation peut être caractérisée par « une arrivée massive de clientèle énergivore » (référence (vii)).
- 1.10 Pour les cinq (5) dernières années, pour les centres de données en opération, veuillez fournir, sur une base agrégée annuelle, le ratio de la puissance demandée réelle durant la période d'hiver sur la puissance demandée réelle sur la même période d'hiver.

C. Caractéristiques de l'énergie et de la puissance offertes par Hydro-Québec

- 1.11 En lien avec la référence (ii), veuillez indiquer quel type d'énergie est vendue par Hydro-Québec.
- 1.12 Veuillez indiquer selon quelles dispositions législatives et/ou réglementaires Hydro-Québec s'appuie pour ségréger les attributs environnementaux de l'électricité produite et distribuée par Hydro-Québec.
- 1.13 Veuillez préciser ce que le Distributeur entend par « il n'entend pas encadrer la stratégie d'application de la majoration ».
- 1.14 Veuillez expliquer comment le Distributeur permettra de distinguer la majoration de la puissance versus celle de l'énergie et comment la majoration s'arrimera avec la variabilité annuelle de l'étiquette électrique du réseau principal.
- 1.15 Veuillez expliquer comment le Distributeur définit les concepts « d'énergie verte », « entièrement renouvelable », « électricité renouvelable », « propre et renouvelable » et « électricité verte », « tel(le) qu'offert(e) par Hydro-Québec ».
- 1.16 Comment ces concepts et/ou définitions se comparent à celles utilisées dans les marchés nord-américains de tels attributs?

- 1.17 Est-ce qu'Hydro-Québec distingue les attributs environnementaux liés à l'électricité patrimoniale de ceux attribuables aux approvisionnements post-patrimoniaux?
- 1.18 Veuillez détailler l'application de la Clause de majoration sur les nouvelles charges exclusivement.
- 1.19 Veuillez expliquer comment le Distributeur entend distinguer le type d'énergie (avec ou sans majoration) qui sera vendu aux différentes classes de clients, en particulier à l'intérieur même des clients au Tarif CD.

D. Le caractère particulier de la charge des centres de données

- 1.20 Veuillez détailler l'ensemble des coûts, présumément différents, associés à la forte charge des centres de données en comparaison d'une charge équivalente associée à une autre industrie. Veuillez faire la comparaison lorsque les montées en charge sont respectivement complétées et distinguer les coûts liés au transport et à la distribution des approvisionnements.
- 1.21 Veuillez détailler ce que le Distributeur entend par « un prix comparable ». En particulier, contraster les alternatives d'approvisionnement offertes dans d'autres juridictions quant à i) l'autoproduction, ii) l'approvisionnement via un courtier énergétique et iii) les ententes de fournitures bilatérales (*Corporate Power Purchase Agreement*) avec les possibilités équivalentes offertes par le Distributeur.
- 1.22 Veuillez expliquer comment la mise en place d'une nouvelle catégorie de clients permet au Distributeur d'assurer « une gestion responsable de la croissance de ses actifs » en expliquant comment le cadre législatif et réglementaire actuel ne permet pas une « gestion responsable de la croissance des actifs ». Veuillez contraster votre réponse sur les aspects liés au transport et à la distribution de ceux liés aux approvisionnements. Veuillez expliquer comment l'approche proposé n'est pas discriminatoire.
- 1.23 Veuillez expliquer ce qui est entendu par le « coût » des « nouveaux approvisionnements ». En particulier, quels approvisionnements sont « nouveaux », et comment le Distributeur discrimine-t-il entre les besoins incrémentaux généraux de ceux liés aux centres de données?

E. Les coûts marginaux

- 1.24 Veuillez expliquer les fondements sur lesquels le Distributeur se base pour ne pas utiliser le coût moyen (fondement de la théorie économique sur les monopoles naturels) pour établir le tarif CD.
- 1.25 Veuillez expliquer les fondements sur lesquels le Distributeur se base pour utiliser le coût marginal (fondement de la théorie économique sur les prix concurrentiels) pour établir le tarif CD.
- 1.26 Dans sa documentation au support de sa demande le Distributeur semble confondre les concepts de coût évité et de coût marginal. Veuillez expliquer

comment le Distributeur distingue les concepts de « coûts évités » et « coût marginal ».

- 1.27 Veuillez détailler comment les coûts marginaux des approvisionnements sont déterminés en distinguant les coûts fixes des coûts variables pour chaque type d'approvisionnement qui pourraient être considérés dans la détermination de ces coûts marginaux tant pour un produit d'énergie qu'un produit de puissance. Veuillez identifier si ce coût serait différent pour la période d'été de celle d'hiver.
- 1.28 Veuillez expliquer comment le Distributeur entend déterminer les coûts évités dans le cadre de l'application des nouvelles dispositions d'approvisionnements flexibles offertes par l'article 52.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.
- 1.29 Eu égard à la question précédente, comment le Distributeur entend arrimer les coûts évités prospectifs de ceux réalisés dans l'établissement et l'application du tarif CD proposé?
- 1.30 Veuillez expliquer et justifier, pour chaque mesure de coût évité identifiée par le Distributeur à la question 1.28, lesquels s'appliquent ou non aux centres de données.
- 1.31 Veuillez expliquer les raisons qui mènent le Distributeur à dénaturer l'utilisation historique des coûts évités – « évaluer l'intérêt économique » et « analyse de sensibilité et recherche de point mort » (référence (vi)) vers l'utilisation de ceux-ci pour « gestion responsable » de la « richesse collective » et « refléter les coûts marginaux associés à ce secteur » (référence (i)).
- 1.32 Quel serait le niveau d'interfinancement du tarif CD si approuvé par la Régie dans sa forme actuelle (tel que déposé par le Distributeur)? **Veillez reproduire le tableau en référence XX (Fasken SVP inclure la référence HQD-2, Document 2.1 Tableau 1 Dossier 4307-2025)**

2. BALISAGE

Références :

- (i) [État d'avancement 2025 du Plan d'approvisionnement 2023-2032](#)
- (ii) R-4333-2026, [B-0005](#), HQD-1, Document 1.2 (le « Rapport Dunsky »), pages 8, 10, 13 et 16

Préambule :

(i)

TABLEAU 7.2
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2024
ÉCART PAR USAGES À LA POINTE D'HIVER

En MW	2021-	2022-	2023-	2024-	2025-	2026-	2027-	2028-	2029-	2030-	2031-	2032-	2033-	2034-
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Usages1														
Chauffage des espaces Résidentiel	0	0	0	61	63	26	17	48	72	114	136	112	134	163
Chauffage des espaces Commercial	0	0	0	76	20	20	21	32	25	18	7	-29	-65	-97
Eau chaude Résidentiel	0	0	0	13	12	10	12	16	20	24	28	31	35	37
Industriel	0	0	0	-74	11	-59	-18	-63	-99	-7	-11	6	25	31
Décarbonation des procédés industriels	0	0	0	-45	-86	27	22	384	266	224	207	42	-226	-479
Filière batterie	0	0	-5	-34	-201	-263	-354	-452	-390	-362	-314	-291	-250	-201
Centres de données	0	0	0	5	49	53	78	117	199	237	280	341	391	438
Chaînes de blocs2	0	0	0	-2	-11	-10	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9
Serres	0	0	0	-25	-25	16	0	-9	31	35	67	96	126	155
Véhicules électriques	0	0	0	0	-7	-34	-61	-107	-131	-169	-154	-89	-73	-55
Photovoltaïque	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1
Autres usages	0	0	5	135	63	-121	75	-10	5	-16	-50	-160	-338	-483
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	0	0	0	110	-112	-335	-216	-51	-11	89	188	51	-250	-498
<i>(Besoins visés par le Plan)</i>														

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.

² Ventés estimées, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs.

Questions :

- 2.1 Dans le rapport d'expertise, veuillez identifier les juridictions ayant adopté des dispositions législatives et réglementaires limitant l'obligation de desservir une demande de raccordement effectué par une charge de plus de 5 MW auprès de l'utilité publique réglementée.
- 2.2 Pour chacune des juridictions recensées, veuillez indiquer la saison (estivale ou hivernale) à laquelle le système électrique atteint sa pointe.
- 2.3 Pour chacune des juridictions recensées, veuillez indiquer le niveau de déréglementation de la production et celui de la consommation de l'électricité (choix du consommateur).
- 2.4 Pour chacune des juridictions recensées, veuillez indiquer la proportion des coûts de la facture type pour une charge équivalente au tarif CD proposé entre les coûts associés à la consommation d'énergie et de puissance et ceux associés aux infrastructures de transport et de distribution.
- 2.5 Pour chacune des juridictions recensées, veuillez indiquer si les tarifs et conditions en vigueur avant la mise en place du nouveau tarif applicable à cette juridiction inclus ou non des dispositions s'apparentant à la neutralité tarifaire, le paiement en amont du service de la totalité de frais de raccordement au-delà d'un seuil s'apparentant au concept de la neutralité tarifaire et une obligation de consommation minimale assujettie à la mise en place de sûreté financière liquide.
- 2.6 Pour chacune des juridictions recensées, veuillez indiquer comment le coût des approvisionnements est déterminé aux fins de la détermination du tarif.
- 2.7 En regard des réponses offertes aux questions 2.1 et 2.6 de cette demande de renseignement, veuillez démontrer, de manière détaillée, le niveau de comparabilité des caractéristiques des juridictions analysées qui soutiennent

- l'application d'un tarif à l'usage pour les centres de données tel que proposé par le Distributeur.
- 2.8 Pour chacune des juridictions recensées, veuillez indiquer si un « *Renewable Portfolio Standard - RPS* » est en place.
- 2.9 Pour chacune des juridictions recensées, indiquer si le coût associé à l'achat de « *Renewable Energy Credits – RECs* » aux fins de la rencontre des obligations liées aux programmes « *Renewable Portfolio Standard - RPS* » est inclus dans les tarifs.
- 2.10 À la référence (i), le tableau indique une augmentation de la demande prévue par le Distributeur des centres de données de 438 MW en 2034-35. Selon la même prévision, la demande totale prévue, incluant la croissance de la demande des centres de données, diminue de 498 MW. Veuillez préciser comment cette dynamique de la demande globale se compare avec celle des juridictions analysées.
- 2.11 À la page 10 du Rapport Dunsky, Dunsky qualifie les projections de demande répertoriée et liste les éléments qui peuvent impacter la qualité des prévisions. Selon l'expertise développée par Dunsky, comment l'application de ces critères impacterait la prévision de la demande déposée par le Distributeur dans sa dernière mise à jour de son Plan d'approvisionnement 2023 – 2032?
- 2.12 À la page 8 du Rapport Dunsky, il est fait référence à des contrats spéciaux qui n'ont pas été pris en compte dans l'analyse quantitative. Veuillez détailler ce qui est entendu par contrats spéciaux, leur niveau de prévalence et les grandes tendances contractuelles.
- 2.13 Pour les grands hubs de centres de données identifiés dans le rapport Dunsky (PJM et Texas (ERCOT)), veuillez identifier les alternatives contractuelles qui s'offrent aux développeurs de centres de données (par exemple *Corporate PPA*, autoproduction, achat de produits auprès de broker, entente bilatérale, hedge financier, etc.) et veuillez identifier les alternatives équivalentes, incluant les limitations législatives et réglementaires, offertes sur le marché du Québec pour un tel développeur.
- 2.14 Pour ces mêmes grands hubs de centres de données identifiés dans le rapport Dunsky (PJM et Texas (ERCOT)), veuillez indiquer comment les prix de l'énergie et de la puissance sont déterminés.
- 2.15 À la page 13 du Rapport Dunsky, on peut lire « (...) les gouvernements revoient leur stratégie, notamment afin de protéger leurs consommateurs et de tirer la pleine valeur de leur électricité. » Veuillez expliquer cette affirmation en particulier qui sont « les consommateurs » des gouvernements et quelle est « leur électricité », en particulier dans les marchés comme PJM et Texas (ERCOT). Veuillez mettre l'emphase et distinguer les composantes énergie et puissance de celles de transport et distribution tant dans un marché verticalement intégré que dans un marché déréglementé.

Minimisation des risques tarifaires sur les clients réguliers.

- 2.16 Dans le contexte législatif et réglementaire du Québec, veuillez expliquer comment l'ajout de charges provenant des centres de données expose les clients réguliers à un niveau de risque financier différent des autres types de charges.
- Transport et distribution : neutralité tarifaire, coûts supplémentaires payés en totalité par les clients demandeurs (utilisateur/payeur) et clause de consommation minimale sur 20 ans avec sûreté financière assortie.
 - Énergie et puissance : Capacité d'emmagasiner des surplus énergétiques et possibilité de vente sur les marchés externes et/ou d'attirer des consommateurs alternatifs.
- 2.17 À la page 14 du Rapport Dunsky, Dunsky détaille certaines motivations derrière la mise en place des tarifs dans certaines juridictions. Veuillez indiquer si ces options ou approches sont applicables dans le contexte réglementaire et législatif applicable au Québec et, le cas échéant, en identifier les limitations ou disparités en particulier l'opportunité pour le Distributeur de procéder par encan, les possibilités d'autoproduction et le concept de flexibilité tarifaire.
- 2.18 Veuillez démontrer, avec un exemple chiffré, comment l'absence de tarif à l'usage pour les centres de données entraînerait un transfert de coûts vers les autres catégories de clients.
- 2.19 Relativement à la section 2.2.3 (page 16) du Rapport Dunsky sur les modalités contractuelles, veuillez démontrer comment le cadre réglementaire et législatif actuellement en place ne permet pas de couvrir les trois grandes tendances contractuelles identifiées : l'exigence de garanties financières en amont, la mise en place de contrats de long terme et le mécanisme de *take-or-pay*.
- 2.20 Sur quelle base le rapport de Dunsky peut-il affirmer et conclure qu'un tarif de 13¢/kWh est centré lorsque :
- l'information sur les tarifs de 6 des 13 juridictions provient directement des données du Distributeur;
 - le rapport utilise les données d'une utilité du Texas pour inférer le tarif applicable pour un état au complet et que cette entreprise compte 465 000 clients (il en va de même pour l'Arizona);
 - le rapport n'utilise pas les données de Chelan County PUD comme représentatif de l'état de Washington sur cette même base;
 - le rapport généralise également les conditions tarifaires d'un état complet aux ME, NV et VT sur la base d'un tarif d'une ville de cet État.

3. TARIF PROPOSÉ

Références :

- (i) R-4333-2026, [B-0004](#), HQD-1, Document 1.1, pages 6 et 9
- (ii) R-4333-2026, [B-0006](#), HQD-2, Document 1.1, page 5

Préambule :

(i)

1.1. Contexte

(...)

L'approche proposée par Hydro-Québec est cohérente avec ce qui est observé ailleurs. Plusieurs juridictions nord-américaines ont en effet adopté, ou sont en voie de le faire, des mécanismes visant à encadrer la croissance de la charge associée aux centres de données. Ces mécanismes reposent généralement sur une tarification spécifique à un niveau de prix qui vise à mieux refléter les coûts marginaux associés à ce secteur.

[...]

2.2. Structure et niveau du tarif

Le niveau du tarif proposé repose sur divers éléments :

- le coût d'approvisionnement supplémentaire nécessaire pour alimenter cette clientèle;
- les tarifs dans les autres juridictions nord-américaines;
- la valeur de l'électricité verte pour la clientèle concernée.

Par ailleurs, le niveau du tarif est conforme à la volonté du gouvernement exprimée dans le décret 89-2026 :

« il y aurait lieu que le tarif fixé pour cette catégorie de consommateurs, en ce qui concerne la récupération du coût des approvisionnements en électricité, reflète le coût des nouveaux approvisionnements, plutôt que le coût moyen des approvisionnements ».

Afin de refléter les coûts des nouveaux approvisionnements, le Distributeur s'appuie sur les coûts évités de long terme. En 2026, ceux-ci s'élèvent à 12 ¢/kWh pour l'énergie et 166 \$/kW-an pour la puissance. Ce dernier se traduit par un coût unitaire d'environ 2 ¢/kWh sur la base d'un facteur d'utilisation de 95 %, représentatif de la consommation des centres de données. Ainsi, le prix unitaire du tarif proposé est de l'ordre de 13 ¢/kWh en dollars de 2026, en cohérence avec les signaux de coûts évités.

[...]

2.3. Seuils minimal et maximal de consommation

(...)

Ainsi, tous les centres de données dont la puissance maximale autorisée atteint au moins 5 MW devront s'engager auprès du Distributeur à respecter une montée en charge

s'échelonnant sur un horizon de 10 ans. Si, au cours d'une année civile, le plus grand appel de puissance réelle du client est inférieur à 60 % de la puissance prévue selon la montée en charge engagée, la différence entre ces deux valeurs sera assujettie à une prime pour puissance inutilisée de 92,280 \$/kW.

(nos soulignements)

(ii)

Puissance à facturer minimale

La puissance à facturer minimale de chaque période de consommation correspond à 75 % de la puissance maximale appelée au cours d'une période de consommation qui se situe en totalité dans la période d'hiver comprise dans les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au terme de la période de consommation visée.

Si un client met fin à son abonnement annuel et en souscrit un autre pour la livraison d'électricité à la même installation et à des fins semblables à l'intérieur d'un délai de 12 périodes mensuelles consécutives, ces deux abonnements sont considérés comme un seul et même abonnement pour l'établissement de la puissance à facturer minimale.

Dans le cas du passage au tarif CD d'un abonnement au tarif M ou au tarif LG, la puissance à facturer minimale est établie selon les modalités du présent article.

Questions :

- 3.1 Veuillez expliquer la différence entre le coût d'approvisionnement supplémentaire versus le coût des nouveaux approvisionnements versus les coûts marginaux pour desservir le secteur.
- 3.2 Veuillez confirmer que la Clause de majoration ne s'applique que pour les nouvelles charges. Corolairement, veuillez confirmer que les charges actuelles des centres de données ne sont pas assujetties à cette Clause de majoration. Finalement, veuillez confirmer la nature de l'électricité consommée par les centres de données existants : de source renouvelable, entièrement renouvelable, électricité verte ou autre vocable.
- 3.3 Veuillez démontrer la nature compétitive contemporaine de la mesure des coûts évités de long terme proposé par le Distributeur en particulier eu égard au dernier appel de proposition effectué par l'IESO dont le prix moyen d'approvisionnement incluant les frais de raccordement se situe à 89 \$ le MWh pour des projets solaire et éolien.
- 3.4 Veuillez justifier l'utilisation de coûts évités uniforme sur l'ensemble de l'année pour un profil de charge qui ne coïncide pas avec les appels de puissance de pointe hivernale.
- 3.5 Veuillez justifier l'utilisation de coûts évités de long terme uniquement pour la détermination du Tarif CD.
- 3.6 Veuillez confirmer de quelle façon seront calculées la base et la fréquence de détermination de la « prime » de puissance disponible non utilisée : mensuellement

- sur une base de 12 mois consécutifs (référence (ii)) ou bien sur la base d'une fois par année civile (référence (i))?
- 3.7 Veuillez confirmer si la détermination du profil de montée en charge est déterminée exclusivement par le Distributeur, déterminé exclusivement par le client, déterminé conjointement entre le client et le Distributeur. Plus généralement, veuillez décliner la mécanique proposée par le Distributeur à ce sujet.
- 3.8 Dans quels document(s) ou entente(s) le profil de montée en charge sera concilié? Pourra-t-il être amendé? Si oui, par qui et sous quelles conditions?
- 3.9 Veuillez indiquer la méthode d'indexation du Tarif CD.