

**MÉMOIRE DE 9380-8566 QUÉBEC INC. ET GOOGLE CLOUD CANADA CORPORATION
(CONJOINTEMENT « GOOGLE »)**

**Demande relative à la fixation des tarifs pour les centres de données et pour usage cryptographique
appliqué aux réseaux blockchain**

Numéro de dossier : R-4333-2026

**Préparé par Collin Cain
pour dépôt au dossier numéro R-4333-2026
de la Régie de l'énergie**

20 juillet 2026

Table des matières

I. Résumé	1
II. Proposition d'Hydro-Québec	2
II.A. Contexte	2
II.B. Tarif CD proposé.....	3
II.B.1. Étendue de l'application	4
II.B.2. Prix pour l'énergie et la puissance	4
II.B.3. Puissance à facturer minimale	5
II.B.4. Prime pour puissance inutilisée	5
II.B.5. Frais pour consommation excédentaire d'énergie	6
II.B.6. Période de montée en charge	6
II.B.7. Taux transitoires pour les clients centre de donnée existants.....	7
II.B.8. Crédits pour interruption ou diminution de la fourniture d'énergie	7
II.B.9. Clause de majoration	7
II.C. Processus d'attribution des blocs d'énergie	8
III. Les tarifs des gros clients devraient tenir compte de la causalité des coûts tout en reconnaissant les avantages des grosses charges	9
III.A. Défis posés par la croissance rapide des charges des centres de données.....	9
III.B. La croissance de la charge d'Hydro-Québec ne provient pas seulement des centres de données	10
III.B.1. Croissance prévue de la demande d'Hydro-Québec	10
III.B.2. Génération planifiée et ajouts de capacité.....	11
III.C. Les charges des centres de données entraînent des coûts mais présentent également des avantages	13
III.D. La capacité marginale a une grande valeur stratégique pour Hydro-Québec	13
III.E. Principes normalisés de tarification des services d'utilité publique	14
IV. Tarifs des gros clients dans d'autres pays	15
IV.A. Importance des tarifs de base par rapport au recours exclusif à des contrats spéciaux.....	16
IV.B. Les modèles tarifaires normalisés de l'industrie pour les grandes charges ont commencé à émerger	17
V. Le tarif CD proposé ne satisfera pas aux exigences du Décret 89-2026	19
VI. Résumé des recommandations	24
Annexe A	26

Liste des figures

Figure 1 : Sources de croissance de la demande d'électricité au Québec, 2022-2032	11
Figure 2 : Sources pour équilibrer l'augmentation des besoins en énergie et en capacité d'Hydro-Québec.....	12

Liste des tableaux

Tableau 1 : Éléments de la tarification de grosses charges par service public.....	26
--	----

I. Résumé

- (1) Le présent rapport contient des recommandations concernant le tarif CD proposé par Hydro-Québec pour les clients centres de données dont la puissance autorisée est d'au moins 5 MW. Hydro-Québec a également proposé des modifications au tarif « CB » pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, dont le présent rapport ne traite pas. Les propositions ont été déposées auprès de la Régie de l'énergie (« Régie ») en février 2026. Le tarif CD prévoit des prix, y compris ceux pour l'énergie, la puissance, la consommation d'énergie excédentaire et la capacité inutilisée, et d'autres modalités, y compris une disposition relative à la puissance à facturer minimale et une structure tarifaire transitoire pour les clients actuels des centres de données.
- (2) Nous recommandons que la Régie rejette le tarif CD proposé par Hydro-Québec et exige qu'Hydro-Québec élabore des tarifs, des modalités et des conditions adéquatement justifiés pour les centres de données qui respectent les exigences du Décret 89-2026 tout en assurant des tarifs justes et raisonnables pour les clients actuels et nouveaux des centres de données.
 - Il n'est pas approprié pour Hydro-Québec d'établir des tarifs pour les centres de données en fonction du coût total de la nouvelle génération qui fonctionnera comme des ressources du système offrant des avantages à tous les clients d'Hydro-Québec. Le PRI, le Plan stratégique et l'Aperçu des ressources énergétiques d'Hydro-Québec montrent que la croissance de la charge est stimulée non seulement par les centres de données, mais aussi par une croissance importante dans d'autres catégories de clients, associée à l'électrification industrielle et des transports, à la production d'hydrogène vert, à la fabrication de composants de batteries et à l'agriculture en serre.
 - La prime pour la puissance inutilisée (Unused Power Premium) et les frais pour consommation excédentaire d'énergie (Excess Energy Charge) ne sont pas basés sur les coûts. Les dérivations ne sont des calculs qu'au sens mathématique du terme et fonctionnent, en réalité, comme de simples pénalités.
 - Le tarif CD proposé ne contient pas suffisamment d'explications sur les mécanismes essentiels qui régissent l'administration par Hydro-Québec du service électrique des clients CD.
 - La prime pour la puissance inutilisée et la disposition sur la puissance à facturer minimale créent le risque d'une double pénalité inappropriée pour le même niveau de charge.
- (3) Nous recommandons qu'Hydro-Québec établisse des tarifs distincts pour les clients actuels et pour les nouveaux clients CD. Les clients existants devraient être autorisés à continuer de bénéficier du tarif LG jusqu'à ce qu'un scénario tarifaire général puisse établir des tarifs appropriés fondés sur les coûts pour a) les clients existants dans la catégorie des centres de données qui reçoivent actuellement

un service en vertu du tarif LG, b) les nouveaux clients centres de données qui recevraient un service en vertu d'un tarif CD, et c) les autres clients à forte puissance, actuels et nouveaux.

- Les tarifs proposés par Hydro-Québec, qui sont fondés sur le coût d'un nouvel approvisionnement marginal pour des clients qui reçoivent actuellement un service fondé sur des blocs d'énergie approuvés, ne sont pas justes et raisonnables.
- (4) Nous recommandons que les clients assujettis au tarif CD puissent demander des modifications à l'échéancier de montée en charge (*project ramp schedule*) de leur projet lorsqu'Hydro-Québec n'a pas encore engagé les investissements marginaux nécessaires pour répondre à cette demande..
- La proposition tarifaire d'Hydro-Québec relative au tarif CD exige un engagement de puissance selon une montée en charge progressive envisagée de s'étendre sur une période de dix ans, et qui lie les clients du tarif CD à respecter des niveaux annuels de demande de puissance, sans prévoir de mécanisme permettant de modifier cet échéancier d'engagement advenant une évolution des besoins opérationnels au fil du temps.
 - La combinaison d'un engagement rigide de montée en charge et d'un seuil bas de 60 % de la puissance prévue pour l'application de la prime pour la puissance inutilisée inciterait les clients à conserver une capacité réservée inutilisée, empêchant l'utilisation productive de cette capacité par d'autres clients et limitant également les paiements de ces autres clients à Hydro-Québec pour répondre aux exigences de revenus. Cela n'est pas conforme à l'objectif du décret d'optimiser l'utilisation de la capacité disponible du réseau et d'éviter ou de reporter des investissements importants.

Un mécanisme de tarif CD devrait offrir aux clients des possibilités raisonnables de libérer la capacité dont ils n'ont plus besoin si celle-ci peut être utilisée par d'autres.

Si Hydro-Québec n'a pas encore entrepris d'investissements marginaux requis pour atteindre un niveau de service prévu dans l'échéancier de montée en charge d'un projet, un client du tarif CD devrait être autorisé à réduire sa réserve de puissance sous réserve de limites définies – telles que le moindre de 10 % ou 50 MW chaque année.

II. Proposition d'Hydro-Québec

II.A. Contexte

- (5) Hydro-Québec a déposé une demande auprès de la Régie le 18 février 2026 afin d'obtenir l'autorisation de créer une catégorie de clientèle destinée aux centres de données et de mettre en œuvre un nouveau tarif de service électrique établissant les prix et les conditions de service pour les clients centres de données (« Tarif CD »).¹ Aux fins de la demande, Hydro-Québec définit un centre

¹ Demande dans le Dossier n° R-4333-2026.

de données comme un site physique où les infrastructures informatiques et de télécommunications sont regroupées pour stocker, traiter ou distribuer des données de manière sécurisée.²

- (6) Hydro-Québec a également proposé des ajustements à son tarif CB actuel, qui s'applique aux contrats annuels en vertu desquels l'électricité est livrée à des fins cryptographiques appliquées aux chaînes de blocs et dont la capacité installée dédiée à cette utilisation est d'au moins 50 kW.³ Les prix CB proposés sont conçus en partie pour refléter les avantages économiques limités que l'industrie offre au Québec.⁴ Toutefois, le présent rapport est axé sur les détails du Tarif CD.
- (7) La proposition d'Hydro-Québec a été conçue comme un mécanisme réglementaire visant à atténuer les répercussions futures sur les coûts que les besoins en électricité de l'industrie des services infonuagiques pourraient imposer à Hydro-Québec et à sa clientèle.⁵ Les centres de données ont besoin de quantités importantes d'électricité (appelée « énergie »), ce qui oblige Hydro-Québec à maintenir un approvisionnement proportionnel en énergie plus une marge de réserve (appelée « capacité »). L'augmentation de la demande en énergie, de la capacité et de l'infrastructure nécessaire pour acheminer l'énergie aux clients peut nécessiter des investissements substantiels dans le réseau qui pourraient augmenter les coûts d'Hydro-Québec et, ultimement, avoir une incidence sur les tarifs des consommateurs.⁶ Hydro-Québec note que toute augmentation de la demande d'énergie, peu importe l'activité économique du client, peut entraîner des investissements supplémentaires dans le réseau.⁷
- (8) Dans ce contexte, le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie a ordonné, en janvier 2026, que la Régie soit sensibilisée à ses préoccupations économiques, sociales et environnementales et qu'elle les prenne en considération lors de l'évaluation des futures propositions d'Hydro-Québec visant à aborder les tarifs d'énergie des centres de données. Le Ministère a ordonné qu'une nouvelle catégorie de clients d'énergie spécifiquement pour les centres de données soit définie, que les tarifs reflètent les coûts d'approvisionnement évités, qu'un barème tarifaire transitoire visant à atténuer les répercussions immédiates sur les clients actuels des centres de données soit inclus et que des mécanismes soient mis en œuvre pour éviter ou reporter les investissements majeurs dans les réseaux de transport et de distribution.⁸

II.B. Tarif CD proposé

- (9) Le Tarif CD proposé vise à limiter les répercussions financières que les clients des centres de données imposent aux autres clients tout en offrant des conditions de service comparables à celles

² HQD-1, Document 1.1, page 9, lignes 8 à 10.

³ Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec, Section 7.1.

⁴ HQD-1, Document 1.1, page 6, ligne 12 à 15.

⁵ HQD-1, Document 1.1, Section 1.1.

⁶ HQD-1, Document 1.1, Section 1.1.

⁷ Réponse à la DDR 1 de la Régie, Question 1.2.

⁸ HQD-3, Document 1.1.

offertes dans d'autres juridictions nord-américaines.⁹ La demande d'Hydro-Québec comprend des évaluations de certaines juridictions et certains mécanismes tarifaires, qu'elle décrit comme reflétant généralement les coûts marginaux associés au secteur des centres de données.¹⁰ Hydro-Québec explique qu'il est préférable d'inscrire les tarifs et les conditions de service dans un tarif plutôt que de négocier des ententes contractuelles avec des clients individuels. Un cadre contractuel individuel exigerait des contrats spéciaux pour chaque client centre de données actuel et futur, chacun nécessitant la participation du gouvernement du Québec.¹¹ De plus, Hydro-Québec note que « la continuité et la fiabilité de service font partie des caractéristiques essentielles recherchées par ce type de client [des centres de données]. »¹²

- (10) La proposition d'Hydro-Québec du Tarif CD comprend les éléments suivants :¹³

II.B.1. Étendue de l'application

- (11) Le Tarif CD proposé s'appliquera aux abonnements annuels dans le cadre desquels tout ou partie de l'énergie fournie sert à l'exploitation d'un centre de données si la puissance autorisée du client est d'au moins 5 MW. Un seuil de demande de 5 MW a été choisi pour maintenir la cohérence avec les seuils de demande de tarif LG et du processus d'attribution des blocs d'énergie.¹⁴

II.B.2. Prix pour l'énergie et la puissance

- (12) Le prix proposé pour l'énergie est de 0,0871 \$/kWh et le prix proposé pour la puissance est de 32,704 \$/kW-mois. Ces prix correspondent à un équivalent tout compris de 0,1343 \$/kWh. Les prix du Tarif CD ont été conçus spécifiquement pour refléter les coûts évités estimés par Hydro-Québec d'approvisionnement en énergie de 0,12 \$/ et de puissance de 166 \$/kWh par année.¹⁵ Hydro-Québec fait remarquer que les coûts évités sont une estimation des coûts futurs.¹⁶
- (13) En vertu de la proposition, un client assujéti au Tarif CD se verra facturer des prix qui reflètent le coût présumé pour la construction d'une capacité additionnelle d'énergie et de puissance afin de répondre à ses besoins, plutôt que des prix qui reflètent la part proportionnelle du client dans les coûts actuels d'Hydro-Québec. Les coûts évités sur lesquels Hydro-Québec a fondé les prix proposés pour le Tarif CD ont été calculés à partir des coûts moyens d'approvisionnement et de transport et

⁹ HQD-1, Document 1.1, Section 1.1.

¹⁰ HQD-1, Document 1.1, page 6, ligne 11.

¹¹ Réponse à la DDR 1 de la Régie, Question 4.1.

¹² Réponse à la DDR de la Régie, Question 5.2.1.

¹³ HQD-2, Document 1.1.

¹⁴ Réponse à la DDR 1 de l'AQCIÉ-CIFQ, Question 2.1.

¹⁵ HQD-1, Document 1.1, page 9, lignes 21 à 23.

¹⁶ Réponse à la DDR 1 de la Régie, Question 1.4.

des coûts marginaux de puissance déterminée dans les appels d'offres de 2023 et de 2015, respectivement.¹⁷

II.B.3. Puissance à facturer minimale

- (14) La puissance à facturer minimale applicable à chaque période de consommation correspond à 75 % du plus grand appel de puissance enregistré au cours d'une période de facturation hivernale qui s'est entièrement déroulée dans les 12 périodes mensuelles consécutives précédentes prenant fin au terme de la période de consommation visée.¹⁸
- (15) Les frais mensuels de puissance d'un client seront évalués en fonction de la puissance à facturer minimale si la plus grande demande de puissance réelle d'un client au cours de la période de consommation est inférieure à cette valeur.

II.B.4. Prime pour la puissance inutilisée

- (16) La prime s'applique lorsque le plus grand appel de puissance du client au cours de chacune des 12 périodes de consommation consécutives précédentes est inférieur à 60 % de la puissance prévue selon l'échéancier de montée en charge du client.¹⁹ La prime applique un prix de 92,280 \$/kW à la différence entre le plus grand appel de puissance du client et son engagement de puissance prévu.²⁰ La prime est calculée en convertissant le prix de l'énergie de 0,0874 \$/kWh et le prix de la puissance de 32,704 \$/kW-mois en un prix mensuel global exprimé en \$/kW-mois, au moyen d'un facteur d'utilisation de 95 %.²¹
- (17) Hydro-Québec a reçu l'approbation de la Régie d'appliquer un frais similaire pour puissance inutilisée au tarif LG afin d'encourager les clients à faire des demandes d'alimentation conformes à leurs besoins en puissance réels.²² Dans le cadre de la présente instance, Hydro-Québec a souligné l'avantage supplémentaire d'éviter de devancer inutilement des investissements sur le réseau pour alimenter une charge qui ne se réaliserait pas à la hauteur des niveaux prévus.²³ Hydro-Québec a déclaré que la puissance inutilisée est principalement la résultante de clients qui estiment leurs besoins électriques en fonction d'une montée en charge très lente ou qui formulent leurs demandes de

¹⁷ HQD-1, Document 1.1, note de bas de page 7 et HQD-3, Document 3, page 5, lignes 10 à 21 du dossier n° R-4307-2025.

¹⁸ HQD-2, Document 1.1, page 5.

¹⁹ La proposition et les réponses d'Hydro-Québec aux DDR des intervenants créent une ambiguïté quant à savoir si la prime est basée sur une comparaison entre la demande de puissance d'un client au cours d'un mois antérieur et la demande de puissance prévue pour le mois en cours, ou sur une comparaison entre la demande de puissance d'un client au cours d'un mois antérieur et la demande puissance prévue pour ce même mois antérieur.

²⁰ HQD-1, Document 1.1, page 11, Section 2.3.

²¹ Réponse à la DDR 1 de la Régie, Question 5.1.

²² Réponse à la DDR 1 de Google, Question 1.2, décision R-4270-2024, page 109, 6 mars 2025, et HQD-2, Document 2.1, pages 48 à 50, Dossier n° R-4270-2024.

²³ Réponse à la DDR 1 de la Régie, Question 5.2.

puissance en fonction de leur potentiel de croissance à long terme plutôt qu'en fonction de leurs besoins contemporains réels, afin d'éviter des demandes ultérieures d'ajout de capacité électrique.²⁴

- (18) La décision rendue par la Régie dans le cadre de cette instance antérieure, qui approuve la prime pour la puissance inutilisée applicable au tarif LG, fait actuellement l'objet d'un pourvoi en contrôle judiciaire devant la Cour supérieure du Québec.²⁵ L'affaire est toujours en cours.
- (19) Il est possible que la demande de puissance au cours d'un mois donné déclenche l'application à la fois de la prime pour la puissance inutilisée et de la disposition sur la puissance à facturer minimale.²⁶

II.B.5. Frais pour consommation excédentaire d'énergie

- (20) Hydro-Québec propose d'appliquer un prix de 0,17420 \$ à toute consommation d'énergie lorsque la puissance maximale appelée excède 110 % de la montée en charge soumise d'un client.²⁷ Ce prix est tout simplement le double de celui proposé pour l'énergie.²⁸
- (21) Les frais pour consommation excédentaire d'énergie poursuivent deux objectifs : décourager les clients de sous-évaluer leur montée en charge pour contourner la prime²⁹ pour la puissance inutilisée et inciter les clients à s'engager de manière crédible quant à leur consommation d'électricité prévue e.³⁰ Ces frais visent uniquement à encourager certains comportements de la clientèle et ne reflètent pas les coûts précis identifiés par Hydro-Québec dans le cadre de la présente instance.

II.B.6. Période de montée en charge

- (22) Tous les centres de données dont le niveau de puissance maximale autorisée atteint au moins 5 MW doivent atteindre la puissance maximale engagée dans les 10 ans.³¹ La puissance maximale doit être maintenue pour le reste de la période si elle a été atteinte avant l'échéance du délai de 10 ans.³²
- (23) Si un client atteint sa puissance maximale engagée avant l'échéance spécifiée dans sa montée en charge soumise, les frais pour consommation excédentaire d'énergie seront maintenus pour le reste de la période.³³

²⁴ HQD-2, Document 2.1, pages 47-48 du Dossier n° R-4270-2024.

²⁵ Dossier de la Cour supérieure du Québec n° 500-17-134569-253 et 500-17-134904-252.

²⁶ Réponse à la DDR 1 de Google, Question 1.7.1.

²⁷ HQD-1, Document 1.1, page 11, Section 2.3.

²⁸ HQD-1, Document 1.1, page 11, Section 2.3.

²⁹ HQD-1, Document 1.1, page 11, ligne 5-6.

³⁰ Réponse à la DDR 1 de Google, question 1.3.1.

³¹ HDQ-1, Document 1.1, page 10-11, Section 2.3.

³² HDQ-1, Document 1.1, note de bas de page 9.

³³ Réponse à la DDR 1 de la Régie, Question 6.5.1.

II.B.7. Taux transitoires pour les clients centre de données existants

- (24) Les clients existants qui sont admissibles au Tarif CD à compter de la date de mise en œuvre demandée du 1^{er} novembre 2026 ont droit à une réduction tarifaire jusqu'au 31 mars 2030.³⁴ Pour chaque période de consommation, le client sera facturé selon le Tarif CD multiplié par :

- 62% de novembre 2026 à mars 2027
- 71 % d'avril 2027 à mai 2028
- 81 % d'avril 2028 à mai 2029.
- 90 % d'avril 2029 à mars 2030
- 100% à partir d'avril 2030

II.B.8. Crédits pour interruption ou diminution de la fourniture d'énergie

- (25) Un client du tarif CD peut obtenir un crédit sur sa facture, si pendant une période continue d'au moins 1 heure :³⁵

- L'énergie ne lui a pas été fournie parce qu'Hydro-Québec a interrompu la fourniture; ou
- Le client a été empêché d'utiliser l'énergie, totalement ou en partie, à la demande d'Hydro-Québec; ou
- Le client a été empêché d'utiliser l'énergie, totalement ou en partie, en raison d'une guerre, d'une rébellion, d'une émeute, d'une épidémie, d'un incendie ou de tout autre événement de force majeure.

- (26) Le client peut aussi obtenir un crédit sur sa facture si Hydro-Québec interrompt la fourniture d'énergie deux fois ou plus le même jour et que la durée totale des interruptions est d'au moins 1 heure.

- (27) Les montants du crédit équivalent à la différence entre le montant qui aurait été payé pour la période de consommation complète et le montant réel dû pour cette période.

II.B.9. Clause de majoration

- (28) Si un client du Tarif CD est prêt à payer un prix plus élevé pour accroître la compétitivité de son offre pour un approvisionnement limité en blocs d'énergie, le client peut inclure une offre de le faire

³⁴ HQD-1, Document 1.1, Tableau 1.

³⁵ HQD-2, Document 1.1, page 5-6.

dans sa demande de service.³⁶ La clause vise à offrir aux clients dont la fourniture d'énergie est conditionnelle à l'allocation de blocs par le gouvernement l'opportunité de se démarquer.³⁷

- (29) Hydro-Québec n'a jamais offert de clause semblable à la clause de majoration.³⁸

II.C. Processus d'attribution des blocs d'énergie

- (30) Les projets requérant de grandes quantités d'énergie doivent obtenir l'autorisation du gouvernement du Québec dans le cadre du processus d'attribution des blocs d'énergie avant de pouvoir être raccordés par Hydro-Québec.³⁹ En vertu de l'article 76 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁴⁰, un titulaire doit demander une autorisation du ministre pour distribuer de l'électricité à toute personne qui demande une puissance d'au moins 50 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 MW dans le cas de toute autre demande.⁴¹
- (31) Le processus d'attribution comporte de multiples éléments analytiques, notamment l'évaluation des capacités des réseaux de transport et de distribution, ainsi que des études sur les impacts économiques, environnementaux et sociaux.⁴² Les projets peuvent bénéficier d'un « traitement particulier » s'ils sont considérés comme étant d'intérêt public. L'autorisation du gouvernement fournie dans le cadre du processus d'attribution est conditionnelle. Le projet doit être réalisé conformément aux conditions précisées dans la décision, sinon l'autorisation peut être révoquée ou révisée.⁴³
- (32) Le gouvernement conserve le pouvoir discrétionnaire exclusif d'autoriser ou de rejeter les demandes de projet. Hydro-Québec n'a aucune influence sur la décision finale et, par conséquent, les protocoles régissant le processus d'attribution des blocs d'énergie par le gouvernement – auxquels les clients du CD sont assujettis – ne sont pas fournis dans le tarif CD.

³⁶ Réponse à la DDR 1 du RNCREQ, Question 8.2.

³⁷ Réponse à la DDR 1 de la Régie, Question 8.3.

³⁸ Réponse à la DDR 1 de la Régie, Question 8.1.

³⁹ <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/production-approvisionnement-distribution/autorisation-projet-electrique> et HQD-5, Document 1, Section 1.5.2.

⁴⁰ L.R.Q., ch. R-6.01.

⁴¹ HQD-5, Document 1, Section 1.4.

⁴² <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/production-approvisionnement-distribution/autorisation-projet-electrique>. D'autres critères comprennent la cohérence gouvernementale et le caractère stratégique du projet et les garanties de réalisation et maturité du projet.

⁴³ <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/production-approvisionnement-distribution/autorisation-projet-electrique>.

III. Les tarifs des gros clients devraient tenir compte de la causalité des coûts tout en reconnaissant les avantages des grosses charges

III.A. Défis posés par la croissance rapide des charges des centres de données

- (33) Des investissements importants dans le réseau électrique seront nécessaires pour desservir les centres de données dans les années à venir. Certaines préoccupations ont été soulevées quant au risque que les coûts attribuables à la desserte des clients de centres de données soient reportés sur les autres clients. Certaines préoccupations ont également été soulevées quant au risque que les capacités de production et les infrastructures du réseau construites pour accueillir les centres de données ne soient pas utilisées si la demande liée à l'IA s'avère inférieure de ce qui est attendu. Dans ce cas, les revenus perçus auprès des centres de données pourraient ne pas suffire pour recouvrer les coûts de ces actifs, de sorte que les manques à gagner pourraient être assumés par les clients qui ne sont pas des centres de données.
- (34) Il convient de préciser que les méthodes usuelles de tarification des services publics fondée sur des facteurs de répartitions établis selon l'utilisation du réseau par les clients permettant généralement un recouvrement des coûts approprié et équitable, même lorsqu'une catégorie de clients croît plus rapidement que les autres, pourvu que les coûts marginaux nécessaires pour répondre à la croissance de la charge soient similaires aux coûts intégrés moyens du réseau du service public. Il y a seulement une préoccupation quant au transfert des coûts lorsque les coûts d'infrastructure marginaux dépassent les coûts intégrés en dollars par unité. Les coûts marginaux dépassent actuellement les coûts intégrés moyens pour de nombreux services publics en Amérique du Nord pour diverses raisons, notamment l'augmentation des coûts de la marchandise et de la main-d'œuvre, l'inflation, mais aussi une offre limitée par rapport à la demande.⁴⁴ Toutefois, ce n'est pas intrinsèquement le cas, et une croissance rapide de la charge n'est pas sans précédent. De plus, comme nous l'expliquons à la section III.B ci-dessous, la croissance anticipée de la charge au Québec n'est pas uniquement attribuable aux centres de données.
- (35) Le Décret 89-2026 est conforme aux efforts déployés dans d'autres juridictions pour relever les défis associés à la croissance rapide de la charge des clients, tout en veillant à ce que les différentes catégories de clients concernées ne supportent pas une part inappropriée des coûts connexes. En particulier, le décret établit que la récupération des coûts du service public d'une nouvelle catégorie de centres de données devrait refléter le coût des nouveaux approvisionnements, plutôt que le coût moyen des approvisionnements.⁴⁵ Comme dans d'autres juridictions, le défi consiste à veiller à ce que les coûts marginaux nécessaires pour répondre à la croissance de la charge des clients soient correctement identifiés et répartis de manière équitable. Cela nécessite une évaluation rigoureuse, particulièrement en ce qui concerne les investissements dans de nouvelles capacités de réseau qui

⁴⁴ « How Will Data Centers Pay for Power? », <https://americanaffairsjournal.org/2026/05/how-will-data-centers-pay-for-power/>.

⁴⁵ Décret 89-2026, préoccupation énumérée n°2.

sont utilisées pour desservir l'ensemble de la clientèle, et non seulement les clients qui ont, en apparence, « causé » la réalisation de ces investissements.

- (36) Le Décret 89-2026 s'appuie sur le processus novateur d'attribution des blocs mis en place au Québec, qui assure l'attribution aux nouveaux gros clients d'une capacité du réseau conforme aux aptitudes du réseau ainsi qu'aux politiques et objectifs provinciaux.
- (37) En période de croissance rapide de la demande, il existe un risque inhérent d'inadéquation entre le montant des investissements dans les infrastructures électriques et les besoins du système au final. Une insuffisance d'investissements pourrait limiter ou retarder la capacité de raccorder de nouvelles charges au fil du temps. Un excédent d'investissement par rapport à la demande effectivement réalisée pourrait entraîner un surplus de capacités de transport et/ou de production. Dans l'un ou l'autre des cas, les procédures de planification actuelles d'Hydro-Québec devraient refléter les nouvelles informations relatives aux besoins du réseau au fil du temps et s'y adapter, atténuant ainsi les répercussions sur les nouveaux clients et sur les clients existants.

III.B. La croissance de la charge d'Hydro-Québec ne provient pas seulement des centres de données

III.B.1. Croissance prévue de la demande d'Hydro-Québec

- (38) Hydro-Québec a fait état d'une croissance anticipée de la demande en énergie de 60 TWh d'ici 2035 et de 150 à 200 TWh d'ici 2050 par rapport à l'année de référence 2022.⁴⁶ Pour atteindre son objectif de carboneutralité d'ici 2050, la province devra s'approvisionner de plus de 100 TWh d'énergie propre.⁴⁷ Les besoins en énergie devraient augmenter considérablement, avec un besoin additionnel potentiel de 4 000 MW d'ici 2032,⁴⁸ et peut-être de 8 000 à 9 000 MW d'ici 2035.⁴⁹
- (39) Les centres de données devraient représenter environ 16 % de la croissance prévue de la demande en énergie jusqu'en 2032.⁵⁰ La figure 1 présente une multitude de facteurs à l'origine de la croissance résiduelle.

⁴⁶ « Produire plus pour la transition énergétique », *Hydro Québec*, <https://www.hydroquebec.com/a/transition-energetique.html>.

⁴⁷ « Plan stratégique 2022-2026 », *Hydro-Québec*, <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2022-03-25>, p. 2.

⁴⁸ « Survol des ressources énergétiques d'Hydro-Québec 2023-2032 », *Hydro Québec*, octobre 2022, <https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/survol-ressources-energetiques-2022-2032.pdf>, p. 4.

⁴⁹ « Vers un Québec décarboné et prospère : Plan d'action 2035 », *Hydro-Québec*, <https://www.hydroquebec.com/data/a-propos/pdf/plan-action-2035.pdf>, p. 16.

⁵⁰ « Survol des ressources énergétiques d'Hydro-Québec 2023-2032 », *Hydro Québec*, octobre 2022, <https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/survol-ressources-energetiques-2022-2032.pdf>, p. 3.

Figure 1 : Sources de croissance de la demande d'électricité au Québec, 2022-2032



Source : « Survol des ressources énergétiques d'Hydro-Québec 2023-2032 », Hydro-Québec, octobre 2022 <https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/survol-ressources-energetiques-2022-2032.pdf>, p. 3.

III.B.2. Génération planifiée et ajouts de capacité

- (40) Hydro-Québec prévoit répondre au reste des besoins en énergie identifiés dans son Plan d'approvisionnement 2023-2032 au moyen d'appels d'offres visant l'acquisition d'énergie renouvelable.⁵¹ Plusieurs appels d'offres visant l'acquisition d'énergie éolienne et d'autres formes d'énergie renouvelable ont été lancés depuis 2022, afin d'obtenir des approvisionnements à long terme à compter de décembre 2027. Hydro-Québec prévoit ajouter 2 000 MW de capacité de production hydroélectrique et 2 000 MW de capacité éolienne d'ici 2035.⁵²
- (41) Une grande partie de l'augmentation des besoins en énergie et en puissance sera comblée par des sources extérieures au « bloc d'électricité patrimoniale », qui représente l'énergie produite par les centrales hydroélectriques construites entre 1900 et 2000.⁵³ 0 présente ces sources. Le bloc d'électricité patrimoniale se compose de 165 TWh de production annuelle d'énergie électrique, dont le prix indexé en fonction de l'inflation s'est établi à 0,0308 CAD/kWh en 2021.⁵⁴ Le prix moyen des approvisionnements postpatrimoniaux en énergie et en puissance nécessaires pour répondre aux besoins additionnels en énergie d'Hydro-Québec est d'environ 0,11 CAD/kWh.⁵⁵

⁵¹ « Survol des ressources énergétiques d'Hydro-Québec 2023-2032 », *Hydro Québec*, octobre 2022, <https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/survol-ressources-energetiques-2022-2032.pdf>, p. 9.

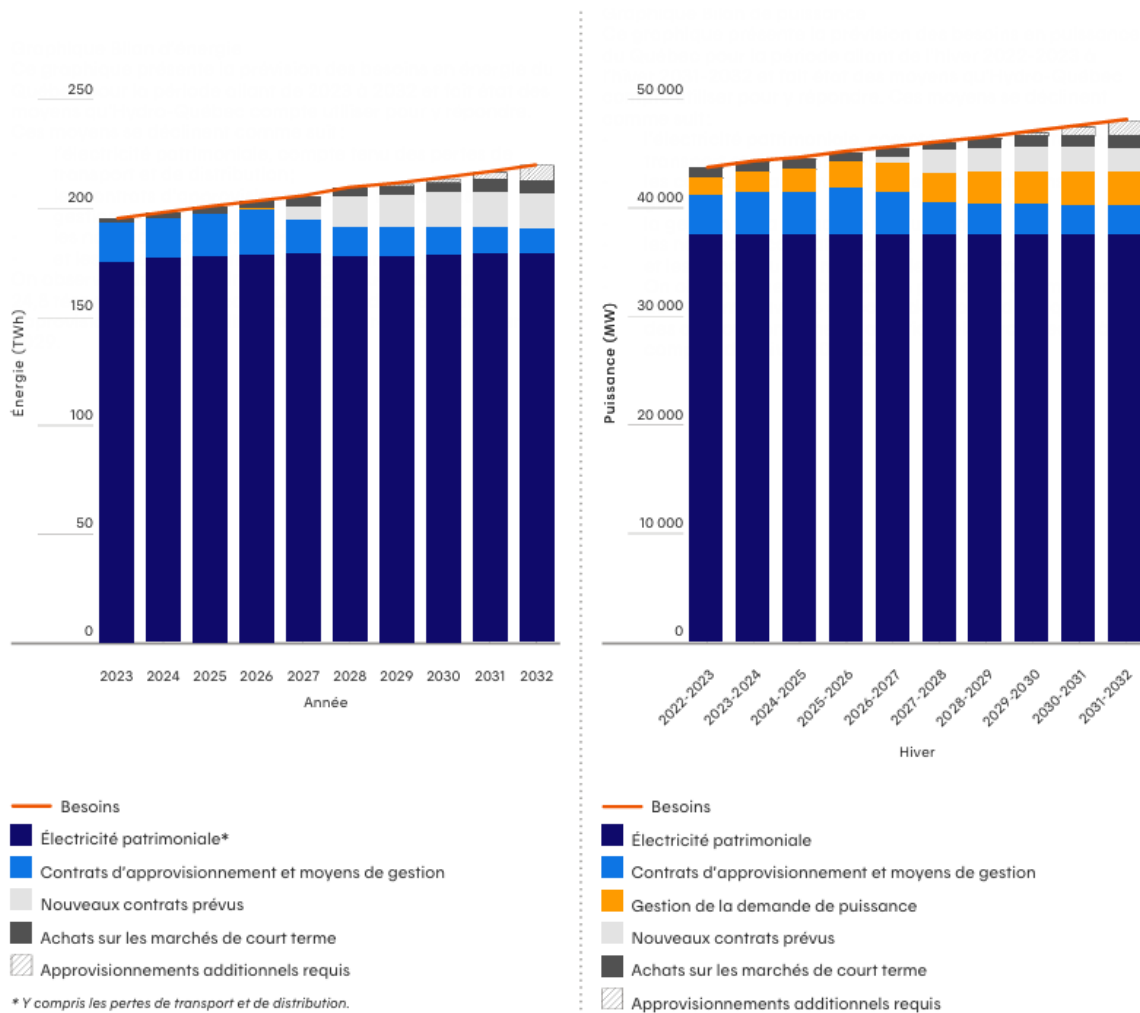
⁵² « Survol des ressources énergétiques d'Hydro-Québec 2023-2032 », *Hydro Québec*, octobre 2022, <https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/survol-ressources-energetiques-2022-2032.pdf>, p. 9.

⁵³ « Survol des ressources énergétiques d'Hydro-Québec 2023-2032 », *Hydro Québec*, octobre 2022, <https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/survol-ressources-energetiques-2022-2032.pdf>, p. 5 et « S'assurer d'avoir assez d'énergie », <https://www.hydroquebec.com/production-reseau/planifier/avoir-energie-necessaire.html>.

⁵⁴ « Survol des ressources énergétiques d'Hydro-Québec 2023-2032 », *Hydro Québec*, octobre 2022, <https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/survol-ressources-energetiques-2022-2032.pdf>, p. 7.

⁵⁵ « Plan stratégique 2022-2026 », *Hydro-Québec*, <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2022-03-25>, p. 10.

Figure 2 : Sources pour équilibrer l'augmentation des besoins en énergie et en capacité d'Hydro-Québec



« Survol des ressources énergétiques d'Hydro-Québec 2023-2032 », *Hydro Québec*, octobre 2022, <https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/survol-ressources-energetiques-2022-2032.pdf>, p. 5.

- (42) Pour répondre à la croissance prévue de la demande, Hydro-Québec devra se procurer de nouveaux approvisionnements en énergie et en puissance dont les coûts marginaux sont plus élevés que le coût intégré moyen du bloc d'électricité patrimoniale existant d'Hydro-Québec. Cette croissance de la demande résulte de la croissance de plusieurs catégories de clientèle, et non seulement de celle des centres de données. Ainsi, l'attribution de la responsabilité des coûts fondée sur les évaluations continues par Hydro-Québec des coûts d'approvisionnement évités à un sous-ensemble de clients seulement ne permet pas d'établir des tarifs justes et raisonnables.

III.C. Les charges des centres de données entraînent des coûts, mais présentent également des avantages

- (43) Il est important de reconnaître que les grosses charges ne sont pas en soi un fardeau pour les réseaux électriques, mais qu'elles procurent au contraire des avantages substantiels pour la planification et l'exploitation du réseau, et contribuent à alléger le fardeau des coûts fixes des autres clients.
- (44) Les facteurs d'utilisation élevés des centres de données – c'est-à-dire leur consommation d'énergie élevée, constante et prévisible – permettent une exploitation et une planification plus efficaces du réseau électrique. Cette demande stable permet aux services publics d'optimiser leurs infrastructures de production et de transport, ce qui réduit la nécessité de réaliser des investissements dans de nouvelles infrastructures. De plus, la consommation d'énergie constante des centres de données contribue à répartir les coûts fixes du service public sur un volume d'énergie plus important, ce qui réduit le coût moyen par kWh pour l'ensemble des clients.
- (45) Comme il a été mentionné précédemment, il existe une préoccupation légitime quant au risque que la croissance rapide de la charge au sein d'une catégorie de clients, combinés à des coûts d'infrastructure marginaux supérieurs aux coûts moyens intégrés du réseau, entraîne des incidences injustifiées sur les coûts. Toutefois, ces préoccupations légitimes n'éliminent pas les avantages associés à la croissance de la charge. L'établissement de tarifs justes et équitables pour l'ensemble des clients – gros et petits, existants et nouveaux – exige une évaluation complète des coûts et des avantages ainsi qu'une application appropriée des principes de causalité des coûts. Cela ne peut être réalisé de manière fiable que dans le cadre d'une instance tarifaire générale contestée.
- (46) À la lumière de ce qui précède, nous soutenons qu'une instance tarifaire générale contestée constitue le cadre le plus approprié pour établir des tarifs fondés sur les coûts applicables aux clients centres de données existants, aux nouveaux clients centres de données et aux autres gros clients nouveaux et existants.

III.D. La capacité marginale a une grande valeur stratégique pour Hydro-Québec

- (47) Le prix de la composante puissance du tarif CD proposé par Hydro-Québec est fondé sur les offres acceptées pour de nouvelles capacités de production ferme. Toutefois, il ne faut pas en conclure que les ressources ou les actifs de production ajoutés par Hydro-Québec afin de répondre à la croissance de la charge des centres de données ne serviraient qu'à satisfaire à ce besoin. Les actifs de production sont, par leur nature, des ressources qui servent l'ensemble des clients du réseau.
- (48) L'ajout de capacité éolienne est déjà reconnu comme un objectif stratégique par Hydro-Québec, les ressources éoliennes offrant d'importants avantages complémentaires lorsqu'elles sont combinées aux ressources hydroélectriques. Plus particulièrement lorsque les ressources hydroélectriques sont limitées en raison de conditions relativement sèches, les ressources éoliennes peuvent permettre une utilisation plus efficace des capacités de production hydroélectriques, lesquelles peuvent agir comme

de véritables batteries géantes. Lorsque la production éolienne est élevée, la production hydroélectrique peut être réduite, l'eau inutilisée demeurant dans les réservoirs pour être utilisée ultérieurement lorsque la production éolienne est faible. Les ressources hydroélectriques contribuent ainsi à rendre plus ferme la capacité des ressources éoliennes – soit la capacité effective prise en charge électrique, ou ELCC – des parcs éoliens.

- (49) En mars 2026, Hydro-Québec a annoncé un appel d'information concernant le développement potentiel de parcs éoliens en mer dans la région de la Nouvelle-Écosse.⁵⁶ Le potentiel d'énergie éolienne en mer compléterait « [l]es quelque 10 000 mégawatts prévus dans le cadre de la Stratégie éolienne d'Hydro-Québec ». ⁵⁷
- (50) Il serait inapproprié d'attribuer la totalité des coûts marginaux associés à ces ressources éoliennes additionnelles aux centres de données, compte tenu de la valeur stratégique générale de ces actifs pour l'ensemble du réseau.

III.E. Principes normalisés de tarification des services d'utilité publique

- (51) James Bonbright déclare que « bien que l'objectif ultime de la théorie tarifaire est de proposer des *mesures* praticables permettant d'établir des tarifs raisonnables et des relations tarifaires, un choix judicieux de ces mesures dépend principalement des *objectifs* reconnus de la politique tarifaire et, deuxièmement, de la nécessité de minimiser les effets secondaires indésirables des tarifs par ailleurs mieux conçus pour atteindre ces objectifs. »⁵⁸ (Notre traduction) Les bons attributs d'une « structure tarifaire solide » (notre traduction) comprendraient, entre autres, les éléments suivants :⁵⁹
1. Non-discrimination – les tarifs des clients ne devraient pas distinguer un client ou une catégorie de clients en particulier pour un traitement distinct, à moins qu'il n'y ait une base justifiable pour une telle distinction associée au coût des services.
 2. Lien de causalité des coûts – les tarifs des clients devraient correspondre au coût réel des services. La tarification devrait tenir compte des coûts marginaux qui peuvent être raisonnablement liés à des charges/catégories particulières. Pour que la répartition des coûts sur cette base soit raisonnable, le lien entre les coûts et la charge doit être

⁵⁶ <https://nouvelles.hydroquebec.com/nouvelles/communiqués/tout-quebec/hydro-quebec-initie-appel-information-marche-afin-evaluer-options-approvisionnement-transport-electricite-produite-eoliennes-mer-provenance-nouvelle-ecosse.html> ; [Estimation of Wind Conditions in the Offshore Direction Using Multiple Numerical Models and In Situ Observations](#).

⁵⁷ *Id.*, Hydro déclare que : « [g]râce à l'ampleur de son parc hydroélectrique et à la capacité de ses réservoirs, Hydro-Québec joue un rôle central dans les marchés énergétiques du Nord-Est de l'Amérique du Nord. Elle contribue à l'équilibre des réseaux électriques en complémentarité avec les énergies renouvelables variables, notamment l'éolien ».

⁵⁸ Bonbright (1961), « Principles of Public Utilities Rates », disponible en téléchargement sur <https://www.raonline.org/knowledge-center/principles-of-public-utility-rates/>. Voir la version électronique 155, pages 290 et 291.

⁵⁹ Bonbright (1961), « Principles of Public Utilities Rates », disponible en téléchargement sur <https://www.raonline.org/knowledge-center/principles-of-public-utility-rates/>. Voir la version électronique 155, pages 290 et 291.

clairement défini et démontrable, et la méthode de répartition doit être fiable, précise, transparente et reproductible (par des parties autres que le service public)

3. Limiter les subventions croisées – les tarifs ne devraient pas créer de façon inappropriée des subventions croisées entre les charges/catégories.
4. Fiabilité et efficacité – mettre en place des incitatifs qui favorisent la fiabilité du système et l'efficacité économique à l'échelle des horizons d'exploitation et de planification.
5. Transparence – afin d'assurer le respect des principes énoncés ci-dessus, les services publics devraient suivre un processus transparent qui garantit aux clients l'accès à l'information ainsi qu'aux fondements de l'établissement des tarifs.

- (52) Le Tarif CD proposé par Hydro-Québec ne respecte pas ces principes. Comme il est expliqué à la section V, les prix proposés pour le Tarif CD ne sont pas des tarifs fondés sur les coûts et il n'a pas été démontré de manière adéquate qu'ils sont conformes aux principes de causalité des coûts. De plus, le fait de ne pas reconnaître que les actifs de production marginaux serviront non seulement à desservir les nouveaux centres de données, mais également l'ensemble des clients du réseau crée un risque de subventions croisées au profit d'autres catégories de clients et au détriment des centres de données, ce qui constituerait un résultat inéquitable et discriminatoire. Enfin, les mécanismes proposés par Hydro-Québec pour la facturation minimale et la prime pour la puissance inutilisée ne permettront pas d'atteindre les objectifs du Décret 89-2026, qui vise à mettre en place des incitatifs appropriés qui optimiseraient l'utilisation de la capacité du réseau et éviteraient ou reporteraient des investissements majeurs.

IV. Tarifs des gros clients dans d'autres pays

- (53) La croissance des centres de données est nouvelle par son ampleur, mais non par la logique réglementaire qu'elle soulève. Les services publics d'énergie ont toujours dû composer avec les effets d'industries dont la demande est exceptionnellement importante, incertaine ou susceptible de modifier les besoins du réseau: la fabrication industrielle, les activités minières, la fabrication de semi-conducteurs et les transports électrifiés. La question a toujours été la même : qui devrait supporter le coût des infrastructures construites pour desservir ces clients ? Le boom des centres de données poussés par l'essor de l'IA ne fait qu'accentuer ce problème réglementaire de longue date. Les centres de données sont de grande taille, peuvent nécessiter un service plus rapidement que les services publics ne peuvent accroître leurs capacités de production et leurs infrastructures de production et de transport, et peuvent entraîner un risque de coûts irrécupérables si un projet est retardé ou abandonné avant que les coûts marginaux des investissements effectués pour le desservir aient pu être recouvrés. Historiquement, les services publics répartissaient les coûts d'investissement entre l'ensemble des clients, puisque la croissance de la charge était plus diversifiée et plus prévisible. La croissance des centres de données modifie toutefois ce cadre réglementaire.

(54) La croissance récente de la demande a incité plusieurs juridictions de services publics à travers l'Amérique du Nord à mettre en place des tarifs visant à protéger les autres clients contre les transferts de coûts indus découlant des investissements réalisés pour desservir les gros clients. Les tarifs applicables aux grosses charges constituent des contrats réglementaires normalisés qui prévoient souvent :⁶⁰

- Durée minimale du contrat : Précise la période minimale pendant laquelle un client doit demeurer assujéti au tarif et à ses modalités.
- Puissance à facturer minimale : Portion de la capacité contractuelle d'un client à l'égard de laquelle celui-ci doit acquitter des frais fondés sur la puissance, quelle que soit son utilisation réelle au cours de la période de facturation.
- Contributions initiales ou garanties financières : Utilisées pour démontrer la solvabilité d'un client, pour réduire le risque de défaut et décourager les projets spéculatifs de demander et de réserver de la capacité.
- Frais de sortie : Indemnité versée au service public lorsqu'un client résilie son contrat avant son échéance.

(55) En 2025, 46 nouveaux tarifs ciblant les clients à grosse charge ont été recensés en Amérique du Nord, par rapport à 8 nouveaux tarifs en 2024.⁶¹ Les tarifs sont rarement définis en fonction de l'activité économique exercée par le client, mais sont plutôt appliqués en fonction du seuil de puissance requis du client.⁶²

IV.A. Importance des tarifs de base par rapport au recours exclusif à des contrats spéciaux

(56) La tarification des services publics est fondée sur le principe selon lequel les clients se trouvant dans une situation similaire devraient être assujettis à des modalités de service similaire. L'application d'un ensemble uniforme de tarifs et de dispositions à tous les clients se trouvant dans une situation comparable offre plusieurs avantages par rapport à la négociation de contrats individuels avec chaque client actuel et futur, ce qui constitue un processus beaucoup plus complexe.⁶³ De nombreuses juridictions ont concrétisé ces avantages en mettant en œuvre des tarifs applicables aux clients à grosse charge qui assurent la transparence, l'efficacité réglementaire et la certitude en matière d'investissement. Les tarifs sont déposés publiquement et approuvés par les organismes de réglementation – n'importe qui peut en consulter les prix, les modalités et les dispositions, et les clients qui y sont assujettis peuvent planifier leurs investissements et leurs activités en conséquence.

⁶⁰ HQD-1, Document 1.2, page i.

⁶¹ HQD-1, Document 1.2, page i.

⁶² HQD-1, Document 1.2, page ii.

⁶³ Réponse à la DDR 1 de la Régie, Question 4.1.

L'intégration de ces cadres dans un tarif pouvant être appliqué de manière uniforme aux catégories de clients desservis par le service public permet à ceux-ci d'éviter le processus fastidieux consistant à l'élaboration de contrats sur mesure adaptés à chaque client demandeur, de s'engager à plusieurs reprises dans des litiges et de demander l'approbation réglementaire. De plus, les tarifs applicables aux gros clients permettent aux services publics de planifier des investissements dans la production et le transport en sachant que les clients qui satisfont aux exigences tarifaires fourniront un revenu ou une garantie minimale pendant une durée déterminée, dans la mesure où le tarif exige de telles obligations.

IV.B. Les modèles tarifaires normalisés de l'industrie pour les grandes charges ont commencé à émerger

- (57) Un certain niveau d'uniformité s'observe entre les juridictions de services publics malgré les différences de clientèle, les mélanges de ressources, les normes environnementales, les objectifs de développement économique et les cadres réglementaires. Des dispositions telles que les garanties financières, les engagements contractuels à long terme, les conditions de sortie et les mécanismes de facturation minimale deviennent courants parmi les obligations contractuelles visant à réduire les risques pour les fournisseurs d'énergie et leurs clients existants.⁶⁴ D'autres dispositions conçues pour offrir davantage de souplesse aux gros clients qui s'engagent à respecter de telles obligations contractuelles – notamment la possibilité d'ajuster la capacité contractuelle prévue dans l'entente initiale d'un client – ont également été mises en place dans plusieurs juridictions nord-américaines.
- (58) Dominion Energy – le plus important service public d'énergie desservant des centres de données au monde – a reçu l'approbation en novembre 2025 de mettre en œuvre un important barème tarifaire pour gros clients (« barème GS-5 ») applicables aux clients dont la puissance de contrat mesurée est d'au moins 25 MW et dont le facteur d'utilisation est d'au moins 75 %.⁶⁵ Les clients sont assujettis à des exigences en matière de garanties pouvant atteindre 1,5 million de dollars/MW, lesquelles doivent être fournis au moment de la signature d'une entente de service électrique (ESA) et de la prise du service initiale. Les factures seront calculées en utilisant un minimum de 85 % de la puissance contractuelle d'un client, ce qui garantit au service public de disposer d'un flux de revenus minimaux, quels que soient les besoins en puissance réels de chaque client. Les clients sont tenus de s'engager à respecter les modalités de service pour une période minimale de 14 ans et doivent acquitter des frais de sortie couvrant toutes les charges minimales restant à courir pour le reste de la durée du contrat si un client cesse ses activités ou fait autrement défaut à ses obligations contractuelles pendant la durée de son contrat. Dominion offre aux gros clients certaines souplesses. Les clients du barème GS-5 peuvent réduire leur capacité contractuelle pendant la durée du contrat

⁶⁴ HQD-1, Document 1.2, page 15.

⁶⁵ Ordonnance définitive dans l'affaire de la Commission des sociétés d'État de la Virginie n° PUR-2025-00058, émise le 25 novembre 2025.

jusqu'à 20% sans frais et jusqu'à 30% supplémentaires si un autre client accepte d'assumer la capacité ainsi réduite.

- (59) En juin 2026, la Minnesota Public Utilities Commission a approuvé la demande d/b/a Xcel Energy de Northern States Power Company, visant à créer une nouvelle catégorie de clients et un nouveau tarif pour les gros clients.⁶⁶ À l'instar du barème GS-5 de Dominion, la mise en place de Xcel Energy prévoit un seuil de demande de 100 MW, l'obligation de fournir une garantie financière pour s'assurer que les clients respectent leurs obligations tarifaires, une durée minimale du contrat de 15 ans, une puissance à facturer minimale qui correspond à 80 % de la capacité contractuelle d'un client et l'exigence de payer des frais minimums jusqu'à la fin de la durée du contrat en cas de résiliation anticipée du service.
- (60) La puissance à facturer minimale est déterminée en fonction de la capacité contractuelle du client dans la plupart des juridictions. Elle oblige les clients à payer pour un pourcentage de leur capacité contractuelle, indépendamment de leur demande en puissance réelle. Elle est conçue pour établir une limite inférieure aux revenus de puissance que le service public récupérera d'un client au cours de chaque période de facturation, tout en incitant celui-ci à fonctionner à un niveau tel qu'il ne paie pas pour la puissance qu'il n'utilise pas. Lorsque la puissance à facturer minimale est fondée sur la capacité contractuelle d'un client, ce dernier est incité à maintenir un facteur d'utilisation élevé et à fonctionner à sa capacité ou à proximité de celle-ci. Lorsqu'elle est plutôt fondée sur la demande de puissance durant la période de pointe estivale ou hivernale d'un client – comme Hydro-Québec l'a proposé –, le client est incité à fonctionner à sa capacité ou à proximité de celle-ci, indépendamment de la capacité que le service public lui a réservée.
- (61) 0 présente une ventilation des seuils d'application des durées d'engagements contractuels, des frais minimaux de puissance, des frais de sortie et des dispositions relatives à la réduction des dispositions de capacité approuvée ou à l'étude dans d'autres juridictions de services publics.
- (62) Compte tenu de ce qui précède, certaines dispositions et structures tarifaires applicables aux gros clients sont devenues des mesures de protection des clients reconnues comme des normes de l'industrie dans des juridictions où la clientèle et l'environnement réglementaire sont variés. Un écart significatif par rapport à ces normes risque d'exposer tant les clients que les services publics à des risques indus. Par conséquent, nous recommandons que la Régie exige la tenue d'une instance tarifaire générale, afin de déterminer les dispositions tarifaires et les tarifs appropriés applicables aux clients centres de données existants et nouveaux.

⁶⁶ Décret approuvant les tarifs, créant la catégorie des très gros clients et établissant d'autres exigences dans le dossier de la Minnesota Public Utilities Commission Dossier n° E-002/M-25-289, publié le 12 juin 2026.

V. Le Tarif CD proposé ne satisfera pas aux exigences du Décret 89-2026

- (63) L'intention déclarée du Tarif CD proposé est de mitiger l'impact que les demandes de services électriques des centres de données ont sur les tarifs du reste de la clientèle d'Hydro-Québec, selon une approche conforme à celles mises en œuvre dans d'autres juridictions nord-américaines.⁶⁷ Le tarif constituera vraisemblablement un élément central de la capacité d'Hydro-Québec à atteindre ces objectifs, puisqu'Hydro-Québec explique que le processus actuel d'approbation ministériel ne permet pas, à lui seul, de mitiger de telles répercussions sur les coûts.⁶⁸ Sa structure devrait donc permettre aux clients des centres de données d'obtenir un tarif raisonnable tout en administrant des conditions de service transparentes et équitables.
- (64) La proposition d'Hydro-Québec contient, à juste titre, certains éléments qui ont été identifiés comme des mesures de protection efficaces de protection contre le transfert de coûts et qui fournissent des précisions aux clients desservi en vertu du tarif. La proposition précise à quels clients le tarif s'appliquera, fournit les tarifs que les clients paieront pour leur consommation d'énergie, prévoit que les clients sont assujettis à une période de montée en charge de 10 ans et fournit les tarifs qui s'appliqueront à la consommation d'énergie et à la demande de puissance qui s'écartent considérablement de l'échéancier de montée en charge soumise.⁶⁹ La proposition contient en outre une disposition relative à la puissance à facturer minimale qui favorise un certain niveau de sécurité des revenus.⁷⁰
- (65) Cependant, le cadre tarifaire proposé pour les tarifs CD ne respecte pas les principes généralement reconnus de tarification des services publics et ne permettrait pas d'atteindre les objectifs établis dans le Décret 89-2026.

Le Tarif CD facture aux clients existants les coûts évités d'énergie et de puissance

- (66) Le Tarif CD s'applique aux centres de données qui sont actuellement desservis en vertu des tarifs M et LG d'Hydro-Québec.⁷¹ Ces clients existants seront convertis au Tarif CD si leur niveau de puissance maximale autorisée atteint 5 MW et seront donc assujettis à la structure tarifaire CD, qui est basée sur les coûts évités de l'énergie et de la puissance par Hydro-Québec.⁷² Les tarifs de ces

⁶⁷ Réponse à la DDR 1 de la Régie, Question 1.1 et HQD-1, Document 1.1, page 5, lignes 29 à 31.

⁶⁸ Réponse à la DDR 1 de la Régie, Question 1.1.

⁶⁹ HQD-1, Document 1.1, Sections 2.1, 2.2 et 2.3.

⁷⁰ HQD-2, Document 1.1, page 5.

⁷¹ HQD-1, Document 1.1, page 8, ligne 19-20.

⁷² HQD-1, Document 1.1, Section 2.4 fournit un échéancier tarifaire transitoire pour les clients qui deviennent admissibles au Tarif CD le 1^{er} novembre 2026, mais qui se sont vu attribuer des blocs d'énergie avant 2026. L'échéancier prévoit une réduction du tarif CD et son élimination progressive sur une période de 5 ans.

clients augmenteront lors de la mise en œuvre du Tarif CD et pourraient augmenter davantage si les coûts évités par Hydro-Québec augmentent à l'avenir.⁷³

- (67) Les principes généralement acceptés en matière de tarification des services publics prévoient que les clients doivent payer pour leur part représentative des actifs du réseau, peu importe ce qui a incité le service public à les acquérir. Le profil de croissance exceptionnel de l'industrie des centres de données a conduit certaines juridictions à revoir ce principe et à attribuer intégralement les coûts marginaux aux nouvelles grosses charges, même lorsque les actifs sous-jacents profitent au réseau dans son ensemble. Cette approche repose sur l'idée que les nouveaux gros clients peuvent nécessiter des investissements marginaux dont le coût est supérieur au coût moyen des actifs incorporés du service public. Toutefois, les clients existants, qui sont déjà intégrés au réseau d'un service public, ne nécessitent pas nécessairement des investissements marginaux dans la même mesure que des clients entièrement nouveaux qui demandent un service futur. Néanmoins, Hydro-Québec propose de facturer à ces clients existants, déjà intégrés au réseau, des tarifs correspondant à un scénario dans lequel chaque accroissement de la demande des clients existants nécessitera de nouveaux investissements.

La prime pour la puissance inutilisée et les frais pour consommation excédentaire d'énergie ne reflètent pas les coûts marginaux associés à la capacité inutilisée ou à la consommation excédentaire d'énergie

- (68) La prime pour la puissance inutilisée est calculée en convertissant le prix pour l'énergie et le prix pour la puissance du Tarif CD en un prix global par kWh, sur la base d'un facteur d'utilisation présumé de 95%.⁷⁴ Les prix de la composante énergie et de la composante puissance du Tarif CD sont établis en fonction des coûts évités à long terme estimés par Hydro-Québec pour l'énergie et la puissance, à partir des offres de capacité ferme qu'Hydro-Québec a retenues dans le cadre d'appels d'offres antérieurs.⁷⁵
- (69) Les frais pour consommation excédentaire d'énergie sont calculés comme étant le double du prix de la composante énergie du Tarif CD.⁷⁶
- (70) Bien que la prime pour la puissance inutilisée soit présentée comme étant établie en fonction des coûts évités de l'énergie et de la puissance d'Hydro-Québec, Hydro-Québec n'a pas démontré qu'un client qui ne respecte pas sa montée en charge soumise entraîne nécessairement pour Hydro-Québec des coûts équivalents aux coûts associés à l'acquisition de nouveau approvisionnement en énergie et en capacité. De même, les frais pour consommation excédentaire d'énergie sont présentés comme étant en fonction des coûts évités d'énergie par Hydro-Québec, alors qu'Hydro-Québec n'a pas démontré qu'une consommation d'énergie excédant la montée en charge soumise d'un client

⁷³ HQD-1, Document 1.1, tableau 2 et réponse à la DDR 1 de la Régie, Question 14.4.

⁷⁴ Réponse à la DDR 1 de la Régie, Question 5.1.

⁷⁵ HQD-1, Document 1.1, page 9, lignes 21 - 22.

⁷⁶ HQD-1, Document 1.1, page 11, ligne 9.

entraîne nécessairement des coûts immédiats pour Hydro-Québec équivalents aux coûts associés à l'acquisition de nouveau approvisionnement en énergie et en capacité.

- (71) La prime pour la puissance inutilisée et les frais pour consommation excédentaire d'énergie servent tous deux d'incitatifs financiers visant à encourager certains comportements spécifiques des clients.⁷⁷ Ils ne reflètent pas les coûts engagés spécifiquement en raison de la capacité inutilisée ou de la consommation excédentaire d'énergie et contreviennent donc aux principes normalisés de tarification des services publics.

Le Tarif CD manque de précision à l'égard de certains mécanismes clés

- (72) L'un des principaux avantages des tarifs applicables aux gros clients est qu'ils introduisent un ensemble de conditions de service connues et prévisibles, permettant tant aux clients qu'aux services publics de prévoir des coûts et des revenus, ainsi que de planifier des investissements et des activités. Pour que cet avantage se matérialise, le tarif doit énoncer clairement et complètement les modalités de fonctionnement de chacune des dispositions, afin d'éliminer les ambiguïtés menant à des règlements en dehors du processus d'approbation tarifaire et de s'assurer que les clients sont au courant de l'ensemble des conditions auxquelles ils sont assujettis.
- (73) Le document HQD-2 d'Hydro-Québec, Document 1.1, contient le texte proposé pour le nouveau tarif applicable aux centres de données.⁷⁸ Sont absentes du document les dispositions concernant :
- Les circonstances dans lesquelles un client peut résilier le service ;
 - La question de savoir si la résiliation du service entraîne des obligations financières et si ces obligations sont influencées par le moment où le client met fin au service par rapport aux autres engagements auxquels il a souscrit ;
 - La question de savoir si ces obligations financières sont influencées par les caractéristiques de l'échéancier de montée en charge d'un client ;
 - La relation entre l'échéancier de montée en charge soumis d'un client et sa capacité à résilier le service ;
 - La question de savoir si les clients peuvent s'engager à respecter des échéanciers de montée en charge de moins de 10 ans ;
 - Les frais pour consommation excédentaire d'énergie ;

⁷⁷ HQD-1, Document 1.1, page 10, lignes 1 à 4.

⁷⁸ Demande d'Hydro-Québec visant à fixer le tarif CD et le tarif CB – R-4333-2026, page 4. Hydro-Québec demande à la Régie de « [fixer le tarif CD tel que décrit dans la preuve d'Hydro-Québec conformément au texte proposé à la pièce HQD-2, Document 1.1] ».

- La fréquence à laquelle Hydro-Québec déterminera si un client a engagé la prime pour la puissance inutilisée et avec laquelle Hydro-Québec facturera aux clients les primes engagées ;
 - La façon dont Hydro-Québec déterminera le « profil de consommation habituelle » d'un client aux fins de déterminer la demande en puissance maximale d'un client ;
 - La manière dont, précisément, chaque critère d'analyse du processus d'attribution des blocs d'énergie sera évalué, si des renseignements directeurs sont fournis au client dans le cas où le gouvernement refuse le projet, les modalités permettant de déterminer si un projet est réalisé conformément aux conditions de son autorisation, ainsi que les modalités régissant le processus de révision ou de révocation de l'autorisation ;⁷⁹
 - La question de savoir si les tarifs sont continuellement rajustés, afin de tenir compte de l'évolution des signaux de coûts évités, la manière dont Hydro-Québec déterminera à quel moment il est opportun d'appliquer un tel rajustement, la manière dont Hydro-Québec déterminera quelles soumissions serviront de fondement pour les rajustements, ou si les rajustements tarifaires seront administrés selon une méthodologie complètement différente.
- (74) Dans certains cas, ces renseignements sont fournis dans les Conditions de service d'Hydro-Québec, alors que le texte proposé du tarif CD ne renvoie pas les clients aux Conditions de service. Dans d'autres cas, ces renseignements se trouvent uniquement dans les réponses d'Hydro-Québec aux questions des intervenants.
- (75) À la lumière de ce qui précède, nous soutenons que le manque de précisions entourant les principales dispositions tarifaires est incompatible avec les critères de « simplicité » et de « compréhensibilité » qui caractérisent une structure tarifaire adéquate.⁸⁰

Le Tarif CD comporte des risques de double pénalité

- (76) La structure proposée permet que plusieurs pénalités s'appliquent à une même augmentation de capacité inutilisée.⁸¹ La prime pour la puissance inutilisée se déclenche lorsque la demande de puissance au cours d'une période de consommation donnée est inférieure à 60 % de celle prévue dans la montée en charge soumise par le client, et que la demande de puissance du client n'ait jamais atteint 60 % de sa montée en charge au cours des 12 mois précédents. La prime pour la puissance à facturer minimale se déclenche lorsque la demande de puissance au cours d'un mois donné est

⁷⁹ La page web fournie en réponse à la DDR 1 de l'AHQ-ARQ, Question 4.4, énumère les critères d'analyse, mais ne détaille pas la manière dont les évaluations seront menées.

⁸⁰ Bonbright (1961), « Principles of Public Utilities Rates », disponible en téléchargement sur <https://www.raonline.org/knowledge-center/principles-of-public-utility-rates/>. Voir électronique 155, page 291.

⁸¹ Réponse à Google DDR 1, Question 1.7.1.

inférieure à 75 % de la demande de puissance mensuelle de pointe du client observée pendant la période précédente allant de décembre à mars. La consommation au cours d'un mois donné déclenchera l'application des deux dispositions si les trois critères sont remplis.

Le Tarif CD ne prévoit pas un mécanisme d'ajustement de la puissance réservée

- (77) La proposition d'Hydro-Québec ne contient aucune disposition permettant à un client de modifier sa puissance annuelle prévue une fois celle-ci établie.⁸² Les montées en charge sont nécessairement des dérivés de prévisions de consommation d'énergie fondées sur des facteurs incertains, notamment des conditions économiques, politiques et réglementaires – lesquelles sont susceptibles de changer tout au long de l'abonnement d'un client. L'attribution de réservations portant sur une capacité limitée sans possibilité d'ajuster ces réservations en fonction des besoins réels des clients peut restreindre l'accès des nouveaux clients et entraîner des investissements importants dans le réseau qui auraient autrement pu être évités ou reportés.⁸³ La prime pour la puissance disponible autorisée (« PDA ») applicable au tarif LG proposée par Hydro-Québec prévoyait qu'un client devrait conserver la possibilité d'entreprendre une révision de son PDA et qu'Hydro-Québec devrait conserver l'obligation, dans le cadre d'efforts commerciaux raisonnables, de libérer la capacité inutilisée du client.⁸⁴ Le Tarif CD proposé ne prévoit aucune allocation ou obligation de ce genre.
- (78) Compte tenu de ce qui précède, nous soutenons qu'une structure tarifaire qui ne permet pas d'ajuster la puissance réservée ne tient pas compte des gains d'efficacité et des avantages en matière de coûts découlant de la réaffectation de la capacité inutilisée à des utilisations plus judicieuses, ni des inefficacités résultant du maintien des clients dans des engagements de capacité qu'ils pourraient ne pas utiliser.
- (79) Un mécanisme de Tarif CD devrait offrir aux clients des possibilités raisonnables de libérer une capacité inutilisée lorsqu'elle peut être attribuée à d'autres utilisateurs. Si Hydro-Québec n'a pas encore entrepris les investissements marginaux nécessaires pour satisfaire un niveau de service associé à l'échéancier de montée en charge d'un projet, un client du Tarif CD devrait être autorisé à réduire sa réservation de capacité sous réserve de limites prédéfinies – telles que le moindre de 10 % ou 50 MW par année.

La prime pour la puissance inutilisée et la disposition relative à la puissance à facturer minimale permettent aux clients de conserver une capacité inutilisée sans pénalité

- (80) La prime pour la puissance inutilisée se déclenche lorsque la plus grande demande de puissance réelle d'un client au cours de chacune des 12 périodes de consommation consécutives précédentes est inférieure à 60 % de l'échéancier de puissance prévu par la montée en charge du client. La prime ne s'applique pas lorsque la plus grande demande de puissance réelle d'un client au cours de chacune

⁸² Réponse à la DDR 1 de Google, Question 4.1.5.

⁸³ HQD-2, Document 2.1, Section 5.2.2 du dossier n° R-4270-2024.

⁸⁴ HQD-2, Document 2.1, Section 5.2.4 du dossier n° R-4270-2024.

des 12 périodes de consommation consécutives précédentes atteint pratiquement 60 % de sa montée en charge. De plus, la prime ne s'applique pas à un client qui atteint 60 % de sa montée en charge au cours d'une seule des 12 périodes de consommation précédentes, indépendamment de la demande en puissance réelle du client au cours des 11 autres périodes de consommation.

- (81) La disposition relative à la puissance à facturer minimale prévoit que les frais liés à la puissance d'un client seront facturés sur la base d'une application minimale correspondant à 75 % de la puissance maximale consommée entre décembre et mars de l'hiver précédent, indépendamment de la demande de puissance réelle du client au cours d'un mois donné.⁸⁵ Cette disposition ne s'applique donc pas lorsque 75 % de la plus grande demande de puissance hivernale d'un client est inférieure à ses appels de puissance maximale au cours des périodes de consommation du printemps, de l'été et de l'automne, indépendamment de la façon dont ces appels de puissance se comparent à la montée en charge soumise du client.
- (82) Ces structures permettent à un client d'éviter l'application des deux dispositions sur une période de 12 mois, pourvu qu'il atteigne 60 % de sa demande maximale de puissance prévue au cours d'une seule période de consommation et que les appels de puissance maximale de chacune des périodes de consommation représentent au moins 75 % de sa plus grande demande de puissance hivernale. Prenons l'exemple d'un client dont la montée en charge demeure fixée à 100 MW entre décembre 2025 et novembre 2026 et dont le plus grand appel de puissance au cours des périodes hivernales est enregistré en décembre à 60 MW. La puissance à facturer minimale du client jusqu'en novembre est alors de 45 MW, ce qui signifie qu'il peut fonctionner à un niveau de puissance maximale de 45 MW entre avril et novembre sans application significative de la disposition relative à la puissance à facturer minimale. De plus, le client est à l'abri de l'application de la prime pour la puissance inutilisée jusqu'en novembre, car il a atteint 60 % de sa montée en charge soumise en décembre.
- (83) Dans un scénario plus simple, un client qui fonctionne à 60 % de sa montée en charge soumise tout au long de son abonnement est protégé contre les deux dispositions, bien que 40 % de sa capacité réservée soit inutilisée et indisponible pour Hydro-Québec et les autres clients.
- (84) La structure du tarif CD permet d'importants écarts par rapport à la capacité réservée par les clients sans qu'aucune pénalité ne soit appliquée, limitant ainsi les paiements versés à Hydro-Québec et empêchant l'utilisation efficace de cette capacité inutilisée par d'autres clients à perpétuité.

VI. Résumé des recommandations

- (85) Les recommandations de Google sont les suivantes :
- (86) Que la Régie rejette le Tarif CD proposé par Hydro-Québec et qu'elle exige Hydro-Québec à élaborer des tarifs et des modalités adéquatement étayés par la preuve pour les centres de données

⁸⁵ Réponse à la DDR 1 de Google, Question 1.7.1.

qui satisfont aux exigences du Décret 89-2026 tout en offrant des tarifs justes et raisonnables aux clients existants et nouveaux clients centres de données.

- (87) Qu'Hydro-Québec établit des tarifs distincts pour les clients existants et pour les nouveaux clients assujettis au Tarif CD. Les clients existants devraient être autorisés à demeurer assujettis au tarif LG jusqu'à ce qu'une instance tarifaire générale puisse établir des tarifs fondés sur les coûts appropriés pour a) les clients existants dans la catégorie des centres de données actuellement desservis en vertu du tarif LG, b) les nouveaux clients centres de données qui seraient desservis en vertu du Tarif CD, et c) les autres gros clients actuels et nouveaux.
- (88) Que les clients du Tarif CD soient autorisés à demander des modifications de l'échéancier de montée en charge du projet si Hydro-Québec n'a pas encore entrepris les investissements marginaux nécessaires pour y répondre.

ANNEXE A

Table 1: Éléments de la tarification de grosses charges par service public

Service public	Statut	Seuil d'application	Durée du terme contractuel	Frais minimum de demande	Frais de sortie	Réductions de la capacité contractuelle
AEP Ohio	Approuvé	≥ 25 MW	8 ans + montée en charge facultative (4 ans)	Approche graduée : 60% de la demande contractuelle à 25 MW ; augmentation graduelle jusqu'à 85% pour 75 MW + 60%-85% de la demande contractuelle	Après la 5 ^{ème} année, le client peut résilier en acquittant des frais de sortie qui équivalent à 36 mois de frais minimaux de puissance (« MDC »)	Aucune réduction
Indiana Michigan Power	Approuvé	≥ 70 MW site unique ; ≥ 150 MW agrégés	12 ans + montée en charge facultative de 5 ans	80 % de la capacité contractuelle	Après la 5 ^{ème} année et avec un préavis de 42 mois, les frais de sortie correspondent au montant des frais minimaux restants à payer jusqu'à l'expiration de la période de 5 ans	20% sans pénalité
Ameren Missouri	Approuvé	≥ 75 MW	12 ans + montée en charge facultative de 5 ans	80 % de la capacité contractuelle	L'équivalent de 5 années de MDC	20% sans pénalité ; réductions additionnelles assujetties à des frais de réduction
Evergy Kansas	Approuvé	≥ 75 MW	12 ans + montée en charge facultative de 5 ans	80 % de la capacité contractuelle	Préavis de 36 mois. Frais de sortie équivalant à la somme des obligations minimales de facturation restantes ou à 12 mois de telles obligations, selon le montant le plus élevé.	25 MW ou 10 %, selon le moindre des deux, sans pénalité ; réductions additionnelles assujetties à des frais de réduction
Evergy Missouri	Approuvé	≥ 75 MW	12 ans + montée en charge facultative de 5 ans	80 % de la capacité contractuelle	Préavis de 36 mois. Frais de sortie équivalant à la somme des obligations minimales de facturation restantes ou à 12 mois de telles obligations, selon le montant le plus élevé.	25 MW ou 10 %, selon le moindre des deux, sans pénalité ; réductions additionnelles assujetties à des frais de réduction
Appalachian Power Company (Virginie-Occidentale)	Approuvé	≥ 100 MW sur un seul site ; ≥ 150 MW agrégés	12 ans + montée en charge facultative de 5 ans	80 % de la capacité contractuelle	MDC applicable jusqu'à la l'expiration de la période contractuelle, jusqu'à concurrence de 5 ans et tenant compte de toute réduction de capacité	20 % sans pénalité après 5 ans avec un préavis de 42 mois

Annexe A

Service public	Statut	Seuil d'application	Durée du terme contractuel	Frais minimum de demande	Frais de sortie	Réductions de la capacité contractuelle
Appalachian Power Company (Virginie)	Approuvé	≥ 100 MW sur un seul site ; ≥ 150 MW agrégés	14 ans, incluant une montée en charge de 4 ans	80 % de la capacité contractuelle	MDC applicable jusqu'à la l'expiration de la période contractuelle, jusqu'à concurrence de 5 ans et tenant compte de toute réduction de capacité	20 % sans pénalité après 5 ans avec un préavis de 42 mois
Dominion Energy Virginia	Approuvé	≥ 25 MW	14 ans, incluant une montée en charge de 4 ans	85 % pour le transport et la distribution ; 60 % pour la production	MDC jusqu'à la fin de la durée du contrat	20% sans pénalité ; 30% supplémentaire en fonction du client de remplacement
Florida Power & Light	Approuvé	≥ 50 MW site unique	20 ans, y compris la montée en charge	70 % de la demande contractuelle	Les frais de sortie sont égaux à la VAN des frais de production marginaux restant pour le reste de la durée du contrat	
Kentucky Power	Approuvé	≥ 150 MW	20 ans	90 % de la demande contractuelle	L'équivalent de 5 années de MDC	
Xcel Minnesota	Approuvé	≥ 100 MW	15 ans, incluant une montée en charge jusqu'à 5 ans	80 % des frais de puissance	80 % des frais de puissance pour le reste de la durée du contrat	
Portland General Electric	Approuvé	≥ 20 MW	10-30 ans, selon la taille du client	90 % pour le transport et la production	MDC restants	
Xcel Colorado	En attente	≥ 50 MW	15 ans	80 % de la capacité contractuelle	Préavis de 24 mois ; MDC pour le reste de la durée du contrat	
PacifiCorp Annexe 401	En attente	≥ 20 MW	10-30 ans, négociés individuellement	Négocié individuellement	Négocié individuellement	