

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE KEEL À HYDRO-QUÉBEC RELATIVE À LA FIXATION
DES TARIFS CENTRES DE DONNÉES ET POUR USAGE CRYPTOGRAPHIQUE APPLIQUÉ AUX
CHAÎNES DE BLOCS**

PRÉCISIONS SUR LE CONTEXTE ET L'URGENCE DE LA DEMANDE

- 1. Références :**
- (i) Dossier R-4333-2026, Pièce B-0004, p. 5;
 - (ii) Dossier R-4333-2026, Pièce B-0021, p. 9;
 - (iii) État d'avancement 2025 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, 2025-10-31, p. 8 de 46;
 - (iv) Dossier R-4333-2026, Pièce B-0011;
 - (v) État d'avancement 2025 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, 2025-10-31, p. 9 de 46;
 - (vi) État d'avancement 2025 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, 2025-10-31, p. 12 de 46;
 - (vii) État d'avancement 2025 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, 2025-10-31, p. 12 de 46;
 - (viii) État d'avancement 2025 du Plan d'approvisionnement 2023-2032, 2025-10-31, p. 18 de 46;
 - (ix) Dossier R-4307-2025, Pièce B-0027, p. 7;
 - (x) Dossier R-4333-2026, Pièce B-0021, p. 10;
 - (xi) Dossier R-4333-2026, Pièce B-0025, p. 5;
 - (xii) Dossier R-4333-2026, Pièce B-0011.

Préambule :

(i) « 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**. »

(ii) « *D'emblée, le Distributeur rappelle que, conformément à l'article 76 de la Loi sur la Régie de l'énergie (LRÉ), un titulaire doit demander l'autorisation du ministre pour distribuer l'électricité à toute personne qui demande une puissance d'au moins 50 kilowatt (kW) dans le cas d'une demande qui a pour objet un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs à des fins de minage de cryptomonnaie, ou d'au moins 5 mégawatts (MW) **dans le cas de toute autre demande**.*

Les processus existants relatifs aux ententes de raccordement pour les nouveaux clients demeurent inchangés. »

(iii) « Malgré ces perspectives économiques modérées, la demande d'électricité continue d'augmenter sous l'effet de transformations structurelles. **L'électrification des transports, la décarbonation des procédés industriels et la croissance des usages émergents, comme les centres de données,** exercent une influence déterminante sur les besoins énergétiques. Ces facteurs compensent largement la faiblesse des moteurs économiques traditionnels et expliquent la progression soutenue **des ventes d'électricité à moyen et long terme.** »

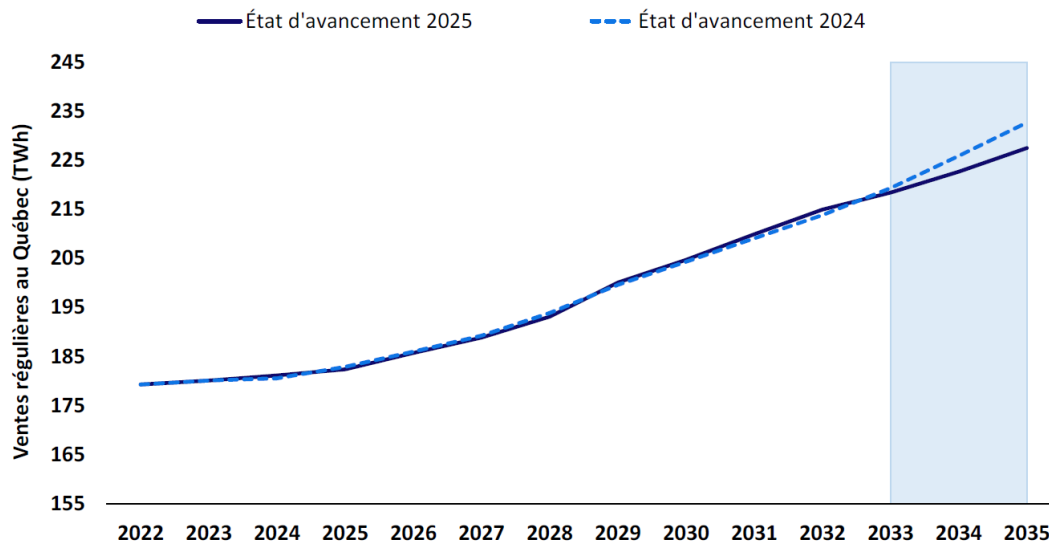
(iv) Extrait du Décret 89-2026

2. 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;

3. il y aurait lieu que des dispositions soient prévues afin de favoriser une transition harmonieuse vers le nouveau tarif pour les clients actuels du Distributeur d'électricité qui seront assujettis à ce nouveau tarif;

(v)

FIGURE 2.1
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC ET COMPARAISON
PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2024



(vi)

TABLEAU 2.3
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE
PAR USAGES À LA POINTE D'HIVER

En MW	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2032- 2033	2033- 2034	2034- 2035
Usages¹														
Chauffage des espaces Résidentiel	14 621	14 773	14 789	14 951	15 080	15 188	15 302	15 390	15 436	15 455	15 460	15 464	15 467	15 479
Chauffage des espaces Commercial	3 660	3 677	3 750	3 759	3 712	3 695	3 671	3 663	3 629	3 587	3 540	3 490	3 438	3 392
Eau chaude Résidentiel	2 015	2 037	2 040	2 050	2 059	2 068	2 086	2 086	2 090	2 092	2 099	2 093	2 089	2 075
Industriel	8 707	8 598	8 434	8 571	8 742	8 715	8 810	8 891	8 878	8 985	8 997	9 029	9 063	9 086
Décarbonation des procédés industriels	0	0	0	0	0	184	206	803	958	1 137	1 328	1 520	1 720	1 878
Filière batterie	0	0	0	0	29	62	135	224	365	471	549	606	679	752
Centres de données	127	137	147	180	297	374	471	583	735	835	931	995	1 050	1 102
Chaînes de blocs	211	287	319	302	294	296	296	296	296	296	296	296	296	296
Serres	186	203	226	213	220	293	311	355	396	402	434	464	495	526
Véhicules électriques	90	110	132	245	300	393	540	750	1 077	1 471	1 939	2 407	2 872	3 287
Photovoltaïque	0	0	0	0	-1	-2	-2	-3	-3	-3	-2	-2	-1	-1
Autres usages	10 047	10 013	10 286	10 152	9 868	9 665	9 724	9 606	9 631	9 617	9 596	9 606	9 594	9 656
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	39 665	39 835	40 124	40 422	40 599	40 933	41 548	42 645	43 487	44 344	45 167	45 967	46 761	47 528

(Besoins visés par le Plan)

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

(vii) « Cette évolution résulte de plusieurs facteurs, notamment la diminution des ventes associées à la filière batterie (-314 MW) ainsi qu'une **contribution accrue du déplacement de pointe dans le secteur des véhicules électriques** (-88 MW). Ces tendances baissières sont toutefois partiellement compensées par une croissance soutenue dans le secteur des bâtiments résidentiels et commerciaux (+144 MW), **une expansion du secteur des centres de données (+280 MW) à la suite de l'approbation de certains projets**, ainsi qu'un report de la croissance liée à la décarbonation des procédés industriels, menant à un écart à la hausse de (+207 MW) en 2032. »

(viii)

Autres moyens		
Service non ferme Chaînes de blocs	En vertu du tarif pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, 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 282 MW

(ix)

Tableau 2 Besoins et approvisionnements en puissance, 2025-2028

Années témoins

Hiver 2025-2026; 2026-2027 et 2027-2028

APPROVISIONNEMENTS			
LONG TERME	3 811	4 365	4 756
Hydro-Québec dans ses activités de production	1 900	2 059	2 259
▪ Base et Cyclable, suivi de Cyclable seulement ⁽¹⁾	600	600	600
▪ Puissance rappelée suivi de Base hivernale ⁽²⁾	800	800	1 000
▪ Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500
▪ A/O 2021-01 - HQP	0	159	159
Autres contrats de long terme	1 911	2 306	2 497
▪ Éolien ⁽³⁾	1 486	1 872	2 062
▪ Cogénération	321	331	331
▪ Petite hydraulique	103	103	103
COURT TERME	4 133	4 096	4 555
Gestion de la demande de puissance	2 598	2 710	2 868
▪ GDP Engagement	1 060	1 065	1 070
▪ GDP Affaires / GDP Latitude	930	935	940
▪ Tarification dynamique	608	710	858
Autres moyens	785	786	787
▪ OÉA/TRI	255	255	255
▪ Chaînes de blocs	280	281	282
▪ Abaissement de tension	250	250	250
Contribution des marchés de court terme	750	600	900

(arrondie à 50 MW près)

(x) « [...] Pour la demande des **abonnements CD, le Distributeur n'anticipe pas d'impact**. En effet, il estime qu'en fonction de la robustesse observée de la demande et par l'entremise de son balisage, celle-ci demeurera au niveau anticipé précédemment. De plus, les demandes de raccordements sont encadrées par le processus d'allocation des blocs administré par le gouvernement du Québec, ce qui a déjà pour effet de limiter les impacts sur le bilan.

La **situation est différente pour les abonnements CB**. Étant donné que l'électricité constitue un intrant majeur pour les activités de minage de cryptomonnaie, une évolution des prix peut influencer les conditions économiques dans lesquelles cette industrie opère, et ainsi se traduire par une variation de la demande pour ce type d'abonnements.

Ainsi, le Distributeur anticipe divers scénarios de diminution potentielle de demande pour ce secteur (Notre ajout le CB ici), allant jusqu'à **une réduction de 40 % de celle-ci**. Notons toutefois

que ces différents scénarios pourraient s'articuler de différentes manières, par exemple par l'entremise de **conversion des activités**.

(xi) « Comme expliqué, l'arrivée des **centres de données** amène une croissance de la demande, laquelle **pourrait atteindre d'ici quelques années environ 9 TWh**. Cette demande additionnelle devrait amener des coûts annuels de fourniture de l'ordre de 1,3 G\$₂₀₂₆, sur la base des coûts marginaux d'approvisionnement. »

(xii) Extrait du Décret 89-2026

4. il y aurait lieu qu'un mécanisme favorisant la cohérence entre la demande et les besoins réels en puissance soit prévu de manière à permettre à Hydro-Québec d'optimiser l'utilisation de cette puissance et d'éviter ou de reporter d'importants investissements sur le réseau de transport et de distribution d'électricité.

Demandes :

- 1.1 HQD peut-il confirmer que les **prévisions globales** des ventes au-delà de 2033, illustré ici par la figure 2.1 (référence (v)), ont été révisés à la baisse entre les états d'avancement déposés à l'automne 2024 vs l'automne 2025, et ce malgré l'expansion du secteur des centres de données? Si oui, est-ce qu'HQD est en mesure de confirmer que cette **tendance globale observée** est encore valide pour le présent dossier?
- 1.2 HQD peut-il confirmer que les prévisions jusqu'en 2035, excluant la requête actuelle, concernant les « plusieurs centaines de MW » dans l'extrait mentionné à la référence (i) sont encore effectivement de l'ordre de **296 MW pour le tarif CB** et de **1102 MW pour le tarif CD d'ici 2035**? Si non, veuillez expliquer les fondements de ces nouvelles hypothèses sans approbation de ce nouveau tarif CD et les ajustements demandés au tarif CB.
- 1.3 En ce qui concerne la **catégorie tarifaire CB (Cryptomonnaie)**, établie en conformité avec la décision dans le dossier R-4045-2018 (donc en excluant la demande actuelle), HQD peut-il confirmer qu'il n'y aurait, **en pratique, peu de croissance importante de la demande, et des coûts marginaux**, en dehors des ajustements de coûts et tarifs normaux jugés nécessaire par la Régie (Ex : inflation et autres nouveaux coûts à allouer à cette catégorie)? Si oui, veuillez expliquer le raisonnement.
- 1.4 En ce qui concerne la **catégorie tarifaire CB (Cryptomonnaie)**, HQD peut-il confirmer que cette catégorie tarifaire, non ferme pour 300 heures, est également actuellement considérée comme **un service de gestion de la pointe hivernale** de l'ordre de 280 à 282 MW, et conséquemment, comme **un outil d'approvisionnement** tel que présenté dans les références (viii) et (ix)? Si oui, serait-il juste, selon vous, de prétendre que ce service n'est pas rémunéré à sa juste valeur et qu'en fait, cette catégorie de clients occasionne

actuellement des coûts évités et/ou des coûts marginaux négatifs en transport et distribution? Et que les coûts des approvisionnements sont déjà engagés et comptabilisés dans les revenus requis actuels?

- 1.5 En ce qui concerne la **catégorie tarifaire CB (Cryptomonnaie)**, HQD pourrait-il fournir un graphique de la **consommation annuelle en TWh**, et du **profil horaire**, de cette demande de future de 296 MW anticipé, et du réel à jour au 1^{er} avril 2026? Alternativement, pour la demande future anticipée de 296 MW et le réel à jour au 1^{er} avril 2026 (Chaînes de blocs), **les facteurs d'utilisation (FU) à utiliser** pour que nous puissions le faire pour le CB sur la base de 8760 heures par année.
- 1.6 En ce qui concerne la « nouvelle » **catégorie tarifaire CD (Centres de données)**, HQD pourrait-il fournir un graphique de la **consommation annuelle en TWh**, et du **profil horaire**, de cette demande de future de 1102 MW anticipé, et du réel à jour au 1^{er} avril 2026? Alternativement, pour la demande future anticipée de 1102 MW et le réel à jour au 1^{er} avril 2026 (Centres de données), **les facteurs d'utilisation (FU) à utiliser** pour que nous puissions le faire pour le CD sur la base de 8760 heures par année.
- 1.7 En ce qui concerne la « nouvelle » **catégorie tarifaire CD (Centres de données)**, selon le tableau 2.3 présenté à l'automne 2025, la proportion de la demande représenterait autour de 2% (1 102 MW/47 528 MW) d'ici 2035, par rapport à la proportion actuelle au 1^{er} avril 2026 d'environ 1% (297 MW / 40 599). Est-ce qu'HQD considère qu'il resterait donc autour de 800 MW à octroyer par les pouvoirs exécutifs du gouvernement (1 102 MW en 2035 - 297 au 1^{er} octobre 2026)?

CONFORMITÉ ET ADAPTATION DES PRINCIPES DE BONBRIGHT

2. **Références :** (i) Regulatory Constructs linked to Bonbright Principles – Back to Bonbright – Economic regulation fundamentals can enable net zero – Electricity Canada, p. 43 à 48;
- (ii) Dossier R-4333-2026, Pièce B-0025, p. 6;
- (iii) Regulatory Constructs linked to Bonbright Principles – Back to Bonbright – Economic regulation fundamentals can enable net zero – Electricity Canada, p. 3.
- (iv) Dossier R-4333-2026, Pièce B-0025, p. 7.
- (v) Dossier R-4333-2026, Pièce B-0025, p. 7.

Préambule :

- (i) Principes de Bonbright

« 1. Rates with effectiveness of yielding total revenue requirements without socially undesirable expansion of the rate base or socially undesirable level of product quality and safety

1.1- Just and Reasonable Rates: Utilities should expect approval of rates which are sufficient to fund their Cost to Serve **(No change)**

1.2- Used and Useful: For an asset to enter a utility's rate base and be eligible for a return, the asset must be used and useful **(Interpretation change)**

2. Revenue stability and predictability, minimizing expected changes seriously adverse to utility companies

2.2- Fair Return Standard: Utility shareholders are entitled to earn a fair return on their equity invested. **(No change)**

2.2- Cost-Based Pricing: The energy and energy delivery prices are established based on the Cost of Service for a given utility. **(No change)**

2.3- No Retroactive Rate-Making: The avoidance of setting future rates to allow a utility to recoup past losses or to refund ratepayers excess utility earnings. **(Interpretation change)**

3. Stability and predictability of the rates themselves, minimizing unexpected changes that are seriously adverse to existing customers

3.1 - PBR / Multi-Year Rate-Setting: Separating Cost of Service reviews by multiple years, with indexation of rates in intervening years. **(Change)**

3.2 - No Retroactive Rate-Making: The avoidance of setting future rates to allow a utility to recoup past losses or to refund ratepayers excess utility earnings. **(Interpretation change)**

4. Efficiency of the rate classes discouraging wasteful use of service while promoting all justified types and amounts of use

4.1 - Rate Design: The balance between fixed charges, demand charges (kW) and consumption charges (kWh). **(No change)**

4.1.1. Recovering the fixed costs in a fixed charge (most of distribution) Revenue for a class divided by the number of customers in the class

4.1.2. Recovering the variable costs in a variable charge (fuel costs for generation, losses, etc.) Based on variable cost

4.1.3. Capital attraction and certainty for investment.

4.2 - Postage Stamp Rates: Like customers should pay like rates, regardless of their location or the specific costs to serve them. **(Interpretation change)**

5. Reflection of all the present and future private and social costs and benefits created by a service's provision

5.1 - Benefit-Cost Assessments: The test(s) used to assess the viability of investments to connect customers, expand capacity, or otherwise modify the system, as applicable.

(Change)

5.2 - Capital Contributions: Where a specific, identifiable customer need(s) drives system investments and costs, the customer should pay a capital contribution equal to the difference between the NPV of revenue and costs in rates. **(Interpretation change)**

5.2.1 – Metrics such as NPV, PI, B/C, IRR, MIRR, MBS or LCOE can be used

6. Fairness in apportioning cost of service among different consumers

5.1 - Cost Causation: Costs allocated among customers, or rate classes, should be allocated proportionately to the customer that caused such costs to be incurred. **(No change)**

5.2 - Functionalization, Classification & Allocation: The practice of appropriately categorizing utility assets and assigning their costs to customers. **(No change)**

5.3 - Rate Design: The balance between fixed charges, demand charges (kW) and consumption charges (kWh) **(No change)**

7. Avoidance of “undue discrimination” and minimization of cross-subsidy

7.1 - Intergenerational Equality: Ratepayers in each period should pay only the costs necessary to provide them with service in that period **(Interpretation change)**

7.2 - Cost Causation: Costs allocated among customers, or rate classes, should be allocated proportionately to the customer that caused such costs to be incurred. **(No change)**

7.3 - Functionalization, Classification & Allocation: The practice of appropriately categorizing utility assets and assigning their costs to customers. **(No change)**

7.4 - Rate Design: The balance between fixed charges, demand charges (kW) and consumption charges (kWh). **(No change)**

8. Efficiency in promoting innovation and responding economically to changing demand and supply patterns.

8.1 - PBR / Multi-Year Rate-Setting: Separating Cost of Service reviews by multiple years, with indexation of rates in intervening years. **(Change)**

8.2 - Exceptions to Cost-Based Pricing: The rates paid for a service or initiative should reasonably reflect the fully allocated cost to provide such service or initiative. **(Change)** »

(ii)

Tableau 1

Principes (attributs) des structures tarifaires – Extrait de l’Avis A-2017-01³

<i>Attributs liés au revenu</i>	
1	Efficacité à générer les revenus requis sous un taux de rendement standard et sans expansion indésirable de la base tarifaire ou impacts indésirables sur la qualité et la sécurité.
2	Stabilité et prévisibilité des revenus.
3	Stabilité et prévisibilité des tarifs.
<i>Attributs liés aux coûts</i>	
4	Efficacité statique des classes et blocs tarifaires pour décourager les usages abusifs tout en promouvant tous les types et toutes les quantités d’usages, dans (a) les limites des services globaux offerts par la compagnie, et (b) les limites des usages reliés aux autres types de services offerts (services en période de pointe ou creuse ; services de grande ou faible qualité).
5	Reflet de tous les coûts et bénéfices présents et futurs, privés et sociaux, du service fourni (i.e. externalités).
6	Juste allocation des coûts entre les différents types de consommateurs, de manière à éviter des choix arbitraire, pour atteindre une équité (1) <i>horizontale</i> (consommateurs similaires traités également) ; (2) <i>verticale</i> (consommateurs différents traités différemment) ; et (3) <i>anonyme</i> (équité intergénérationnelle).
7	Absence de discrimination indue entre les classes tarifaires (sans interfinancement).
8	Efficacité dynamique dans la promotion de l’innovation et dans les réponses économiques aux changements de l’offre et de la demande.
<i>Attributs liés au pragmatisme</i>	
9	Simplicité, certitude, facilité de paiement, économique à recevoir, compréhensible, acceptable pour le public et réaliste.
10	Sans controverse sur son interprétation.

Source : P.-O. Pineau, S. Langlois-Bertrand pièce [A-0008](#), *Op. cit.*, p. 15.

« De fait, bien que sa proposition globale satisfasse d’autres principes, **les principes 1, 2, 5 et 8 soutiennent spécifiquement** la création d’une nouvelle catégorie tarifaire et la proposition d’Hydro-Québec d’établir le prix unitaire moyen de ce nouveau tarif à un niveau qui permet d’envoyer un signal tendant vers les coûts marginaux. »

- (iii) « This Report concludes that:
- While some changes to commonly accepted Regulatory Constructs are required to enact the recommendations needed to facilitate the achievement of net zero, a fundamental revision of the Bonbright Principles is not needed.
 - Bonbright’s work has survived the test of time not due to creativity or prescriptiveness, but because the principles outlined are universal.
 - The Bonbright Principles cut to core priorities regarding utility rates and the public interest. These principles will continue to be relevant in the future, even if net zero is

achieved. In fact, it is the finding of this Report that facilitating the achievement of net zero will require a return to the foundational principles espoused by Bonbright, with consideration for the current context. »

- (iv) « Tout d'abord, **le principe 1** est respecté dès que la récupération des revenus requis est démontrée. Comme tout tarif permettant d'obtenir des revenus supérieurs au coût moyen de sa catégorie, les revenus additionnels permettent une redistribution auprès de l'ensemble des autres clientèles et mitige l'impact possible d'une importante croissance des besoins et des coûts associés à cette nouvelle catégorie de clients. De plus, le tarif proposé conçu pour envoyer un signal de prix au coût marginal est en conformité avec le principe 2. De plus, le tarif proposé conçu pour envoyer un signal de prix au coût marginal est en conformité avec **le principe 2**. En effet, pour le Distributeur, le tarif proposé au coût marginal pour cette catégorie de consommateurs permet la récupération des revenus requis et donc assure la stabilité et la prévisibilité. Par ailleurs, la tarification au coût marginal pour les clients CD permet de mitiger les impacts pour le reste de la clientèle dans un contexte de forte demande.

Le principe 5 aborde l'importance de refléter l'ensemble des coûts et bénéfices, présents et futurs, du service fourni. Cette notion prend toute son importance dans le contexte énergétique actuel, où une croissance importante de la demande, générée par un secteur d'activité en expansion, contribue à déclencher de nouveaux approvisionnements. L'envoi d'un signal de prix qui tend vers le coût marginal pour une énergie propre et renouvelable assure la prise en compte des coûts et bénéfices associés à l'implantation d'importants centres de données sur le territoire québécois, et mitige l'impact tarifaire que ceux-ci peuvent avoir sur les autres catégories de clients.

Le principe 8 cherche à promouvoir une réponse économique efficace face à l'évolution du bilan énergétique. La proposition du Distributeur est conforme à ce principe, car elle constitue une réponse aux nouveaux besoins d'approvisionnement générés par la croissance de la demande, et elle considère également les tarifs observés dans d'autres juridictions nordaméricaines pour des demandes d'alimentation comparables. Le balisage déposé en preuve démontre à la fois que le principe de tarification à la marge pour ce type de clientèle est appliqué dans plusieurs juridictions et que les prix facturés à ces abonnements sont comparables à celui du tarif CD proposé.»

- (v) « Les divers éléments mentionnés au présent complètent de preuve appuient la pertinence de l'utilisation des coûts marginaux d'approvisionnement. Une telle approche est en parfaite cohérence avec les modifications apportées à la LRÉ par la Loi sur la gouvernance responsable pour la fixation des tarifs. Dans cette dernière, le législateur invite désormais la Régie à fixer des tarifs qui contribuent à la transition énergétique ou le développement économique, notamment en permettant l'envoi de signaux de prix pour encourager la clientèle à faire une meilleure consommation de l'électricité et à reconnaître

*la réelle valeur d'une énergie propre et renouvelable. **Plus précisément, les modifications apportées à la LRÉ envoient un signal clair quant à la possibilité de s'écarter d'une approche fondée principalement sur la causalité des coûts et dorénavant de tenir compte d'autres paramètres, facilitant ainsi la fixation de tarifs à usage.** »*

Demandes :

- 2.1 À la référence (iv), selon HQD, est-ce que la récupération de **revenus requis qui seraient supérieurs aux coûts réels** permettrait de respecter l'énoncé du construit 1.1 de tarifs justes et raisonnables: « *Utilities should expect approval of rates which are **sufficient** to fund their **Cost to Serve*** » (référence (i))? Comment définissez-vous le terme « **suffisant** » en anglais ici?
- 2.2 À la référence (iv), selon HQD, relativement au respect du principe 2, est-ce que la récupération de revenus requis qui seraient supérieurs aux coûts réels permettrait de respecter l'énoncé du construit 2.2 de coût de service: « *The energy and energy delivery prices are established based on the Cost of Service for a given utility* » (référence (i))?
- 2.3 À la référence (iv), selon HQD, relativement au respect du principe 5, est-ce que la récupération de revenus requis qui seraient supérieurs aux coûts réels permettrait de respecter l'énoncé du construit 5.2 de la contribution en capital: « *Where a specific, identifiable customer need(s) drives system investments and costs, the customer should pay a capital contribution equal to the difference between the NPV of revenue and costs in rates.* »? Est-ce que la proposition prévoit un calcul de Valeur Actuelle Nette (VAN), d'un point mort tarifaire, ou d'un Taux de rendement Interne (TRI) sur la durée de vie présumé des coûts marginaux engendrés par les futurs clients CD? Dans l'éventualité d'une contribution, produire le montant à demander d'un cas type d'un client CD qui pourrait continuer à payer le tarif LG avec cette contribution à l'avance.
- 2.4 À la référence (iv), selon HQD, relativement au respect du principe 8, est-ce que la récupération de revenus requis qui seraient supérieurs aux coûts réels permettrait de respecter l'énoncé du construit 8.2 des exceptions aux tarifs basés sur les coûts du service: « *Exceptions to Cost-Based Pricing: The rates paid for a service or initiative should reasonably reflect the fully allocated cost to provide such service or initiative* ».? Est-ce que la proposition d'HQD, malgré une éventuelle reconnaissance de certains coûts marginaux à allouer à certains clients CD, dans sa forme actuelle, reflèterait raisonnablement les coûts à associer aux clients CD? Si oui, de quelle manière l'utilisation des coûts évités à long terme respecte ce principe selon HQD?
- 2.5 Toujours dans une reconnaissance du besoin d'innover autour des principes de Bonbright, sans les écarter, avec des exceptions aux tarifs basés strictement sur les coûts du service, est-ce que HQD, dans l'éventualité d'une reconnaissance de certains coûts marginaux à

allouer à certains clients CD, serait prêt à considérer des ajustements constructifs à sa proposition initiale pour le tarif CD et toujours viser les objectifs fondamentaux du décret 89-2026, du 28 janvier 2026 mais dans un meilleur respect des principes tarifaires reconnus?

2.6 À la référence (v), selon HQD, sans égard à la réponse données en 2.5, dans la liste des « **éléments devant être considérés lorsqu'elle fixe un tarif** », **commentez SVP les éléments suivants pouvant améliorer la proposition actuelle** toujours avec l'objectif de respecter les modifications de la LRÉ et le contexte québécois pour réussir la transition énergétique :

- Définir une méthode de calcul et d'allocation de coûts marginaux, plus juste et raisonnable, des approvisionnements, ajustable au rythme des causes tarifaires, aux trois ans, pour les clients CD, selon le coût réel à court terme de marchés de référence et aussi des derniers résultats des appels d'offre post patrimoniaux;
- Proposer la possibilité d'une contribution en capital équivalente au coûts marginaux fixes réels, au cas par cas, lors du branchement pour la valeur des coûts en transport et distribution afin d'éviter d'être au tarif CD;
- À l'instar de la décision du tarif CB, offrir un service « Non-ferme » pour un maximum de 300 heures pour les prochains 800 MW octroyées par le ministre au tarif CD;
- Si c'est un service non ferme, ou que les coûts marginaux en transport et distribution sont pour une contribution initiale au branchement d'un CD, établir une structure tarifaire se basant sur les coûts moyens au tarif LG pour la composant de puissance et la formule éventuellement proposée ajustable pour les approvisionnements;
- Calculer et suivre entre les cause tarifaires un seuil « acceptable » d'interfinancement attribuable à la nouvelle catégorie pour évaluer le respect du principe no 7 de Bonbright, même si ce seuil pourrait être favorable à l'ensemble de la clientèle, et générer un certain « captage » de valeur.

PRÉCISIONS SUR LES CONSTATS DU BALISAGE POUR JUSTIFIER LE TARIF CD

- 3. Références :**
- (i) Dossier R-4333-2026, Pièce B-0005, p. (i) et (ii);
 - (ii) Dossier R-4333-2026, Pièce B-0005, p. 15-16;
 - (iii) Dossier R-4333-2026, Pièce B-0005, p. 16;
 - (iv) Dossier R-4333-2026, Pièce B-0005, p. 11;
 - (v) NERC, Long-Term Reliability Assessment, January 2026, p. 86;
 - (vi) NERC, Long-Term Reliability Assessment, January 2026, p. 8.

Préambule :

(i) « [...] Hydro-Québec a mandaté Dunsky Énergie + Climat (Dunsky) pour répondre à deux questions : (1) existe-t-il des tarifs visant les centres de données ailleurs en Amérique du Nord, et quelles sont, à haut niveau, leurs modalités d'application et d'engagement; (2) comment un prix de 13¢/kWh se comparerait-il à ce que paient les centres de données dans d'autres juridictions, qui pourraient être en compétition avec le Québec sur ce marché?

[...]

Critères d'application : en pratique, ces tarifs ne sont jamais définis en fonction de l'activité exercée par les centres de données (avec l'exception de la cryptomonnaie), mais la majorité repose sur des critères d'assujettissement liés à la puissance installée (seuil minimal ou maximal). [...]

Modalités contractuelles : du côté des conditions contractuelles, trois tendances s'intensifient en matière de conditions contractuelles afin de réduire les risques pour les fournisseurs d'énergie et la base de clientèle : garanties financières, contrats long terme avec conditions de sorties strictes, et approche « take-or-pay » (obligation de prise ou de paiement). Aucune obligation active d'effacement à la pointe n'a été recensée à ce jour... mais ce sujet fait l'objet de discussions actives en particulier dans les juridictions aux réseaux les plus contraints, comme le Texas.

Niveaux tarifaires : [...] Selon les juridictions, cela se traduit par des contributions initiales en capital, des charges de puissance ou d'énergies plus élevées, des composantes tarifaires additionnelles (« riders »), voire par l'obligation pour les promoteurs de centres de données de sécuriser eux-mêmes de nouveaux approvisionnements en énergie. [...] ».

(ii) « 2.2.2. Modalités d'application

Les tarifs ne différencient pas selon l'activité des centres de données, seulement selon le niveau de consommation

Parmi les tarifs étudiés, nous n'avons pas constaté de différenciation ou ségrégation associées à la nature du centre de données (p. ex., hyperscaler vs colocation) ni à ses activités. Seule la

puissance représente un critère d'assujettissement, avec des seuils généralement minimaux, parfois maximaux, variant entre 0.3 et 100MW pour l'application du tarif.

Pour rappel, nous excluons le segment des cryptomonnaies, qui fait bien souvent face à un traitement et à des tarifs distincts.

2.2.3. Modalités contractuelles

Ces pratiques commerciales incluent :

1. **Exigence de garanties financières en amont** (p. ex. dépôts, preuves de capacité à payer, lettres de crédit) afin d'assurer le financement des renforcements nécessaires du réseau.
2. **Mise en place de contrats de long terme** (souvent de 10 à 15 ans ou plus) assortis de frais de sortie ou d'exigences de garanties, afin qu'un centre de données qui réduit ses activités ou se retire prématurément continue de couvrir les coûts des infrastructures construites pour le desservir.
3. **Mécanismes de type « take-or-pay »** avec une demande minimale facturée, garantissant qu'un centre de données paie pour une part élevée de sa capacité contractée, qu'elle soit utilisée ou non. »

(iii) « Dominion Energy Virginia (« DEV »), par exemple, ne présente pas d'obligation d'effacement à la pointe, cependant, **la compagnie a indiqué son intention de proposer un tarif interruptible expérimental** (« High Load Interruptible Load Tariff ») dans les prochaines révisions tarifaires.

Cet élément demeure toutefois d'actualité et l'on pourrait assister à des évolutions importantes dans les prochains mois. Le Senate Bill 618, adopté par la législature du Texas en juin 2025 stipule que toutes les compagnies servant des clients de grandes charges (75 MW ou plus) **doivent établir des protocoles et installer des équipements qui permettent le délestage, pour toutes les nouvelles charges installées à partir de 2026.** Le régulateur a ouvert un ensemble de causes pour solliciter les commentaires de différents intervenants dans le but d'articuler les réglementations à venir – causes qui sont toujours en cours. »

(iv)

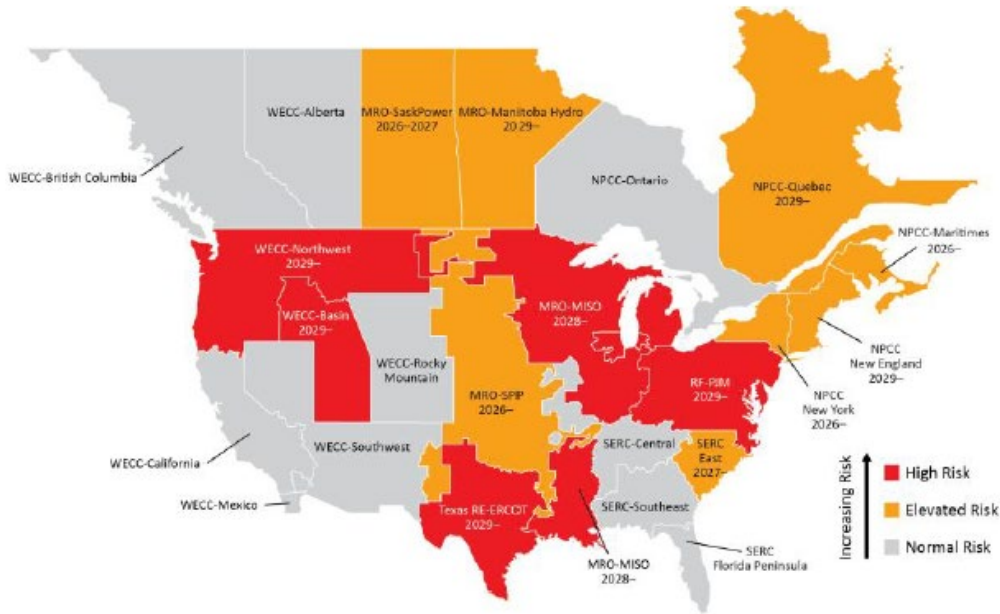
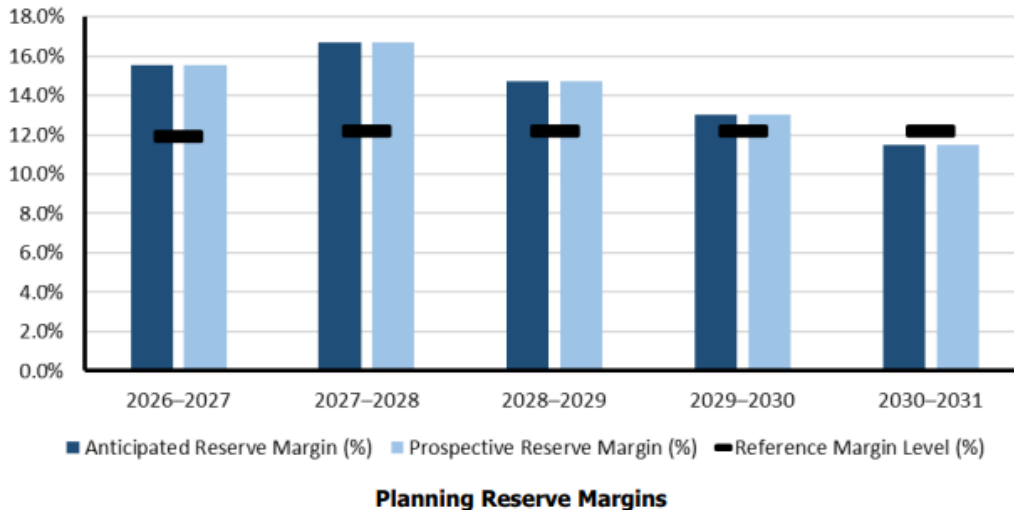


Figure 2 Risques liés à la capacité et à l'énergie 2026-2030¹¹

¹¹ Figure issue de Long-Term Reliability Assessment. Notons que le risque élevé du Québec est estimé présent à partir de 2029, et que NERC a explicitement mentionné qu'ils n'ont pas encore inclus les mesures du plan d'action 2035. »

(v)



(vi)

Table 1: Capacity and Energy Risk Assessment Area Summary

Assessment Area	Risk Level (High, Elevated, or Normal)					Risk Summary
	2026	2027	2028	2029	2030	
MISO						Projected resource additions do not keep pace with escalating demand forecasts and announced generator retirements. The recently approved <i>Expedited Resource Addition Study</i> (ERAS) process is expected to result in additional resources in the MISO system beginning in 2028 that are not included in the model for the 2025 LTRA. Timely implementation of ERAS resources will eliminate reserve margin shortfall and improve expected unserved energy metrics.
MRO-Manitoba						With rising demand, planned reserves are falling, leading to potential resource shortfalls in low-hydro conditions.
MRO-SaskPower						With current resources, there is risk of insufficient generation during fall and spring when more generators are undergoing maintenance. Expected natural-gas-fired generator additions in Winter 2027 will boost planned reserves and reduce risks of unserved energy.
MRO-Southwest Power Pool (SPP)						Demand forecasts outpace resource additions, leading to falling reserve margins. Scenarios with low wind and high generator forced outages identify energy shortfall risks. SPP's <i>Expedited Resource Adequacy Study</i> is attracting additional resources.
NPCC-Maritimes						Demand growth forecasts have increased since the 2024 LTRA, while expected capacity contributions from variable energy resources (VER) have declined, causing resource shortfalls in the near term. New natural-gas-fired generation planned for 2028 will reduce the potential unserved energy, but not below the elevated risk threshold.
NPCC-New England						Strong demand growth and persistent winter natural gas infrastructure limitations pose risks of energy shortfalls in extreme winter conditions.
NPCC-New York						Planned retirements of peaking generators create localized system adequacy needs as described in the New York ISO 2025 Q3 Star Report.
NPCC-Québec						Demand growth projections are outpacing planned resource additions, leading to projected resource shortfalls in the winter season.

Demandes :

3.1 À la pièce B-0005 (référence (i)), il est indiqué que, dans les juridictions nord-américaines étudiées (Virginie, Arizona, Oregon, New York, Nevada, Texas, Colombie-Britannique), les tarifs visant les centres de données reposent principalement sur des critères fonctionnels, tels que la puissance appelée, le facteur d'utilisation et les coûts marginaux de réseau et d'approvisionnement, et non sur la nature ou la valeur économique de l'activité exercée.

Or, la proposition soumise par le Distributeur crée une catégorie tarifaire distincte explicitement fondée sur le type d'usage, en l'occurrence les centres de données, et invoque, entre autres, des considérations de rareté de la ressource et de retombées économiques relatives.

Pouvez-vous expliquer pourquoi il est nécessaire, dans le contexte québécois, d'aller au-delà de la logique de récupération des coûts marginaux, tel que documentée dans le balisage déposé, et en quoi cette différenciation selon l'usage proposée pour les clients CD demeure nécessaire pour octroyer le dernier bloc de 800 MW selon les données d'HQD? À l'instar de certaines juridictions étudiées (Ex : New York), commentez la possibilité d'utiliser un cavalier tarifaire sur la composante énergie (KWh) pour capter les coûts marginaux réels des approvisionnements pour ces prochains 800 MW à octroyer?

3.2 À la pièce B-0005, il est indiqué que la majorité des juridictions traitent les centres de données par des mécanismes contractuels, des conditions de service, ou de capacité (référence (i)), veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a-t-il pas explorés davantage des conditions d'obligations de contribution et d'effacement en période de pointe hivernale pour réduire, voire éliminer, les coûts marginaux en transport et distribution?

3.3 Dans plusieurs des juridictions documentées à la pièce B-0005, les enjeux liés à la clientèle existante sont traités par des minimums de facturation ou des engagements contractuels de long terme. En quoi la hausse tarifaire proposé ici serait nécessaire avec le nouveau tarif

CD, pour les clients existants avec la puissance déjà octroyé autour de 297 MW selon les données disponibles?

- 3.4 En considérant la figure 2 de la pièce B-0005 (référence (iv)), le Québec est considéré à « risque élevé » à partir de 2029, principalement en raison de la pointe hivernale. La NERC ne mentionne pas spécifiquement une problématique liée aux centres de données, mais est-ce que selon HQD, ce risque est occasionné principalement par l'ajout de 800 MW de nouveaux clients au tarif CD? Ce risque est-il comparable aux autres juridictions sélectionnées par le rapport de balisage pour le Québec en 2026? À partir de 2029? À terme en 2035?

PRÉCISIONS SUR LES COÛTS MARGINAUX VS ÉVITÉS LONG TERME

4. **Références :**
- (i) Dossier R-4333-2026, Pièce B-0025, p. 5;
 - (ii) Dossier R-4333-2026, Pièce B-0004, p. 9;
 - (iii) Dossier R-4307-2025, Pièce B-0012, p. 5;
 - (iv) Dossier R-4307-2025, Pièce B-0012, p. 6;
 - (v) Dossier R-4307-2025, Pièce B-0012, p. 10-11;
 - (vi) Dossier R-4307-2025, Pièce B-0027, p. 13;
 - (vii) Dossier R-4307-2025, Pièce B-0027, p. 9;
 - (viii) Dossier R-4307-2025, Pièce B-0027, p. 17;
 - (ix) Dossier R-4307-2025, Pièce B-0027, p. 11;
 - (x) International Energy Agency, Key Questions on Energy and AI, avril 2026, p. 71, 73, 74, 75.

Préambule :

(i) « Comme expliqué, l'arrivée des centres de données amène une croissance de la demande, laquelle pourrait atteindre d'ici quelques années environ 9 TWh. Cette demande additionnelle devrait amener des coûts annuels de fourniture **de l'ordre de 1,3 G\$₂₀₂₆**, sur la base des coûts marginaux d'approvisionnement. Une telle charge exercera inévitablement une importante pression à la hausse sur les tarifs de l'ensemble des clients, puisqu'au **tarif LG actuel**, les revenus générés, soit de l'ordre de **6,5 ¢/kWh**, couvrent à peine la moitié des seuls coûts additionnels d'approvisionnement.

Rappelons que les coûts moyens de fourniture, **soit 4,8 ¢/kWh en 2026**, sont nettement inférieurs aux coûts marginaux et qu'une tarification qui s'appuie sur ces coûts serait insuffisante pour mitiger l'impact pour les autres clients de la demande additionnelle provenant des centres de données. »

(ii) « 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. »

(iii) « Pour le signal de coût évité de court terme, **le signal de la période d'hiver reflète le coût des approvisionnements de court terme.** Bien que des approvisionnements de court terme soient prévus à l'extérieur de la période hivernale, **leur volume demeure restreint pour les prochaines années.** Par conséquent, **le signal de la période d'été demeure, pour le moment, celui du prix de l'électricité patrimoniale.**

- Le signal de coût évité de court terme **pour la période hivernale** (décembre à mars) est de **9,3 ¢/kWh (\$ 2026)**, indexé à l'inflation;
- Le signal de coût évité de court terme **pour la période estivale** (avril à novembre) est de **3,7 ¢/kWh (\$ 2026)**, indexé à l'inflation;

Le signal de coût évité de long terme reflète les coûts de fourniture et de transport des contrats issus de l'appel d'offres A/O 2023-01.

- Le signal de coût évité de long terme est de 12,0 ¢/kWh (\$ 2026) indexé à l'inflation, soit 8,3 ¢/kWh (\$ 2026) pour la fourniture auquel s'ajoutent les coûts de transport et d'équilibrage de 3,7 ¢/kWh (\$ 2026). »

(iv) « Le Distributeur met à jour les deux signaux de prix conformément à la méthodologie approuvée.

Le coût évité de transport s'établit à **74,7 \$/kW-an (\$2026, indexé à l'inflation)** et celui de distribution à **24,9 \$/kW-an (\$2026, indexé à l'inflation).** »

(v)

Tableau A-3
Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif M
(¢/kWh 2026)

En ¢/kWh	Annuité constante (10 ans)*	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
		Chauffage des locaux	20,45	18,85	19,23	19,58	20,01	20,41	20,82	21,20	21,66
Fourniture	17,64	16,27	16,60	16,89	17,27	17,61	17,96	18,28	18,69	19,06	19,44
Transport	2,10	1,94	1,98	2,02	2,06	2,10	2,14	2,18	2,23	2,27	2,32
Distribution	0,70	0,65	0,66	0,67	0,69	0,70	0,71	0,73	0,74	0,76	0,77
Tous sauf chauffage	17,16	15,82	16,14	16,44	16,79	17,13	17,47	17,80	18,17	18,54	18,91
Fourniture	15,63	14,41	14,69	14,97	15,29	15,59	15,91	16,20	16,55	16,88	17,22
Transport	1,15	1,06	1,08	1,10	1,13	1,15	1,17	1,20	1,22	1,24	1,27
Distribution	0,38	0,35	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39	0,40	0,41	0,41	0,42
Hors pointe	13,21	12,17	12,41	12,66	12,92	13,17	13,44	13,71	13,98	14,26	14,55
Fourniture	13,21	12,17	12,41	12,66	12,92	13,17	13,44	13,71	13,98	14,26	14,55
Transport	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribution	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tous les usages	17,21	15,87	16,18	16,49	16,84	17,18	17,52	17,85	18,23	18,59	18,96
Fourniture	15,58	14,36	14,65	14,92	15,24	15,54	15,85	16,15	16,49	16,82	17,16
Transport	1,23	1,13	1,15	1,18	1,20	1,22	1,25	1,27	1,30	1,33	1,35
Distribution	0,41	0,38	0,38	0,39	0,40	0,41	0,42	0,42	0,43	0,44	0,45

* Taux d'actualisation nominal : 5,788 %

Tableau A-4
Coût évité par usages pour la catégorie de clients au tarif LG
(¢/kWh 2026)

En ¢/kWh	Annuité constante (10 ans)*	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
		Tous les usages	17,59	16,22	16,54	16,85	17,21	17,56	17,91	18,24	18,63
Fourniture	15,85	14,61	14,90	15,18	15,50	15,81	16,13	16,43	16,78	17,12	17,46
Transport	1,31	1,21	1,23	1,26	1,28	1,31	1,33	1,36	1,39	1,41	1,44
Distribution	0,44	0,40	0,41	0,42	0,43	0,44	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48

* Taux d'actualisation nominal : 5,788 %

(vi)

Sélection de données pertinentes à partir du Tableau A-1
Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme, 2024-2028

Appel offre LT	Prix marginaux énergie (MWh) prévus pour 2028 selon HQD		
	Twh	M\$	\$/MWh
Éolien - AO 2021	3,7	258,3	70,6
Éolien - AO 2023	1,0	73,8	73,0
Court terme			
Marchés	2,4	220,4	90,2

(vii)

Tableau 3
Coût des approvisionnements en électricité

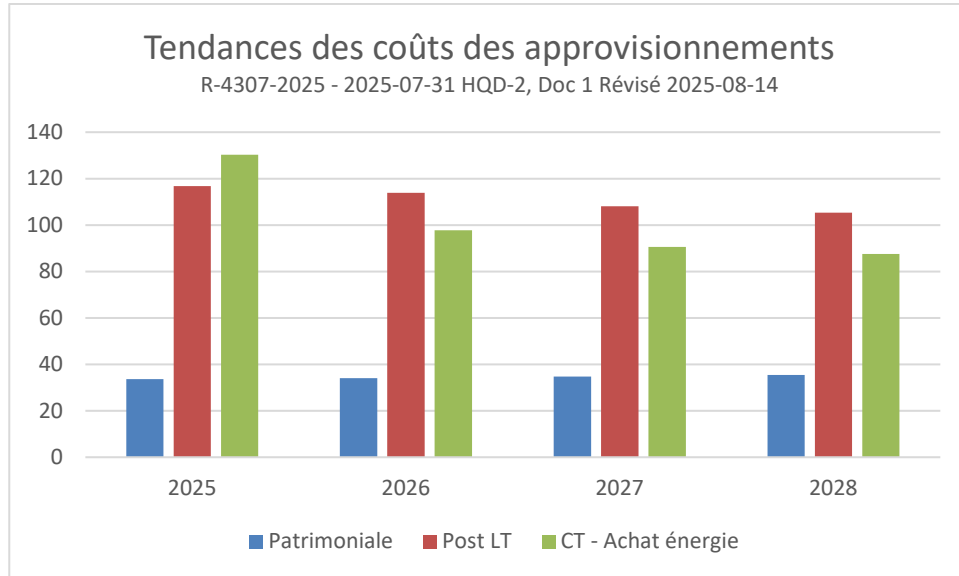
	2024			2025			2026			2027			2028		
	Année historique			Année de base			Année témoin			Année témoin			Année témoin		
	TWh ⁽²⁾	M\$	\$/MWh	TWh ⁽²⁾	M\$	\$/MWh	TWh ⁽²⁾	M\$	\$/MWh	TWh ⁽²⁾	M\$	\$/MWh	TWh ⁽²⁾	M\$	\$/MWh
PATRIMONIAL	171,8	5 528,3	32,2	175,6	5 904,0	33,6	177,5	6 060,7	34,1	178,7	6 223,2	34,8	178,9	6 354,2	35,5
<i>dont ajustement entente cadre</i>	0,1	1,5	28,3	-0,1	-2,6	32,4	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
POSTPATRIMONIAL LONG TERME	17,2	1 963,2	114,2	18,5	2 165,4	116,8	19,8	2 238,8	113,0	22,3	2 409,4	108,1	26,0	2 725,3	105,4
<i>dont approvisionnements fournis par Hydro-Québec</i>	3,4	471,3	138,2	4,6	509,1	109,8	5,3	606,2	113,6	4,9	649,2	131,2	7,2	823,4	114,5
<i>dont contrats d'approvisionnement en électricité</i>	13,8	1 491,9	108,3	13,9	1 656,3	119,1	14,5	1 632,6	112,8	17,3	1 760,2	101,5	18,8	1 901,9	101,1
POSTPATRIMONIAL COURT TERME	0,5	114,4	s.o.	3,9	617,0	s.o.	2,0	383,3	s.o.	1,8	358,9	s.o.	2,5	419,9	s.o.
<i>Achats d'énergie</i>	0,5	37,2	72,6	3,9	506,9	130,3	2,0	201,9	97,7	1,8	162,8	90,6	2,5	220,4	87,6
<i>dont options d'électricité interruptible</i>	0,0	0,0	s.o.	0,0	9,7	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.
<i>dont achats sur les marchés de court terme ⁽¹⁾</i>	0,5	36,8	79,3	3,7	497,1	134,1	2,0	201,9	100,6	1,7	162,8	93,9	2,4	220,4	90,2
<i>dont Tarification dynamique</i>	0,0	0,0	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.
<i>dont entente cadre</i>	0,0	0,8	s.o.	0,0	0,0	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	0,0	s.o.	s.o.
<i>Achats de puissance</i>	s.o.	77,2	s.o.	s.o.	110,1	s.o.	s.o.	181,5	s.o.	s.o.	196,1	s.o.	s.o.	199,5	s.o.
<i>dont options d'électricité interruptible</i>	s.o.	14,6	s.o.	s.o.	32,6	s.o.	s.o.	75,3	s.o.	s.o.	79,2	s.o.	s.o.	83,4	s.o.
<i>dont gestion de la demande de puissance</i>	s.o.	51,7	s.o.	s.o.	65,4	s.o.	s.o.	89,7	s.o.	s.o.	79,2	s.o.	s.o.	79,9	s.o.
<i>dont achats sur les marchés de court terme</i>	s.o.	10,9	s.o.	s.o.	12,1	s.o.	s.o.	16,5	s.o.	s.o.	37,8	s.o.	s.o.	36,2	s.o.
TOTAL - Approvisionnement postpatrimoniaux	17,7	2 077,6	117,4	22,4	2 782,4	124,0	21,9	2 622,2	119,7	24,1	2 768,3	113,8	28,5	3 145,2	109,7
TOTAL - Approvisionnement en électricité	189,5	7 605,9	40,1	198,0	8 686,4	43,9	199,3	8 682,9	43,6	202,7	8 991,4	44,3	207,4	9 499,4	45,8

(1) Incluant les frais de couverture et les frais des émissions de gaz à effet de serre

(2) Les quantités d'énergie comprennent les pertes de transport et de distribution.

Nos analyses de tendance des coûts des approvisionnements avec données du tableau 3

Coûts \$/MWh	2025	2026	2027	2028	TCAM (28-25)	TCAM (28-26)
Patrimoniales	33,6	34,1	34,8	35,5	1,85%	2,03%
Post LT	116,8	113,9	108,1	105,4	-3,37%	-3,80%
CT - Achat énergie	130,3	97,7	90,6	87,6	-12,40%	-5,31%



(viii)

Tableau D-1
Modalités de l'approvisionnement en base hivernale fourni par Hydro-Québec

Durée	Du 1 ^{er} décembre 2027 au 31 décembre 2028
Quantités	<u>Puissance</u> 1 000 MW en janvier et février 2028 300 MW en décembre 2027, mars 2028 et décembre 2028 <u>Énergie</u> 223 200 MWh en 2027 1 886 400 MWh en 2028
Prix	<u>Puissance</u> Un montant de 157,11 \$ ₂₀₂₅ /kW-an, indexé à 2 % au 1 ^{er} janvier, appliqué sur une base mensuelle Prime de puissance additionnelle selon le prix mensuel de la puissance UCAP du marché de New York (NYISO) <u>Énergie</u> 58,56 \$ ₂₀₂₅ /MWh, indexé à 2 % au 1 ^{er} janvier

(ix)

Tableau 4
Prix moyen d'hiver selon le marché en \$ CA/MWh
(inclut frais de sortie et de courtage)

	ON	NY	NE
2022-2024	46,08	65,60	119,69
2020-2024	36,88	52,24	100,78
2015-2024	31,19	46,02	91,73

(x)

« The Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) offers an interesting case study in this regard. First, the state is a hotspot for data centre growth (Box 1.2). Second, ERCOT does not have a capacity market, so the energy-only market provides the only incentive for investment, with scarcity pricing used to signal tight conditions. A relatively flat forward curve suggests that market participants currently anticipate sufficient supply to meet rising demand, including from data centres, without sustained price pressure (Figure 8.4).

[...]

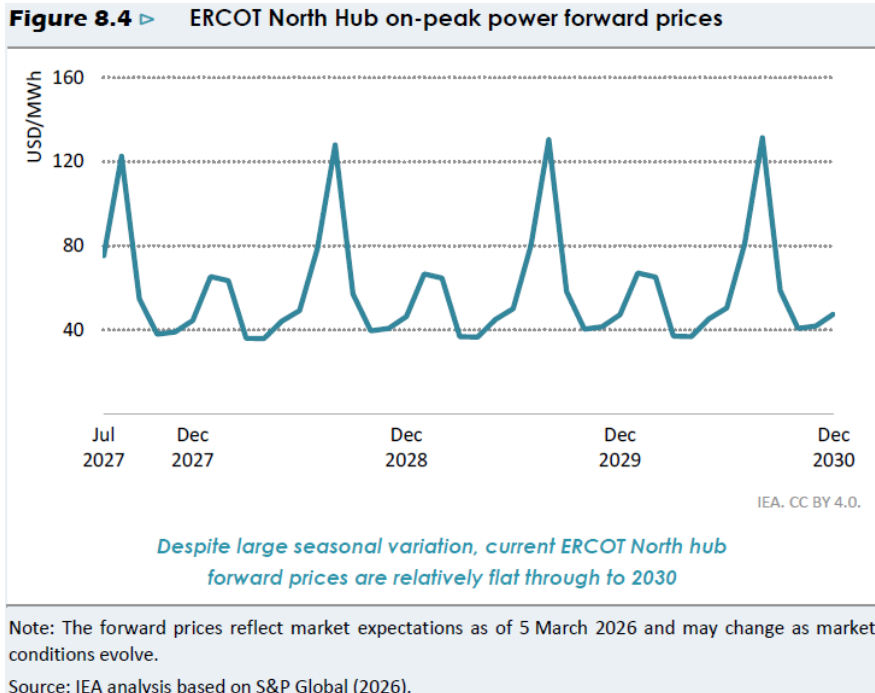
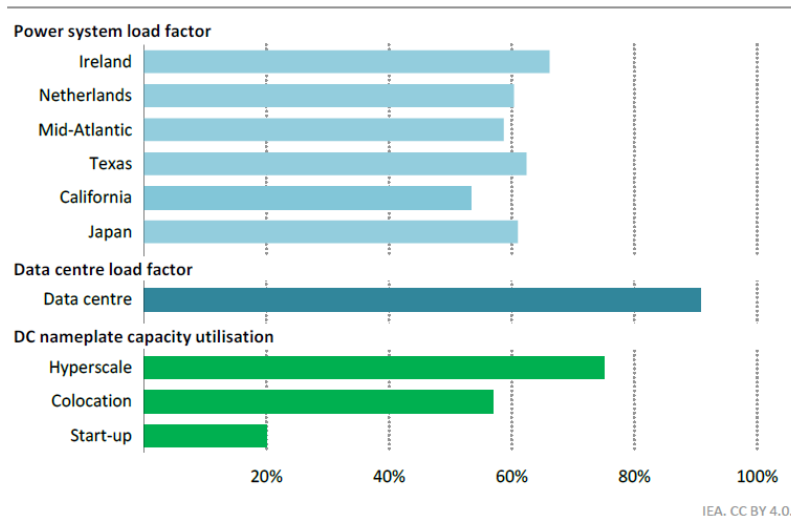


Figure 8.5 ▶ Load and capacity utilisation factors of data centres and at power system level



Overall, rising electricity demand from data centres poses a growing challenge for power systems and energy affordability, but the scale of the impact depends on system conditions, the pace and location of growth, regulatory frameworks and market design, leaving policy makers and data centre developers with significant scope to shape outcomes.

For example, improving visibility on the location, scale and timing of data centre developments can reduce system costs by avoiding premature or unnecessary investment for power loads that may not ultimately materialise. Early co-ordination between developers, system operators and regulators – combined with stronger financial requirements for new large loads, “use it or lose it” measures for reserved grid capacity and better data transparency around load ramps for data centres – could help align network and capacity planning with the actual outlook for grid demand from data centres.

Policy and planning also shape where new data centre demand materialises and how local system impacts are managed. In highly constrained areas, temporary caps or moratoria on new connections, as seen in Singapore, can safeguard reliability and prevent inefficient investment. In contrast, in less constrained areas, clearer incentives for data centres to locate where spare grid capacity is available, together with faster permitting, can guide development more efficiently.

Operational flexibility could be another effective lever for mitigating system and price impacts. Data centres can provide flexibility by shifting non-urgent workloads over time (Box 8.2), reallocating computing tasks across multiple locations, modulating cooling demand, or using onsite energy storage or generation to manage peak grid demand. Emerging initiatives such as demand response programmes, dynamic contracts and accelerated grid access for non-firm connection agreements could reduce the need for additional reserves, network updates and peaking capacity, thereby mitigating both systemwide costs and local network stress.

[...]

Box 8.2 ▷ Incentivising more flexible data centres - More flexible data centre loads could reduce the need for costly network and generation capacity upgrades and therefore help limit the impact of data centre loads on system costs and prices. Our analysis finds that if data centre demand is flexible for between 0.1-1% of the hours in a year, there is enough room in current electricity systems to integrate all new data centre capacity projected to come online through to 2035 (IEA, 2025a). »

Demandes :

- 4.1 Selon les bonnes pratiques reconnues et le balisage déposé par HQD, il y aurait plusieurs manières d'instaurer un signal de prix marginal pour les coûts d'approvisionnements. À la lumière des multiples références pour cette série de demandes de renseignement no. 4 en regard des coûts, est-ce qu'HQ reconnaît que l'utilisation du calcul du coût évité long terme présenté dans sa preuve est une approximation « élevée » de véritables coûts marginaux pour les approvisionnements d'ici 2028? Si non, expliquer pourquoi elle n'est pas d'accord avec cette affirmation.
- 4.2 À la lumière des références et analyse des tendances d'ici 2028 avec les données dans le dossier R-4307-2025, HQD peut-il se prononcer sur ces tendances à la baisse pour ses prévisions de coûts d'approvisionnement entre 2025 et 2028 qui varient entre -3% jusqu'à -12% selon les périodes choisies? Spécifiquement pour les coûts long terme et ensuite pour les achats court terme?
- 4.3 En observant l'extrait mentionné à la référence (x), la « Figure 8.4 » présente les prix « futures » au Texas pour des clients, peu importe l'usage, qui voudraient sécuriser des approvisionnements dans le marché ERCOT. Nous voyons que ces coûts atteindraient un maximum en pointe estivale de 12 \$USD/MWh, mais que ces coûts sont beaucoup plus bas en hiver, autour de 6\$USD/MWh et de 4\$USD/MWh dans les mois dit « d'épaule », au 5 mars 2026. Selon HQD, dans un environnement québécois sans possibilité de contracter directement avec un fournisseur, avec les coûts évités calculés, un client CD devrait-il toujours payer le **coût dit « marginal » de 12 cents/KWh, peu importe la période de l'année, ou l'heure** pour laquelle les clients CD consomment de l'énergie?

Selon les données de HQD (référence (ix)), les prix maximum moyens en hiver par kWh en Ontario était de 31,19\$CAN à 46,08\$CAN selon diverses périodes de référence et entre 46,02\$CAN et 65,60\$CAN pour New York. En fait, ces données servent de proxy pour les « *coûts des approvisionnements de court terme fournis par Hydro-Québec* », car « La Loi sur la gouvernance responsable permet de remplacer les activités des transactions énergétiques sur les marchés de court terme par le Distributeur par une nouvelle approche. Ainsi, les approvisionnements de court terme requis pour alimenter la charge locale, au-

delà de l'électricité patrimoniale, des contrats et autres approvisionnements de long terme, sont désormais fournis par Hydro-Québec, à un coût reflétant celui du marché pour un service ou un produit comparable.» Avec l'absence d'un « marché ouvert » au Québec, veuillez **a) commenter l'idée d'utiliser ce genre de « proxy », déposer à chacune des causes tarifaires**, pour fixer et ou ajuster un éventuel coût marginal d'approvisionnement en hiver pour les clients CD? Aussi, **b) proposer une alternative** qui serait acceptable pour un signal de prix plus proche des prix du marché, ajustable entre les causes tarifaires en fonction des vrais coûts?

- 4.4 HQD, pour conclure que « l'arrivée des centres de données amène une croissance de la demande, laquelle pourrait atteindre d'ici quelques années environ 9 TWh », utilise un facteur d'utilisation de 95% pour anticiper l'impact à terme de cette catégorie de clientèle auquel elle ajoute la puissance, soit équivalente 2 cents/KWh (à partir d'un coût évité de 166\$/KW/an). Cependant, selon le rapport déposé par Keel (référence (x)), ce taux moyen serait plutôt de 90% (pour 8 TWh), et les cadres réglementaires et conception de marché, laisseraient aux décideurs et aux développeurs de centres de données une marge de manœuvre significative pour influencer les impacts réels sur les coûts marginaux. HQD, en accord avec le processus de sélection qui limiterait à 1102MW l'octroi du 800MW restant, est-il ouvert à discuter avec ses clients demandeurs CD de cette puissance pour réduire ces coûts marginaux et maximiser leurs contributions au revenu requis au bénéfice de tous?
- 4.5 À titre d'exemple, à la référence (x), on mentionne que « *notre analyse montre que si la demande des centres de données est flexible entre 0,1 % et 1 % des heures par an, il y a suffisamment de place dans les systèmes électriques actuels pour intégrer toute la nouvelle capacité des centres de données prévue jusqu'en 2035* ». De manière concrète ici, tel qu'il est illustré au tableau A-3 (référence (v)) sur le coût évité du tarif M, les coûts évités « hors pointe » sont au minimum à « 0 », pour le transport et la distribution. Selon HQD, **une telle flexibilité permettrait-elle d'éliminer complètement l'équivalent du 2 cents/KWh pour la puissance, voir obtenir un coût marginal négatif** dans certains cas (Ex : les revenus générés hors pointe au taux normaux, sans majoration de puissance, du tarif LG, contribuent à réduire le fardeau de modernisation du réseau pour l'ensemble des clients, et/ou si une contribution marginal initiale raisonnable est demandée au raccordement)?

Le 22 mai 2026

N° de dossier : R-4333-2026

Demande de renseignements n° 1 de Keel à Hydro-Québec

Page 26 de 26