

Balisage des tarifs pour centre de données



Balisage des tarifs pour centre de données

Rédigé pour:



Hydro-Québec

Février 2026



Rédigé pour:



Hydro-Québec

www.hydroquebec.com

Numéro de projet Dunsky : 25146

Rédigé par:



Dunsky Énergie + Climat

50 rue Sainte-Catherine Ouest, bur. 420
Montréal, QC, H2X 3V4

www.dunsky.com | info@dunsky.com
+ 1 514 504 9030

À propos de Dunsky



Dunsky est fière de soutenir les principaux acteurs – gouvernements, entreprises d'énergie, grandes corporations et autres – dans leurs démarches pour **accélérer la transition énergétique** de façon efficace et responsable.

Forte d'une équipe de 60 experts, Dunsky œuvre dans les domaines des Bâtiments, de la Mobilité, de l'Industrie et de l'Énergie. Basés au Québec, nous appuyons nos clients de deux façons : par l'**Analyse** rigoureuse des opportunités (technique, économique, marchés), et par la conception ou l'évaluation de **Stratégies** (plans, programmes, politiques) pour en assurer le déploiement.

ANALYSE + STRATÉGIE

BÂTIMENTS **MOBILITÉ** **INDUSTRIE** **ÉNERGIE**

GOVERNEMENTS **ENTREPRISES D'ÉNERGIE** **CORPORATIF + OBNL**

Visitez www.dunsky.com pour de plus amples renseignements.

SOMMAIRE

Hydro-Québec considère la **mise en place d'un nouveau tarif** dédié à sa **clientèle « centre de données »¹ (CDD)**. Afin de contribuer à cette réflexion et de contextualiser une éventuelle demande auprès de la Régie de l'Énergie, 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? Pour répondre à ces questions, Dunsky a réalisé une revue de littérature, un exercice de balisage de marché, des études de cas et une comparaison quantitative, dont les résultats sont partagés au présent rapport.

La démarche d'Hydro-Québec s'inscrit dans un **contexte plus large**. En effet, à travers l'Amérique du Nord, la croissance de la demande en électricité entraîne un **resserrement des bilans**. Celle-ci est liée à l'électrification, au rapatriement d'industries sur le territoire (« *reshoring* ») ou encore à l'émergence de nouveaux secteurs énergivores. Parmi ces derniers, les **centres de données**, poussés notamment par l'essor de l'intelligence artificielle générative, **ajoutent à la pression** - plusieurs études pointent vers une multiplication de la consommation de ce segment par un facteur 4 entre 2020 et 2030. Ce contexte énergétique crée un **risque accru** en matière de **choc tarifaire** et de **fiabilité de service**.

Face à ce contexte volatile, les différentes **parties prenantes** s'organisent et se **repositionnent** rapidement afin de maîtriser les risques et de capter les opportunités associées. Du côté du **public**, on observe la **montée rapide d'une opposition** aux projets de centres de données, principalement alimentée par les hausses tarifaires anticipées, mais aussi par les préoccupations liées à la pression accrue sur les ressources locales en eau et à la dégradation potentielle de la qualité de l'air. En réponse, un nombre croissant de **développeurs de centres de données**, notamment parmi les grandes sociétés technologiques, **prennent les devants**, et annoncent leur intention de porter les coûts liés au renforcement des systèmes électriques, et plus généralement d'assurer un développement responsable de leurs infrastructures. Enfin, les **gouvernements et fournisseurs d'électricité** effectuent un **pivot stratégique** afin de trouver le juste équilibre entre protection des consommateurs, opportunités économiques et souveraineté numérique. C'est **d'ailleurs** dans ce **contexte** qu'après avoir dépriorisé les nouveaux développements de centres de données dans les dernières années, le gouvernement **du Québec** a laissé entrevoir la possibilité d'attribuer de nouveaux blocs d'électricité à ce segment, à l'occasion du partage de sa « Vision économique 2025 : Le pouvoir Québécois » en octobre dernier.

Ce pivot stratégique des gouvernements et fournisseurs d'électricité, bien que récent, fait déjà émerger des **tendances nettes** sur le marché nord-américain :

- **État des lieux** : on constate d'abord une véritable **démultiplication des tarifs** visant à mieux encadrer la demande des centres de données et d'autres charges de grande puissance, avec **46 nouveaux tarifs recensés en 2025 par rapport à 8 en 2024**. La **motivation** principale demeure la **protection** des autres catégories de consommateurs, notamment avec des tarifs reflétant les coûts marginaux de production et de réseau.

¹ Nous excluons ici les cryptomonnaies, qui représentent un autre segment à part entière

D'autres objectifs entrent également en jeu, dont la pleine **valorisation** de la ressource électrique, le soutien à l'**innovation**, le recours au **financement** tiers et l'instauration d'un cadre offrant **les balises et la flexibilité réglementaire** requise pour encadrer un secteur marqué par une forte incertitude.

- **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). En outre, dans **plusieurs des cas** que nous avons recensés (la majorité des études de cas approfondies avec une clientèle existante non-négligeable de centres de données), le tarif s'applique aussi à cette **clientèle existante**, parfois avec une période de grâce.
- **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** : comme mentionné, ces tarifs reflètent presque systématiquement les **coûts marginaux de service**, c'est-à-dire des coûts **bien plus élevés que les tarifs industriels standards**. 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. Un coût de **13 ¢/kWh s'inscrit dans la moyenne des tarifs** en vigueur dans les juridictions limitrophes et dans les principaux pôles de développement.

Soulignons enfin que le périmètre de cette étude se limitait à des questions relatives aux tarifs applicables aux centres de données et aux niveaux tarifaires associés. Il faut néanmoins contextualiser ces informations dans un **lot de facteurs plus larges**, qui influencent l'attractivité d'une offre électrique pour les développeurs de centres de données, dont : faible **intensité carbone** du réseau électrique, accès à une offre « **clé en main** », **climat froid, coûts et délais de raccordement, fiabilité** actuelle et anticipée du réseau, **protection contre la volatilité du prix du gaz** naturel. Et ce sans compter les facteurs d'attractivité non énergétiques liés à la juridiction elle-même, tels que le contexte fiscal, la disponibilité en eau, la complexité des processus d'approbation, ou la proximité aux infrastructures de télécommunications.

Table des matières

SOMMAIRE.....	i
Table des matières	3
1. Contexte du mandat et démarche	5
1.1. Contexte général.....	5
1.2. Approche	6
1.2.1. Comparaison qualitative	6
1.2.2. Comparaison quantitative.....	8
2. Constats et tendances observées.....	9
2.1. Contexte de marché	9
2.1.1. Centres de données et le secteur électrique Nord-Américain	9
2.1.2. Positionnement des différents acteurs de marché	11
2.2. Tendances clés sur l'offre de tarifs.....	13
2.2.1. État des lieux	13
2.2.2. Modalités d'application	15
2.2.3. Modalités contractuelles	15
2.3. Niveaux tarifaires observés	17
3. Tableau comparatif des 12 tarifs balisés.....	22
4. Études de cas de 7 tarifs spécifiques	25
4.1. Virginie - Tarif GS-5	25
4.1.1. Contexte.....	25
4.1.2. Application du tarif : statut et segments visés	26
4.1.3. Structure du tarif	26
4.1.4. Base de prix volumétrique	26
4.1.5. Clientèle existante	27
4.1.6. Conditions contractuelles	27
4.2. Arizona - Tarif Extra High Load Factor (XHLF)	29
4.2.1. Contexte.....	29
4.2.2. Application du tarif : statut et segments visés	30
4.2.3. Structure du tarif	30
4.2.4. Base de prix volumétrique	31
4.2.5. Clientèle existante	31
4.2.6. Conditions contractuelles	32
4.3. Oregon - Schedule 401	33
4.3.1. Contexte.....	33
4.3.2. Application du tarif : statut et segments visés	33
4.3.3. Structure du tarif	34
4.3.4. Base de prix volumétrique	34
4.3.5. Clientèle existante	35
4.3.6. Conditions contractuelles	35

4.4.	New York – Rider A – Rates and Charges for High Density Load Services	36
4.4.1.	Contexte.....	36
4.4.2.	Application du tarif : statut et segments visés	37
4.4.3.	Structure du tarif	37
4.4.4.	Base de prix volumétrique	38
4.4.5.	Clientèle existante	38
4.4.6.	Conditions contractuelles	39
4.5.	Nevada – Tarif Clean Transition	40
4.5.1.	Contexte.....	40
4.5.2.	Application du tarif : statut et segments visés	41
4.5.3.	Structure du tarif	41
4.5.4.	Base de prix volumétrique	42
4.5.5.	Clientèle existante	42
4.5.6.	Conditions contractuelles	42
4.5.7.	Autres informations d’intérêt	42
4.6.	Texas – Tarif Schedule No. 33A & 33B – Economic Development Service Rate	44
4.6.1.	Contexte.....	45
4.6.2.	Application du tarif : statut et segments visés	46
4.6.3.	Structure du tarif	47
4.6.4.	Base de prix volumétrique	49
4.6.5.	Clientèle existante	49
4.6.6.	Conditions contractuelles	49
4.7.	Colombie-Britannique – Allocation par BC Hydro	50
4.7.1.	Contexte.....	50
4.7.2.	Application du tarif : statut et segments visés	51
4.7.3.	Structure du tarif	51
4.7.4.	Base de prix volumétrique	51
4.7.5.	Clientèle existante	52

Annexe – Complément d’informations : Canada et Nord-Est Américain 1

Tendances pour les États limitrophes	1
Tendances au Canada	2

1. Contexte du mandat et démarche

1.1. Contexte général

Le Québec évolue dans un contexte de bilan énergétique resserré, sous l'effet combiné de la transition énergétique et de la croissance de secteurs économiques énergivores. Parmi ceux-ci figure le secteur émergent des centres de données, dont la contribution à la demande électrique québécoise augmente rapidement. Cette dynamique n'est pas propre au Québec : elle s'observe dans de nombreuses juridictions à l'échelle internationale.

Dans ce contexte, le gouvernement du Québec a adopté en février 2023 une loi renforçant l'encadrement de l'obligation de distribution d'électricité. Désormais, tout projet nécessitant plus de 5 MW doit obtenir une autorisation gouvernementale préalable, ce qui introduit un mécanisme de priorisation dans l'allocation des nouveaux grands blocs de puissance.

Les centres de données peuvent soutenir le développement de l'écosystème de l'intelligence artificielle et de la science des données, notamment en offrant de la capacité de calcul locale et en favorisant l'implantation d'entreprises technologiques. Toutefois, ils génèrent généralement des retombées économiques plus limitées, notamment sur le plan de l'emploi, comparativement à des secteurs comme le manufacturier ou l'industrie lourde. Dans ce contexte, la tendance observée ces dernières années a été une dépriorisation relative des projets de centres de données dans l'allocation des blocs de puissance aux nouveaux grands clients. En 2023, un seul projet de centre de données figurait parmi les 11 projets retenus par le gouvernement. En 2024, zéro projet sur les 11 retenues était un projet de centres de données.²

Depuis, la demande des centres de données ne va pas en diminuant ; bien au contraire, elle s'intensifie, notamment sous l'effet de l'essor de l'intelligence artificielle générative, qui accentue la trajectoire de croissance du secteur. À l'occasion de l'annonce de la stratégie économique du gouvernement du Québec en octobre 2025, laquelle évoque notamment un objectif de souveraineté numérique, le gouvernement a laissé entrevoir la possibilité d'attribuer de nouveaux blocs d'électricité aux centres de données.³ En parallèle, Hydro-Québec (« HQ ») a rehaussé sa prévision de consommation des CDD de plus de 66 % d'ici 2035, passant d'une prévision précédente de 664 MW à 1102 MW en période de pointe.⁴ Cette opportunité s'inscrit aussi dans un contexte commercial plus favorable aux distributeurs d'énergie. Certains médias rapportent en effet que les promoteurs de CDD seraient prêts à payer un prix plus élevé que celui des autres clients de grande puissance au Québec.⁵

² [Québec dévoile la liste des onze projets sélectionnés pour un raccordement d'une puissance de 5 MW et plus; Onze projets porteurs sélectionnés pour la transition énergétique et le développement économique du Québec](#)

³ Voir par exemple cette entrevue avec le premier ministre du Québec dans [La Presse, le 10 novembre 2025](#). À noter, le gouvernement contrôle l'attribution des blocs d'électricité au Québec.

⁴ Voir [État d'avancement du Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec](#), mise à jour du 31 octobre 2025, tableaux 2.3 et 7.2.

⁵ [Radio-Canada, 24 novembre 2025](#): "Selon nos informations, l'argument fondamental qui a fait pencher la balance pour plus d'ouverture envers les centres de données, c'est que leurs promoteurs ont fait savoir au gouvernement et à Hydro-Québec qu'ils étaient prêts à payer un tarif plus élevé... "On a des centres de données qui sont prêts à payer la totale," a lancé un François Legault réjoui."

Pour développer un cadre d'application adapté à ce segment de clientèle, Hydro-Québec considère soumettre à la Régie de l'Énergie un tarif propre aux centres de données. Hydro-Québec a mandaté Dunsky Énergie + Climat (« Dunsky ») afin de mettre en contexte l'application d'un tel tarif. Plus spécifiquement, l'objectif du mandat était de répondre à deux questions :

- 1. Comparaison qualitative** : 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 (détails du périmètre à la section suivante)?
- 2. Comparaison quantitative** : 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?

1.2. Approche

Pour répondre aux questions du mandat, Dunsky a mené un exercice de balisage de marché et d'analyse comparative portant sur les mécanismes tarifaires et contractuels adoptés dans des juridictions pertinentes. La comparaison s'est structurée autour de deux axes d'analyse.

Note : compte tenu du caractère dynamique du cadre réglementaire encadrant les centres de données, certaines dispositions pourraient avoir évolué depuis la finalisation de ce rapport. Ce rapport a été réalisé entre décembre 2025 et février 2026 et reflète les informations les plus à jour disponibles au moment de sa rédaction.

1.2.1. Comparaison qualitative

La **comparaison qualitative** visait à explorer les sous-questions suivantes :

- Existe-t-il des tarifs visant les centres de données et quelle forme prennent-ils?
- Quelles sont les motivations associées à la mise en place de ce tarif?
- Le tarif différencie-t-il selon la vocation ou le type de centres de données visés (p. ex. *hyperscalers* vs colocation, hébergement de données vs calcul haute performance, etc.)?
- Le tarif différencie-t-il entre client existant et nouveau client? Sinon, comment le tarif est-il déployé au sein de la clientèle existante?
- Quelle est la structure du tarif?
- Quelles sont les principales conditions contractuelles associées au tarif (p. ex. durée minimale d'engagement, conditions de sortie, consommations minimales/maximales)?
- Y a-t-il des obligations d'effacement à la pointe qui s'appliquent?

Ce volet qualitatif définit un portrait des considérations et des différents instruments tarifaires pouvant être mis en place pour répondre à la demande croissante de ces charges.

Pour répondre à ces questions, Dunsky a procédé en 2 temps : l'**analyse de tendances clés**, principalement à travers un recensement de tarifs visant les centres de données, une revue de littérature, et un balisage de 12 tarifs; puis la réalisation de 7 **études de cas** (voir section 4), détaillant ces dimensions pour les différentes juridictions proposées.

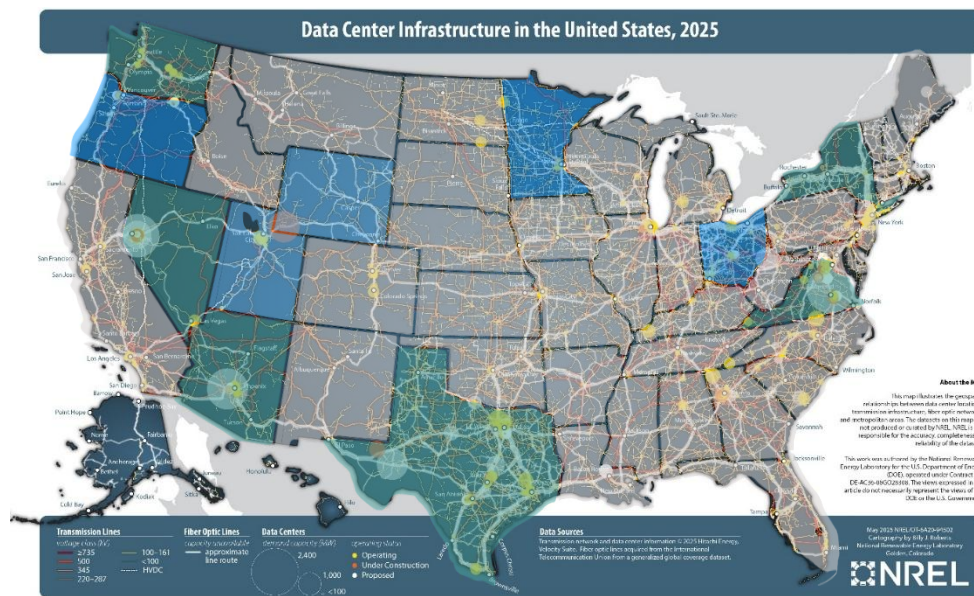
L'exercice de balisage s'est appuyé sur des rapports antérieurs de Dunsky, des études tierces, des bases de données publiques ainsi que des recherches ciblées. Au total, **plus de 60 nouveaux tarifs** nord-américains **visant, exclusivement ou non, les centres de données ont été recensés**, dont plus de 20 tarifs ciblant plus directement les centres de données.

Des juridictions ont été sélectionnées parmi ces 20 tarifs, pour le balisage et les études de cas. Les critères de sélection ont inclus :

- **État du tarif** (attendu, soumis, approuvé) et existence d'informations publiques
- **Couverture** des tarifs existants dans les juridictions limitrophes et les principaux « hubs » de centres de données
- **Diversité** en matière de climat politico-réglementaire, d'intensité du réseau et de géographie des juridictions considérées
- **Complémentarité** des exemples de tarifs étudiés



Comme on peut le constater sur la carte ci-dessous, les juridictions retenues assurent une bonne couverture des principaux marchés de centre de données aux États-Unis – les cercles indiquent les projets en service, en construction et proposés.



Le lecteur notera qu'une province canadienne (Colombie-Britannique) et seul un État

limitrophe (New York) figurent parmi ces juridictions. La raison en est simple : il n'existe, à notre connaissance et en date de la rédaction de ce rapport, pas de nouveaux tarifs visant les centres de données - objet de notre étude - dans le reste de ces géographies. Néanmoins, nous offrons un complément d'information en Annexe A sur les évolutions récentes ayant trait aux centres de données dans ces juridictions.

1.2.2. Comparaison quantitative

La **comparaison quantitative** a comme objectif de comprendre comment une offre de 13 ¢/kWh pourrait se comparer à d'autres juridictions, avec lesquelles le Québec pourrait être en compétition sur le marché des centres de données.

Il **ne s'agit pas ici d'un exercice de balisage détaillé**; notre analyse s'est appuyée sur des bases de données publiques et balisages préexistants, couplés à des recherches et estimations ponctuelles, afin de faire ressortir des constats généraux. Notre analyse ne prend pas en compte les contrats spéciaux qui peuvent exister, et dont l'information est bien souvent confidentielle - à défaut, nous inférerons des tendances basées sur la comparaison des tarifs centres de données et des tarifs classiques pour lesquels la donnée est publique.

Bien qu'il existe des dynamiques importantes de compétition à l'échelle internationale (en témoignent des pôles comme la Virginie), les promoteurs et géants de l'infonuagique cherchent à répartir leurs centres de données dans plusieurs juridictions pour des raisons de redondance (diversification du risque) et de latence. Les opportunités d'affaires pour le Québec s'inscrivent donc d'abord dans une dynamique de compétitivité régionale (Nord-Est américain). Ainsi, notre comparaison se concentre sur **l'offre tarifaire de juridictions limitrophes au Québec**, assorties de quelques juridictions identifiées comme **des « marchés » établis ou en essor⁶** pour les centres de données.



⁶ Basé sur des rapports d'industrie comme ceux de [Cushman & Wakefield](#) et des données sur les projets de centre de données existants ou proposés (voir carte NREL à la page précédente)

2. Constats et tendances observées

2.1. Contexte de marché

2.1.1. Centres de données et le secteur électrique Nord-Américain

La croissance de la demande en électricité entraîne un resserrement des bilans, le segment des centres de données vient ajouter à cette pression

Dans un monde en pleine transition énergétique, l'électricité s'impose comme le nouveau moteur de création de richesse, qu'il s'agisse de l'électrification de l'économie, de l'essor des centres de données ou du retour de certaines activités industrielles sur le territoire (« *reshoring* »). En parallèle, l'offre accuse un retard marqué : les surplus disparaissent et les nouvelles capacités mettent longtemps à entrer en service - par exemple, on recense des délais pouvant atteindre 7 ans pour les commandes de nouvelles turbines à gaz.⁷

Sur le segment des centres de données spécifiquement, la demande d'approvisionnement en électricité est en hausse, liée notamment à l'essor de l'intelligence artificielle générative. Différentes études et laboratoires envisagent une croissance exponentielle de cette demande aux États-Unis, avec une **augmentation de la consommation électrique de plus de 133% d'ici 2030** (voir Figure 1).

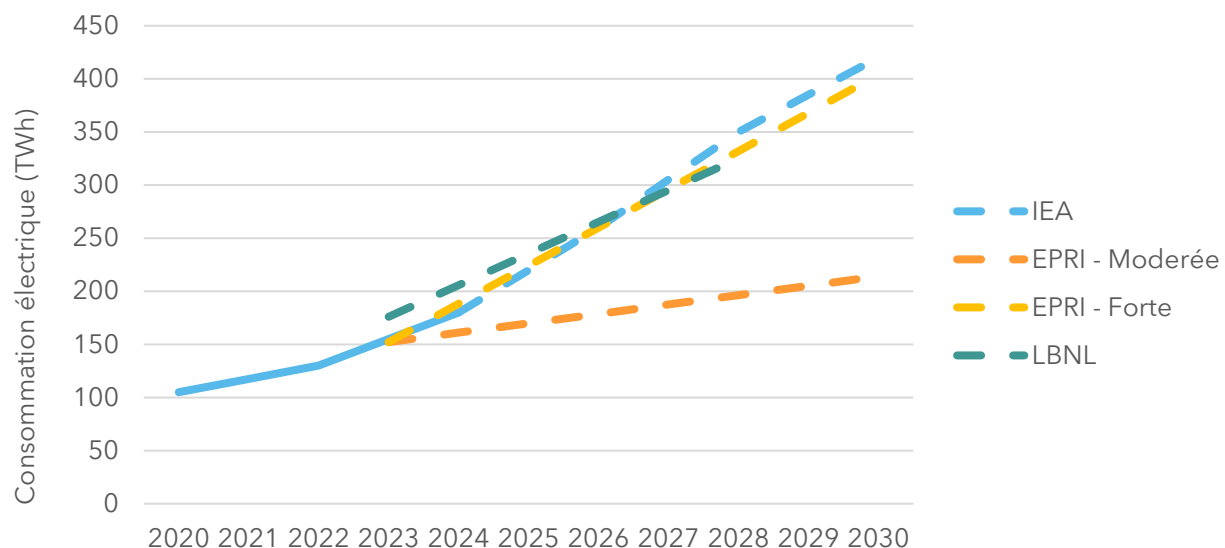


Figure 1 Consommation électrique historique et attendue des centres de données aux É.-U.

⁷ S&P Global. (2025, May 25). *US gas-fired turbine wait times as much as seven years; costs up sharply*. S&P Global Energy. <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/electric-power/052025-us-gas-fired-turbine-wait-times-as-much-as-seven-years-costs-up-sharply>

Soulignons qu'un niveau d'incertitude important accompagne ces projections ; par exemple, un écart de 190 TWh entre le scénario de croissance « modérée » et « forte » de l'Electric Power Research Institute (« EPRI »). Cette incertitude est associée à de multiples facteurs, notamment les projections d'usage d'intelligence artificielle, d'amélioration de la performance de calcul des puces et des algorithmes, ou encore la qualité des informations existantes sur le pipeline de projets. Sur ce dernier point, nous faisons notamment référence à la notion de centres de données « fantômes », c'est-à-dire des projets pour lesquels les développeurs contactent plusieurs fournisseurs d'énergie dans le but d'assurer un approvisionnement électrique, ce qui conduit à des projets comptés plusieurs fois, et donc des prévisions de demande exagérées.⁸

À travers l'Amérique du Nord, ce contexte crée un risque accru en matière de choc tarifaire et de fiabilité de service

Le déséquilibre offre-demande et la nécessité de mettre en service de nouvelles capacités de production et infrastructure de réseau amènent une pression à la hausse sur les tarifs. Par exemple, dans la géographie de PJM, le plus grand réseau électrique américain (65 millions d'habitants), la dernière enchère de capacité a atteint 329 \$ par MW-jour, soit une hausse de 1 000 % en deux ans. Dans cette zone, les ménages et entreprises pourraient subir des hausses tarifaires allant jusqu'à 60 % au cours des cinq prochaines années – notamment sous l'effet de la montée en flèche de la demande des centres de données.⁹

Cette **croissance attendue ajoute également un risque dans la capacité de service** et d'approvisionnement des différents réseaux électriques nord-américains. La *North American Electric Reliability Corporation* (« NERC ») a publié son Évaluation de la fiabilité à long terme (*Long-Term Reliability Assessment*, « LTRA ») en janvier 2026. L'évaluation des risques liés à la capacité et à l'énergie identifie les risques de déficit futur d'approvisionnement en électricité, selon les prévisions actuelles de planification du réseau électrique. Les régions sont classées en fonction de leur niveau de risque de déficit électrique : **Risque critique (« High Risk »** - déficits attendus, inadéquation des ressources), **Risque élevé (« Elevated Risk »** - déficits possibles, surtout lors d'événements météo extrêmes), et **Risque normal (« Normal Risk »** - ressources jugées suffisantes dans la plupart des conditions). La NERC souligne d'ailleurs que les projections de croissance des ressources et du réseau de transport accusent un retard par rapport à ce qui serait nécessaire pour soutenir l'arrivée de nouveaux **centres de données** et d'autres grandes charges.

Notons que les réseaux dans lesquels opèrent les deux plus grands hubs actuels de centres de données sont identifiés comme présentant un niveau de risque critique : Virginie (PJM) et Texas (ERCOT). ERCOT estime notamment que la demande en électricité pourrait doubler d'ici 2030, effet principalement attribuable aux nouveaux centres de données.¹⁰

⁸ Financial Times. 2025. "[Phantom' data centres muddy forecasts for US power needs](#)".

⁹ Reuters. 2025. "[Power costs soar in PJM region as data center demand spikes](#)".

¹⁰ Emerald. 2025. "Utility Reaction to Data Center Loads in North America".

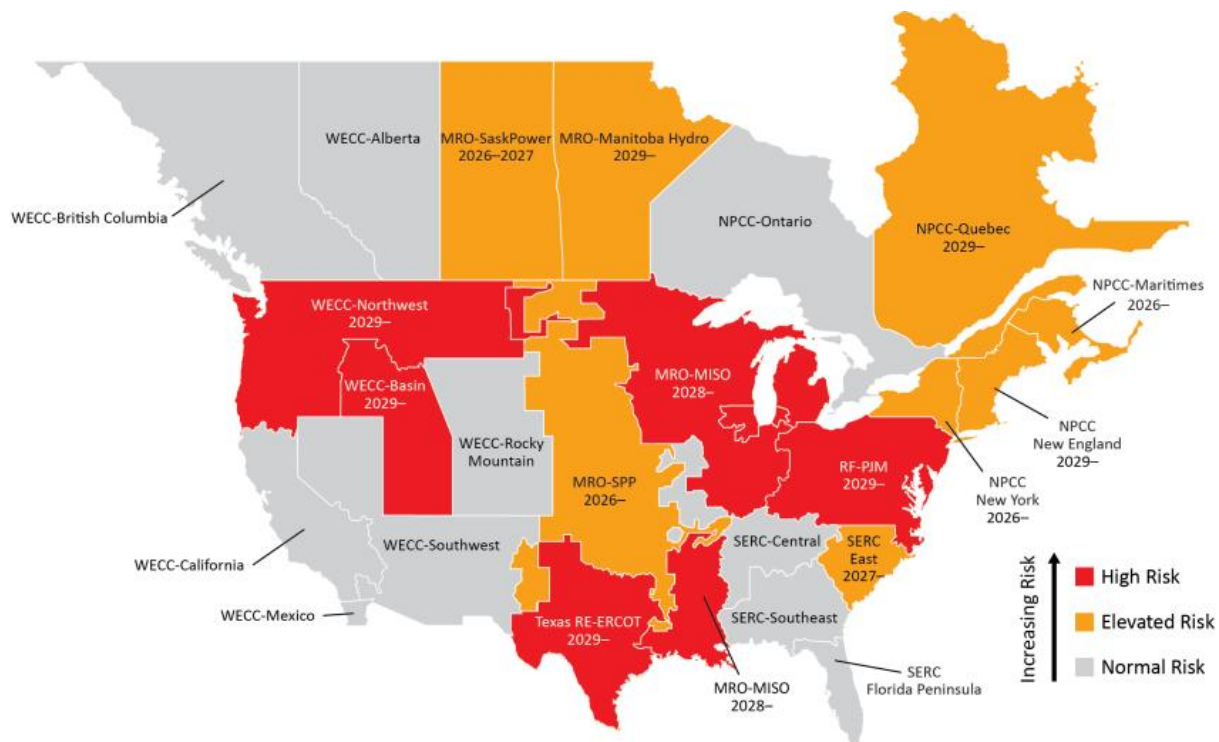


Figure 2 Risques liés à la capacité et à l'énergie 2026-2030¹¹

2.1.2. Positionnement des différents acteurs de marché

Public : une montée rapide de l'opposition

Dans ce contexte, les projets de centres de données font face à une opposition sociale de plus en plus marquée.¹² Les communautés concernées expriment des préoccupations croissantes quant aux **répercussions potentielles sur les tarifs d'électricité**, ainsi qu'à la **pression exercée sur les ressources locales**, notamment l'électricité, l'eau et les infrastructures publiques - ou encore de pollution pour les centres de données installant leurs propres unités de production d'électricité de source fossile.

L'organisme de recherches *Data Center Watch* évalue qu'au **seul deuxième trimestre de 2025**, l'équivalent de ~98 milliards de dollars de projets ont été bloqués ou retardés par des mouvements citoyens - c'est plus que tous les projets bloqués sur les 10 trimestres précédents (64 milliards entre 2023 et l'hiver 2025).¹³

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.

¹² Reuters. 1^{er} décembre 2025. "[Trump's Push for More AI Data Centers Faces Backlash From His Own Voters.](#)"

¹³ Data Center Watch. 2025. « [\\$64 billion of data center projects have been blocked or delayed amid local opposition](#) »

Clients centre de données : entre défense des intérêts et posture de collaboration

Bien que les développeurs de centres de données défendent naturellement leurs intérêts, comme nous avons pu le constater dans différentes causes réglementaires associées à l'adoption de nouveaux tarifs les visant (voir la section des études de cas), on observe aussi une évolution dans la posture de nombreux d'entre eux.

En effet, un nombre croissant de développeurs de centres de données, notamment parmi les grandes sociétés technologiques, ont conscience de la montée des résistances, et reconnaissent que l'acceptabilité sociale constitue un préalable incontournable au développement de nouveaux projets de centres de données. À titre d'exemple, en janvier 2026, Microsoft a dévoilé son plan « *Community-First AI Infrastructure* » (infrastructures d'intelligence artificielle centrées sur la communauté), structuré autour de 5 piliers, dont le premier vise directement la question des tarifs d'électricité:

1. « Nous assumerons notre part des coûts afin que nos centres de données n'entraînent pas de hausse de vos **tarifs d'électricité**.
2. Nous réduirons au minimum notre consommation d'eau et restituerons davantage d'**eau** que nous n'en utiliserons.
3. Nous créerons des **emplois** pour les résidents de votre territoire.
4. Nous contribuerons aux **recettes fiscales locales** au bénéfice des hôpitaux, des écoles, des parcs et des bibliothèques.
5. Nous renforcerons votre **communauté** en investissant dans la formation locale en IA et dans les organismes à but non lucratif. »¹⁴

Microsoft's Community-First AI Infrastructure Plan



Figure 3 Plan pour des infrastructures d'intelligence artificielle centrées sur la communauté de Microsoft¹⁵

Gouvernement et fournisseur d'électricité : pivot stratégique

Dans la dernière décennie, de nombreuses juridictions avaient développé des cadres d'affaires favorables pour attirer l'industrie des centres de données (p.ex. incitatifs fiscaux, bas

¹⁴ Brad Smith. 13 janvier 2026. « [Building Community-First AI Infrastructure](#) ». Microsoft.

¹⁵ Figure issue de [Building Community-First AI Infrastructure - Microsoft On the Issues](#)

coût de l'énergie). Dans un contexte de marché de l'électricité favorable aux vendeurs (« seller's market »), de resserrement des bilans, et face à l'opposition sociale, les fournisseurs d'électricités et les gouvernements revoient leur stratégie, notamment afin de protéger leurs consommateurs et de tirer la pleine valeur de leur électricité. On observe notamment une montée en puissance du principe selon lequel les centres de données doivent couvrir les coûts incrémentaux de production et de réseau, soit un **renforcement du principe du « déclencheur/payeur »**.

Prenons l'exemple de BC Hydro. En 2021, dans une situation de surplus, la société crée un tarif préférentiel offrant une réduction de 20 % pendant cinq ans (puis dégressif) pour deux catégories d'usages - « industrie propre » et « innovation », dont les centres de données. Aujourd'hui, avec la fin des surplus, la logique s'inverse : 400 MW de capacité seront mis aux enchères auprès des promoteurs de centres de données, et ainsi attribués aux plus offrants.

La section suivante présente en détail les tendances clés observées dans les propositions et stratégies des gouvernements, régulateurs et distributeurs, en particulier dans l'évolution du traitement tarifaire des centres de données.

2.2. Tendances clés sur l'offre de tarifs

2.2.1. État des lieux

On constate une démultiplication des tarifs visant à mieux gérer la demande des centres de données (et d'autres nouvelles grandes charges industrielles)

Les juridictions ont très récemment **intensifié leurs interventions** afin de s'adapter à la demande croissante que représentent les centres de données, en mettant en place divers mécanismes tarifaires et réglementaires. En 2025, plus de 40 nouveaux tarifs visant la clientèle haute puissance ont été déposés, soit plus du double du nombre total de tarifs soumis pour ce segment depuis 2018.

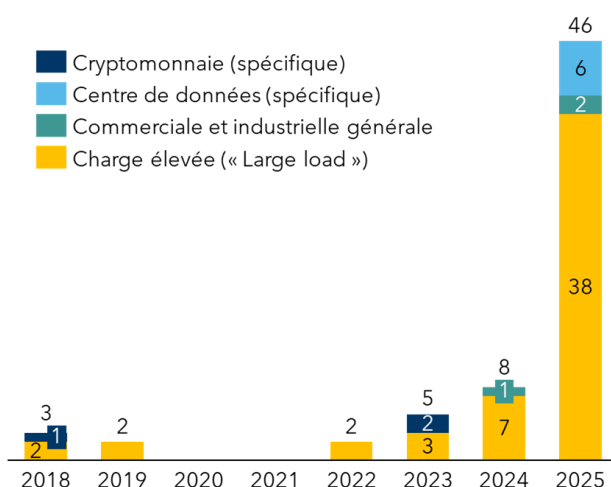


Figure 4 Distribution des nouveaux tarifs visant le segment grandes puissances industrielles¹⁶

¹⁶ Données issues de [Database of Emerging Large-Load Tariffs \(DELTA\)](#). Smart Electric Power Alliance (SEPA) and North Carolina Clean Energy Technology Center (NCCETC).

Sur les 60 tarifs recensés depuis 2018 aux États-Unis s’appliquant à des centres de données (voir Figure 1), on remarque une gradation dans le fait de viser spécifiquement les centres de données par rapport aux autres segments de clientèle:

- **100%** (~60 tarifs) touchent les centres de données, et dans la plupart des cas les autres clients grandes puissances, indépendamment de leur facteur d’utilisation
- **43%** (26 tarifs) visent exclusivement les segments de clients grande puissance avec un **facteur d’utilisation élevé**, ce qui correspond au profil de charge des centres de données;
- **23%** (15 tarifs) sont décrits ouvertement comme visant notamment les centres de données (p. ex. dans la **description du tarif**);
- **9%** (6 tarifs) **visent exclusivement les centres de données** (tarifs nommés « centre de données »).

Notons d’ailleurs que dans le cadre de ce mandat, nous avons pu faire l’expérience directe de cette démultiplication des tarifs et des nouvelles sur ce dossier. Plusieurs États pour lesquels aucune annonce n’avait été faite au lancement de nos travaux en décembre 2025 ont connu des développements intéressants dans les deux derniers mois. Nous avons également observé des évolutions rapides dans certaines des juridictions analysées. Jusqu’à la clôture du présent rapport en février 2026, nous continuons d’intégrer des informations très récentes, parfois publiées seulement quelques jours auparavant.

La motivation principale demeure la protection des autres catégories de consommateurs, mais d’autres objectifs entrent également en jeu, notamment la pleine valorisation de la ressource électrique, le soutien à l’innovation, le financement tiers ou encore la mise en place d’un cadre permettant une flexibilité réglementaire

À une unanimité presque parfaite, les juridictions étudiées ont développé ces tarifs avant tout afin de minimiser, voire éviter, l’impact tarifaire pour les clients réguliers. Les tarifs ont généralement été conçus de façon à ce que les coûts et risques induits par la production, le transport et la distribution de l’électricité supplémentaire soient assumés par les utilisateurs concernés, notamment en reflétant autant que possible, les **coûts marginaux** de production.

En plus de protéger les consommateurs réguliers, d’autres motivations sous-tendent le développement de tarifs dédiés, notamment:

- **L’attribution d’une meilleure valorisation de la ressource électrique**, afin de refléter la rareté de la ressource, comme le montre l’approche d’enchère de BC Hydro;
- **L’opportunité de réduire le risque lié à l’innovation**, comme présenté dans le cas du Nevada avec son Clean Transition Tarif, qui permet le développement d’une centrale géothermique;
- **Le financement de nouvelles ressources**, par des capitaux tiers dans les cas où les développeurs de centres de données sont tenus d’amener leur propre production (*BYOG* ou *Bring Your Own Generation*);
- **La flexibilité réglementaire** - bien que cet objectif ne soit pas explicitement nommé, les tarifs visant des segments spécifiques de consommateurs (FU élevé ou centre de données) permettent aux distributeurs de se doter d’une flexibilité réglementaire. En effet, ce nouveau cadre tarifaire pourra faciliter des modifications futures dans le

traitement de cette classe de consommateur, ce qui est particulièrement adapté pour des secteurs émergents comme celui des centres de données. En témoigne le cas d'El Paso Electric au Texas, qui a déjà entériné auprès du régulateur une révision de son nouveau tarif centre de données, une fois plus d'informations collectées sur le profil de consommation réel de ses clients.

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.

Dans plusieurs des cas recensés, le tarif sera également appliqué aux clients existants

On observe que l'application d'un tarif spécifique aux centres de données ne se limite pas nécessairement aux nouveaux raccordements. Dans la majorité des études de cas approfondies pour lesquelles les informations étaient disponibles et qui ont une clientèle existante non-négligeable de centres de données, le tarif recensé sera également appliqué à ces clients existants.

Le transfert des clients existants vers le nouveau tarif s'effectue de diverses manières selon les juridictions : il peut notamment y avoir un transfert immédiat (comme dans le cas de New York) ou une période de grâce (comme dans le cas de la Virginie).

2.2.3. Modalités contractuelles

3 tendances s'intensifient en matière de conditions contractuelles afin de réduire les risques pour les fournisseurs d'énergie et leurs clients réguliers : garanties financières, contrats long terme avec conditions de sorties strictes, et « take-or-pay »

On observe le renforcement de 3 pratiques dans les modalités contractuelles. Ces approches visent notamment à réduire l'exposition financière des services publics et à réduire les risques associés aux investissements requis (infrastructures réseau, raccordements, renforcement de capacité), en s'assurant que les coûts additionnels soient assumés par les nouveaux grands consommateurs plutôt que socialisés auprès de la clientèle régulière.

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.

Aucune obligation active d'effacement à la pointe n'a été recensée... mais ce sujet fait l'objet de discussions dans certaines juridictions, dont le Texas

La demande de pointe joue un rôle important dans l'impact des centres de données sur les coûts de services des fournisseurs d'énergie. Dans ce contexte, l'effacement en pointe (« interruptible ») peut représenter un levier particulièrement intéressant du point de vue des fournisseurs d'énergie. Néanmoins, contrairement au segment des cryptomonnaies, l'activité des centres de données se prête moins naturellement à de l'effacement en pointe, car la continuité du service est un élément critique du modèle d'affaires des centres de données – sans rentrer dans les détails, précisons que les centres de données ont néanmoins accès à certains leviers sous leur contrôle pour gérer une perte d'alimentation, notamment une capacité de production sur site (redondance) ou de l'« équilibrage » entre différents centres de données de leur réseau.

Ainsi, aucune des juridictions étudiées n'intègre aujourd'hui des leviers contractuels forçant les centres de données à diminuer leur consommation selon un horaire. Malgré la pression croissante de la demande que peut poser ce segment de clientèle, on observe que les compagnies de services publics ont plus souvent recours à des mécanismes et modalités non coercitives standards, par exemple des programmes d'effacement volontaire; ou au moins, de fortes pénalités en cas de dépassement de la puissance contractée par le centre de données. 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.¹⁷

Cet élément demeure toutefois d'actualité et l'on pourrait assister à des évolutions importantes dans les prochains mois. Le *Senate Bill 6*¹⁸, 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.¹⁹

¹⁷ Eric Brooks et Justin Stevens. 14 juillet 2025. « [Adapting Utility Tariffs for Data Center Driven Load Growth](#) ». Utility Dive.

¹⁸ Texas Legislature. 2025. « [Senate Bill 6 \(SB 6\) : Relating to the planning for, interconnection and operation of, and costs related to providing service for certain electrical loads and to the generation of electric power by a water supply or sewer service corporation](#) ». 89th Texas Legislature. Adopté le 20 juin 2025.

¹⁹ Texas Legislature. 2025. « [Senate Bill 6 \(SB 6\)](#). » *Bill Text*. 89th Texas Legislature.

2.3. Niveaux tarifaires observés

Les nouveaux tarifs reflètent presque systématiquement les coûts marginaux de service, c'est-à-dire des coûts bien plus élevés que les tarifs industriels standards

Le développement des tarifs « centre de données » s'inscrit dans une logique visant à refléter les coûts marginaux liés à l'approvisionnement pour ce nouveau segment de clientèle; ils seront donc vraisemblablement supérieurs à ce que les industriels paient actuellement. Selon les juridictions, cela se traduit par des engagements contractuels et des contributions initiales en capital, des charges en puissance ou en énergie plus élevées, des composantes tarifaires additionnelles (« *riders* »), voire dans certains cas, l'obligation pour les promoteurs de centres de données de sécuriser eux-mêmes de nouveaux approvisionnements en énergie.²⁰

Peu de détails sont publiquement disponibles sur la structure des nouveaux tarifs visant les centres de données. Néanmoins, pour les quelques exemples de tarifs, dont les fins détails sont déjà disponibles publiquement, on constate que les tarifs centre de données sont effectivement supérieurs aux tarifs industriels en vigueur. Le Tableau 1 présente la différence entre le tarif industriel et le tarif centre de données pour trois compagnies de services publics offrant cette visibilité. On observe des différences de plusieurs ¢/kWh en absolu et jusqu'à 168% en relatif. L'utilité El Paso Electric au Texas fait figure d'exception avec des tarifs similaires au tarif industriel - il faut néanmoins noter qu'El Paso Electric dessert un peu moins de 2% de la population du Texas, qu'El Paso est dans une dynamique de compétition locale (historiquement, la ville d'El Paso n'a pas été aussi populaire auprès des développeurs de centres de données que d'autres villes du Texas comme Austin, San Antonio ou Dallas).

Tableau 1 Coûts moyens (¢/kWh) pour un tarif industriel grande puissance et centre de données

	Grande puissance Archétype 1	Centre de données Archétype 1	Grande puissance Archétype 2	Centre de données Archétype 2	Différences entre Grande puissance et Centre de données
Arizona Public Services Arizona	11,16	14,48	11,15	14,47	3,32 (~30%)
Chelan County Public Utility District Washington^B	3,15	6,05 - 8,48 ^C	3,15	6,01 - 8,44 ^C	2,88 - 5,31 (~168%)
El Paso Electric Texas^D	9,27	9,44	9,26	9,42	0,15 (~2%)

Notes méthodologiques :

Les coûts moyens pour les différents tarifs présentés au Tableau 1 sont issus d'un exercice d'estimation, assumant ainsi un profil de charge uniforme à l'année à fins de simplification.

²⁰ Andrew Satchwell, Natalie Mims Frick, Peter Cappers, Sanem Sergici, Ryan Hledik, Goksin Kavlak et Glenda Oskar. 2025. « [Electricity Rate Designs for Large Loads: Evolving Practices and Opportunities](#) .» Lawrence Berkeley National Laboratory & The Brattle Group Technical Brief

L'archétype 1 représente une demande de 5 MW à un facteur d'utilisation de 85%.
L'archétype 2 représente une demande de 50 MW à un facteur d'utilisation de 85%.
Toutes les valeurs présentées sont en dollars canadiens 2026.

Note A : Comparaison entre le tarif Extra Large General Services (industriel - grande puissance) et le tarif Extra High Load Factor (centre de données).

Note B : Comparaison entre le Schedule 3 (industriel - grande puissance) et le Schedule 36 (centre de données). Le Schedule 3 s'applique aux clients présentant une demande électrique moyenne entre 0,4 MW et 5 MW. Le Schedule 36 s'applique normalement uniquement aux centres de données présentant une demande énergétique ≤ 3 MW (un centre de données > 3 MW nécessitera un contrat spécifique entre le client et le District, lequel précisera le tarif ainsi que toutes conditions particulières applicables). Pour les besoins de la comparaison, nous avons néanmoins appliqué le Schedule 36 à nos archétypes de 5 et 50 MW.

Note C : Le Schedule 36 présente un coût de puissance variable en fonction de la localisation des consommateurs. Les consommateurs situés dans des zones du réseau de distribution conçues et construites pour des charges à caractéristiques « résidentielles » (définies comme ayant une forte diversité de charge et une faible puissance unitaire) auront un coût de puissance supérieur à celui des consommateurs situés dans des zones « non résidentielles » (24,34 \$/kW vs 9,24 \$/kW, respectivement).

Note D : Comparaison entre le Schedule 25 (industriel - grande puissance) et le Schedule 33-B (centre de données).

13 ¢/kWh représente un tarif dans la moyenne de ceux observés dans les juridictions limitrophes et des principaux pôles de développement

En se concentrant sur les juridictions limitrophes au Québec et les pôles de développement des centres de données attendus²¹, un tarif fixé à 13 ¢/kWh demeure compétitif. On constate que selon les deux comparaisons géographiques (limitrophes et pôles de développement), **le tarif proposé demeure dans la moyenne avec l'offre actuelle.**

- 6 tarifs sur 13 se situent à $\pm 15\%$ autour de 13 ¢/kWh
- 4 tarifs, **tous issus de juridictions limitrophes**, se situent significativement au-delà de la borne supérieure
- 3 tarifs se retrouvent sous la borne inférieure, le Nevada, le Texas et le Maine.

²¹ Cushman & Wakefield. 2025. « [Global Data Center Market Comparison - May 2025 : Data Center Market Overview and Metrics.](#) »

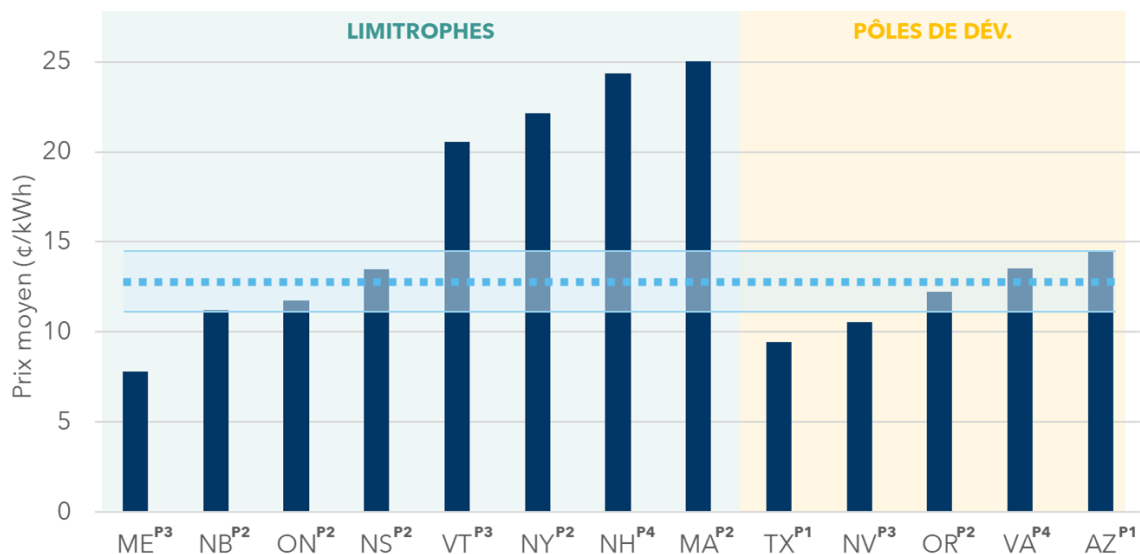


Figure 5 Coûts de l'énergie pour les centres de données

Note méthodologique :

Ceci ne constitue pas un exercice de balisage tarifaire détaillé, mais plutôt une comparaison haut niveau et indicative, complétée principalement avec des rapports publics préexistants, et des analyses internes en complément.

- Pour déterminer les valeurs tarifaires pour chaque juridiction, notre équipe s'est basée sur différentes sources avec la **priorisation** suivante, selon la disponibilité de la donnée :
 - P1.** Les détails du tarif centre de données/*Large Load* sont disponibles publiquement (voir **Tableau 1**).
 - P2.** Balisage d'Hydro-Québec pour la comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines. Cette source a le mérite de distinguer les différentes classes de client grande puissance.²²
 - P3.** Pour les États restants, une recherche pour la structure tarifaire d'un grand client industriel pour la ville la plus peuplée de l'État. **Portland, ME (Central Maine Power Company); Burlington, VT (Burlington Electric Department) et Las Vegas, NV (NVEnergy).** Note : il peut y avoir des différences entre le coût au sein d'une grande ville et le coût sur l'entièreté de l'État. Néanmoins, la majorité des projets de centres de données se situent dans la périphérie des grandes villes, d'où la logique de regarder les tarifs des distributeurs opérant dans ces zones.
 - P4.** En dernier recours, nous avons utilisé les données de l'EIA, qui fournissent un coût moyen pour le segment industriel par État.²³
- Pour les sources P1, P2 et P3, nous avons utilisé une demande de 5 MW avec un facteur **d'utilisation** de 85%. Nous avons choisi cette puissance plutôt que des niveaux plus élevés, afin d'être conservateurs dans notre comparaison avec les données de l'EIA (P4), qui se base sur un coût moyen du segment industriel.
- Toutes les valeurs sont en dollars canadiens 2026.

²² Hydro-Québec. 2024. « [Comparaison des prix de l'électricité 2024](#) .»

²³ U.S. Energy Information Administration. 2026. « [Table 5.6.A. Average Retail Price of Electricity to Ultimate Customers by End-Use Sector.](#) »

Au-delà du coût, d'autres considérations influent la décision des développeurs de centre de données

Bien qu'elle représente un point de données intéressant, il faut considérer la comparaison tarifaire avec circonspection et la contextualiser dans le lot de facteurs plus larges qui influencent l'attractivité d'une offre électrique pour les développeurs de centres de données - sans compter l'ensemble des autres facteurs (p. ex. contexte fiscal, disponibilité de l'eau, complexité des processus d'approbation, proximité aux infrastructures de télécommunications). Bien que ces éléments ne fassent pas partie de notre périmètre d'étude, nous soulignons ici quelques-uns des facteurs d'attractivité liés à l'offre électrique (liste non exhaustive) :

- Le **décal de raccordement et de développement**.
- L'accès à **une offre « clé en main »**; dans certaines juridictions le fardeau d'identifier et de sécuriser des capacités de production supplémentaires auprès des marchés ou de producteurs indépendants revient au développeur.
- Un **climat froid**, réduisant les besoins en refroidissement et améliorant la performance énergétique des installations.
- La **fiabilité actuelle et anticipée** du réseau
- L'exposition à la **volatilité du prix du gaz naturel**
- L'**intensité carbone** du réseau électrique. Des acteurs comme Google, Amazon ou Microsoft ont tous établi des objectifs corporatifs de 100% d'énergie renouvelable pour alimenter leurs centres de données.

Il pourrait être pertinent, bien que complexe, de réaliser une analyse multicritère. Dans les limites du présent mandat, nous présentons néanmoins à titre illustratif une simple combinaison normalisée de 2 des facteurs discutés : l'intensité carbone du réseau électrique (index environnemental) et le coût de l'électricité (index tarifaire). Dans cet exemple et sur la base de ces 2 seuls critères, le **Québec**, l'**Ontario** et le **Maine** présentent des profils qui se dégagent du lot.



Figure 6 Index tarifaire et environnemental relatif des juridictions

3. Tableau comparatif des 12 tarifs balisés

Juridiction	Tarif / entité	Intensité carbone (gCO ₂ e /kWh) ²⁴	Risques éner. ²⁵	Statut	Segment visé et seuils	Base de prix volumétrique	Traitement de la clientèle existante	Mécanismes de réduction de risque
<i>Juridictions approfondies (études de cas)</i>								
Virginie	GS-5 (Dominion Energy Virginia)	287	Critique	Approuvé Entrée en vigueur 1 janv. 2027.	Industriel grande puissance. ≥ 25 MW Facteur d'utilisation ≥ 75 %	Coûts marginaux pour les infrastructures nécessaires pour ces nouveaux clients.	S'applique aux nouveaux clients et clients existants; reclassement automatique au 1 janv. 2027; pas de droits acquis	Minimums de facturation (85 % T&D, 60 % génération), contrat de 14 ans, pénalités de sortie, dépôt 1,5 M\$US/MW, montée en charge possible pour les nouveaux clients.
Arizona	XHLF modifié (Arizona Public Service)	288	Normal	Proposé Dépôt en juin 2025, avec des audiences jusqu'en juin 2026.	Vise explicitement les CDD ≥ 5 MW	Coûts marginaux associés à la fourniture pour de nouveaux contrats d'approvisionnement	S'applique aux clients sous XHLF et aux nouveaux CDD depuis 1 janv. 2024.	Minimums de service, contraintes techniques, crédit si effacement volontaire, contributions aux infrastructures.
Oregon	Schedule 401 (proposé) (Pacific Power / PacifiCorp)	160	Critique	Proposé/en cours d'approbation	Vise explicitement les CDD ≥ 20 MW	Coûts marginaux (au moyen de différentes approches : par des ajustements volumétriques	Ne s'applique pour l'instant qu'aux nouveaux clients. Pacific Power dit préciser	Contrats d'au moins 10 ans, minimums de consommation, pénalités si dépassement, exiger du financement pour les coûts additionnels.

²⁴ Intensité carbone **moyenne du réseau électrique de la province ou de l'État**. Valeurs canadiennes provenant de [CER - Province and Territory Energy Profiles](#) et les valeurs pour les États américains proviennent de l'[EIA](#). Rappelons que l'intensité carbone de l'électricité québécoise est de **1.2 gCO₂e/kWh**.

²⁵ Risques énergétiques. Voir Figure 2 Risques liés à la capacité et à l'énergie 2026-2030.

				Examen suspendu par la PUCO		liés à l'énergie, par des composantes associées à la demande ou par le financement d'infrastructures dédiées)	l'applicabilité pour les clients existants dans un prochain dossier.	
New York (municipal)	Rider A - HDL Services (NYMPA + municipalités membres)	244	Élevé	Approuvé En application depuis 2018	Ciblage implicite des CDD (par un critère de densité) $\geq 0,3$ MW	Coûts d'approvisionnement marginaux	S'applique aux nouveaux clients et clients existants.	Contribution en amont aux infrastructures (avec mécanisme de remboursement sur 10 ans), garanties financières (dépôt/lettre de crédit).
Nevada	Clean Transition Tariff (CTT) (NV Energy / PUCN)	287	Normal	Approuvé le 11 mars 2025, mais encore en étape d'implémentation	Industriel grande puissance. ≥ 5 MW	Coûts marginaux associés aux nouvelles infrastructures de production, transport et distribution.	S'applique seulement aux nouveaux clients, ou sur demande.	ESA obligatoire (approuvé), contrat selon la durée de vie utile des infrastructures, pénalité de sortie.
Texas (hors ERCOT - El Paso)	Schedules 33A/33B (El Paso Electric)	374	Critique	Approuvé Effectif depuis le 1 août 2025.	Vise explicitement les CDD 33B jusqu'à < 50 MW 33A > 50 MW	Coût de service selon le profil de charge spécifique du client.	S'applique seulement aux nouveaux clients, ou sur demande.	Durée limitée (5 ans), bascule entre les tarifs possibles selon la charge, logique de futurs dépôts pour allouer coûts dédiés.
Colombie-Britannique	Mécanismes d'allocation par « enchères » (BC Hydro)	14	Normal	En cours Dépôt des projets à partir du 30 janvier 2026.	Vise explicitement les CDD	Base d'enchère (au plus offrant, sans plafond)	Ce processus s'applique seulement aux nouveaux clients.	Conditions contractuelles encore à déterminer.
Juridictions présélectionnées (grandes tendances)								

Washington	Rate Schedule 36 - Data Centers and Similar Loads (Chelan County PUD)	113	Critique	Approuvé	Vise explicitement les CDD ≤3MW	Coûts marginaux associés aux grandes charges.	Non précisé (application selon admissibilité au tarif)	Mesures contractuelles / conditions d'accès.
Utah	SB 132 (Rocky Mountain Power[RMP])	601	Critique	Approuvé	Grands clients ≥ 100 MW	Non précisé	Non précisé	Évaluation de l'impact de la demande sur l'infrastructure actuelle. Si la demande ne peut pas être accordée sans investissements majeurs, le client a la permission d'aller sécuriser sa propre énergie indépendamment.
Wyoming	Schedule LPCS - Large Power Contract Service (Cheyenne Light, Fuel and Power)	784	Normal	Approuvé	Service grande puissance	Coûts marginaux associés à l'approvisionnement et aux transports	Non précisé	Credit support / garanties, récupération coûts capacité et réseau. Les clients LPCS sont séparés dans l'étude de coûts de services.
Minnesota	Large General Time of Day Service (Xcel Energy)	348	Critique	Proposé / en cours	Très grandes charges ≥ 100 MW	Coût marginaux, priorisant la récupération des coûts principalement via les frais de puissance.	Non précisé	Durée contractuelle de 15 ans et encadrement contractuel
Ohio	Schedule DCT - Data Center Tariff (AEP Ohio)	457	Critique	Approuvé	Vise explicitement les CDD	Coûts marginaux liés à la desserte (T&D).	Non précisé	Contrat 8 ans + montée en charge jusqu'à 4 ans, garanties / encadrement contractuel

4. Études de cas de 7 tarifs spécifiques

4.1. Virginie - Tarif GS-5

4.1.1. Contexte

La Virginie se classe au premier rang mondial des marchés de centres de données, avec plus de 660 installations actives et près de 600 en projet. La région abrite près de 13% de la capacité mondiale des CDD²⁶, et s'est vu devenir la « capitale mondiale des centres de données » par sa proximité géographique avec de grands centres de demande (Washington D.C. et la côte est), une infrastructure de connectivité extrêmement dense et des politiques favorables et réglementations autrefois permissives.^{27,28}

La décision de créer un tarif pour le segment Grande puissance industrielle est issue des recommandations d'une étude du Joint Legislative Audit and Review Commission, en 2024, qui mettait de l'avant que les centres de données impacteront les coûts pour les clients, dus au besoin de construire des infrastructures de production et de distribution pour servir la demande croissante.²⁹

Tableau 2 Contexte de la Virginie

Élément	Réponse
Entité qui appliquera le tarif présenté dans cette étude de cas	Dominion Energy Virginia (« DEV ») (<i>filiale de Virginia Electric and Power Company</i>)
Structure de marché	Marché réglementé et verticalement intégré. DEV est un monopole d'État fournissant la production, le transport et la distribution d'électricité sur son territoire. Les clients d'électricité dont la demande annuelle dépasse 5 MW peuvent choisir un fournisseur d'électricité sur le marché concurrentiel. ³⁰
Intensité carbone du réseau électrique (g CO2/kWh)	287 ³¹

²⁶ McKinsey & Company. 2025. « [The Data Center Balance: How US States Can Navigate the Opportunities and Challenges.](#) »

²⁷ Joint Legislative Audit and Review Commission (JLARC). 2024. « [Data Centers in Virginia.](#) »

²⁸ Louis Blouin. 9 décembre 2025. « [Pourquoi les centres de données suscitent débats dans le comté de Loudoun, en Virginie.](#) ». Radio-Canada.

²⁹ Joint Legislative Audit and Review Commission (JLARC). 2024. « [Data Centers in Virginia.](#) »

³⁰ Dominion Energy Virginia. 2025. « [Energy Choice Program.](#) »

³¹ U.S. Energy Information Administration, Form EIA-860, 'Annual Electric Generator Report'; and calculations made by the Office of Electricity, Renewables, and Uranium Statistics.

Centres de données existants dans l'État	663 ³²
Centres de données prévus dans l'État	595 ³³

4.1.2. Application du tarif : statut et segments visés

Le tarif GS-5 (« High load / High load factor Service ») est un tarif **approuvé**. Initialement proposé en mars 2025, la commission d'État de la Virginie (« State Corporation Commission » ou « SCC ») a accepté la création de cette nouvelle classe tarifaire dans une ordonnance datée du 25 novembre 2025. Son entrée en service est prévue à compter du 1er janvier 2027.³⁴

Le tarif s'applique à une clientèle *Large Load*, visant des consommateurs nécessitant des besoins de puissance supérieurs à 25 MW et un facteur d'utilisation d'au moins 75 %. En pratique, DEV estime que la clientèle du GS-5 sera principalement composée de centres de données : GS-5 concernerait environ 139 comptes clients, dont 131 centres de données (soit près de 20 % des centres de données de la Virginie).³⁵

Le tarif ne prévoit **aucune sous-catégorie en fonction du type de centre de données**. Il englobe l'ensemble des clients qui dépassent les seuils de 25 MW de puissance et de 75 % de facteur de charge, indépendamment de la nature de leurs activités.

4.1.3. Structure du tarif

Le tarif GS-5 est un tarif intégré qui couvre l'ensemble des coûts de service pour les grands clients, incluant la production, le transport et la distribution. **Aucune structure tarifaire n'est annoncée publiquement pour la classe GS-5**. Néanmoins, l'objectif explicite du tarif est de mieux refléter les coûts additionnels associés aux centres de données, ce qui laisse présumer un niveau tarifaire supérieur à celui actuellement payé par les clients industriels. À titre de référence, le **tarif industriel moyen** en Virginie s'élevait à 14,02 ¢CA/kWh en octobre 2025.³⁶

Certains centres de données s'approvisionnent en électricité sur le marché compétitif par l'entremise de fournisseurs alternatifs, conformément aux règles en vigueur en Virginie. Pour ces clients, le tarif GS-5 s'applique donc uniquement aux composantes réseau (*transport & distribution*).

4.1.4. Base de prix volumétrique

La juridiction justifie l'application d'un tarif distinct aux centres de données par la volonté d'aligner les prix sur les coûts réellement engendrés par ce segment de clientèle, afin d'éviter

³² American Edge Project. 2025. « [America's AI Surge: Powering Growth in Every State](#) .»

³³ Idem.

³⁴ Virginia State Corporation Commission. 25 novembre 2025. « [Final Order, Application of Dominion Energy Virginia for Approval of Electric Tariff Revisions Related to Large General Service Customers](#) .»

³⁵ Virginia State Corporation Commission. n.d. « [Witness Direct Testimony Summary - Blackwell](#) »

³⁶ U.S. Energy Information Administration. 2026. « [Table 5.6.A. Average Retail Price of Electricity to Ultimate Customers by End-Use Sector](#) .» Chiffre en CAD.

tout transfert de coûts vers la clientèle actuelle. Le niveau de prix du tarif GS-5 est conforme aux coûts marginaux des nouvelles infrastructures nécessaires afin de pouvoir répondre à la demande de ce segment de clientèle.

Les mécanismes intégrés au tarif, notamment les minimums de facturation basés sur un pourcentage de la demande contractuelle, visent ainsi à couvrir et à dé-risquer les investissements requis pour répondre à cette nouvelle demande.

4.1.5. Clientèle existante

Le tarif GS-5 s'applique autant **aux nouveaux clients qu'aux clients existants répondant aux critères d'admissibilité**. Une période transitoire a toutefois été prévue entre l'approbation du tarif en 2025 et son application en 2027. Cette période ne constitue pas un mécanisme de rattrapage progressif pour la clientèle existante, mais plutôt un délai avant l'application uniforme. À compter du 1^{er} janvier 2027, les centres de données déjà en service et **répondant aux seuils requis seront automatiquement transférés vers la classe GS-5** et soumis aux nouvelles conditions tarifaires.

L'ordonnance finale ne prévoit **aucune clause de droits acquis**. Différents consommateurs et industriels avaient notamment soumis des propositions de modifications à cet effet lors des audiences publiques, mais celles-ci n'ont pas été transférées dans l'ordre final.³⁷

4.1.6. Conditions contractuelles

Un ensemble de conditions contractuelles encadrent l'application du tarif GS-5.

Le tarif impose des exigences minimales de consommation à travers des minimums de facturation. Chaque client GS-5 doit **payer au minimum 85 % de sa demande contractuelle pour les composantes de transport et de distribution**, ainsi que **60 % de sa demande contractuelle pour la composante de production**, même si sa consommation est en deçà de ces seuils sur une période de facturation.³⁸ Aucune obligation explicite d'effacement à la pointe n'est actuellement répertoriée. Toutefois, DEV a indiqué son intention de proposer ultérieurement un tarif interruptible expérimental (« *High Load Interruptible Load Tariff* »), bien qu'aucun cadre réglementaire formel n'ait encore été adopté à ce sujet.³⁹

Les contrats prévoient un engagement d'une **durée minimale de 14 ans**. Si un client souhaite réduire significativement sa demande contractuelle ou résilier le contrat avant terme, des pénalités de sortie s'appliquent, couvrant l'ensemble des charges marginales

³⁷ Le [PUR-2025-00058](#), déposé en août 2025, proposait notamment de réduire les seuils minimums pour le T&D et la génération, en plus d'ajouter une clause « grand-père » protégeant les clients qui ont déjà un contrat en date du 1^{er} janvier 2026.

³⁸ Virginia State Corporation Commission. 25 novembre 2025. « [SCC Issues Order on DEV Biennial Review Case](#) .»

³⁹ Eric Brooks et Justin Stevens. 14 juillet 2025. « [Adapting Utility Tariffs for Data Center Driven Load Growth](#) .» Utility Dive.

restantes jusqu'à la fin de la durée du contrat.⁴⁰ DEV autorise toutefois une réduction de capacité allant jusqu'à 20 % sans pénalité.⁴¹

Des exigences de garanties financières viennent compléter ce dispositif. Chaque nouveau client GS-5 doit fournir un dépôt de garantie équivalant à 1,5 million de dollars américains par MW de capacité contractée, sauf s'il répond à des critères stricts en matière de crédit et de liquidités, auquel cas une réduction est possible, pouvant atteindre jusqu'à 70 % de réduction.

Montée en puissance : Les contrats peuvent inclure une période de montée en charge de la capacité pouvant aller **jusqu'à quatre ans**, avec une **augmentation minimale de 20 %** par année. Cette flexibilité vise **uniquement les nouveaux clients** afin de faciliter le démarrage progressif des projets et ne s'appliquerait pas aux centres de données existants⁴².

⁴⁰ Virginia State Corporation Commission. 25 novembre 2025. « [Final Order, Application of Dominion Energy Virginia for Approval of Electric Tariff Revisions Related to Large General Service Customers](#) .»

⁴¹ Idem.

⁴² Virginia State Corporation Commission. 25 novembre 2025. « [Final Order, Application of Dominion Energy Virginia for Approval of Electric Tariff Revisions Related to Large General Service Customers](#) .»

4.2. Arizona - Tarif Extra High Load Factor (XHLF)

4.2.1. Contexte

La modification du tarif XHLF a été proposée pour répondre à la demande énergétique accrue liée aux consommateurs à *grande demande*, plus particulièrement les centres de données. Le tarif XHLF existe déjà, mais la proposition intégrée au plus récent dossier tarifaire vise à en modifier les conditions d'admissibilité afin de **diriger explicitement les centres de données vers ce tarif**, et d'isoler les autres classes de consommateur des impacts tarifaires des centres de données et d'autres grands consommateurs.

La nouvelle mouture du tarif XHLF inclut également une clause permettant **au service public d'offrir un taux discrétionnaire** à un client faisant une demande de charge nécessitant des ressources qui n'apparaissent pas au plan intégré des ressources, ou qui requiert de la production sur site.

Tableau 3 Contexte de l'Arizona

Élément	Réponse
Entité qui appliquera le tarif présenté dans cette étude de cas	Arizona Public Service (APS)
Structure de marché	L'Arizona est un marché réglementé qui compte 15 utilités réglementées ⁴³ . Les compagnies sont intégrées verticalement et ont des monopoles territoriaux.
Intensité carbone du réseau électrique (g CO2/kWh)	288 ⁴⁴
Centres de données existants dans l'État	164 centres de données existants ⁴⁵ , totalisant près de 1 215 MW ⁴⁶ .
Centres de données prévus dans l'État	149 centres de données annoncés ou en construction ⁴⁷ , avec plus de 2 081 MW attendus d'ici 2028. APS est activement en discussion avec différents groupes pour d'autres projets de centres de données représentant jusqu'à 16 908 MW supplémentaires de charges potentielles. ⁴⁸

⁴³ Arizona Corporation Commission. 2024. « [Regulated Electric Utilities List](#). »

⁴⁴ U.S. Energy Information Administration, Form EIA-860, 'Annual Electric Generator Report'; and calculations made by the Office of Electricity, Renewables, and Uranium Statistics.

⁴⁵ American Edge Project. 2025. « [America's AI Surge: Powering Growth in Every State](#) »

⁴⁶ Arizona Corporation Commission. 2025. « [DOCKET no. E-01345A-25-0105](#) ». P. 220.

⁴⁷ American Edge Project. 2025. « [America's AI Surge: Powering Growth in Every State](#) »

⁴⁸ Arizona Corporation Commission. 2025. « [DOCKET no. E-01345A-25-0105](#) ». P. 220.

4.2.2. Application du tarif : statut et segments visés

La modification du tarif n'est **pas encore approuvée**. La compagnie a déposé son dossier tarifaire en juin 2025 auprès de l'Arizona Corporation Commission (ACC).⁴⁹ Le dossier demeure ouvert, avec des audiences prévues jusqu'en juin 2026.⁵⁰

Le tarif proposé s'applique aux clients du segment Grande puissance industrielle qui ont une demande mensuelle supérieure à 5 MW à une seule localisation, et inclut explicitement les centres de données. Les modifications prévoient notamment que les nouveaux centres de données soient obligatoirement assujettis au tarif XHLF, alors que le **tarif XHLF est présentement optionnel**. Les centres de données peuvent présentement être assujettis au tarif Extra Large General Service, pour les clients qui ont une demande mensuelle supérieure à 3MW.

L'objectif de la modification proposée est d'assurer une allocation équitable des coûts, en s'assurant que les classes de clients qui ne contribuent pas directement aux coûts associés à la croissance rapide et concentrée de la charge ne les supportent pas indûment.

4.2.3. Structure du tarif

La structure du tarif XHLF telle que présentée à l'ACC en juin 2025 est détaillée au Tableau 4.

Tableau 4 Structure du tarif XHLF tel que modifié (en USD)⁵¹

	Tension secondaire (600v et moins)	Tension primaire (601v à 69kV)	Tension de transport (69kV et plus)
Frais de service de base (\$/jour)	7,470	11,612	56,701
Frais de puissance (\$/kW)	33,570	31,263	24,914
Frais d'énergie (\$/kWh)	0,05389	0,05389	0,05389

- Les composantes des frais de service de base comprennent : la gestion des comptes clients, le relevé des compteurs et la facturation.
- Les frais de mesurage varient selon le type de compteur : compteur à mesure indirecte (*instrument-rated*), compteur primaire ou compteur de transport (lorsque les services sont dégroupés, les frais diffèrent).
- La charge de demande comprend : les frais de transport et la capacité de production.
- La livraison peut se faire en service secondaire, en service primaire ou en service de transport (les frais par kW varient selon le niveau de service).
- Les composantes de la charge d'énergie comprennent : la production (combustible) à 0,04948 \$ et les bénéfices système à 0,00441 \$.

⁴⁹ Arizona Corporation Commission. 2025. « [DOCKET no. E-01345A-25-0105](#) ». P. 458.

⁵⁰ Arizona Public Service Company (APS). 2025. « [Case Document for Docket E-01345A-25-0105](#). »

⁵¹ Arizona Corporation Commission. 2025. « [DOCKET no. E-01345A-25-0105](#) ». P. 458.

Les clients ayant une demande mensuelle de 15,000 kW ou plus peuvent choisir de recevoir leur service au niveau du transport, en fournissant une contribution d'aide à la construction. Le client doit avoir un contrat d'entretien et partager le coût de remplacement des infrastructures. La contribution d'aide à la construction peut être financée par le service public au coût moyen pondéré du capital établi dans la cause tarifaire la plus récente, avec une durée maximale de 10 ans.

4.2.4. Base de prix volumétrique

Bien que le tarif XHLF existe déjà, la proposition intégrée au plus récent dossier tarifaire vise à en modifier les conditions d'admissibilité afin de contraindre explicitement les centres de données vers ce tarif, dans le but d'isoler les autres catégories de clients de l'impact financier associé à la croissance rapide et concentrée des centres de données.⁵²

La proposition de modification du tarif inclut également une nouvelle clause permettant à APS d'offrir un taux discrétionnaire à un client qui sollicite l'ajout d'une nouvelle charge lorsque celle-ci (a) nécessite le développement de nouvelles ressources non prévues au plan intégré de ressources, ou (b) vise le développement de capacité de service sur site. Dans ce cadre, le client s'engagerait sur une quantité fixe d'énergie pour une durée déterminée, à un prix établi au moment de la conclusion du contrat.

L'APS justifie l'application d'un tarif distinct par une approche fondée sur les coûts marginaux de production et sur une analyse du coût du service. Le niveau de prix intègre les coûts de fourniture associés à de nouveaux contrats d'approvisionnement nécessaires pour répondre à la croissance de la demande.

Des modifications méthodologiques au tarif sont également proposées pour retirer la possibilité de remplacer certaines charges par un proxy de marché, qui ne reflèterait pas aussi fidèlement les coûts associés à la croissance de la demande.

4.2.5. Clientèle existante

Dans le cadre du nouveau tarif, l'impact sur les clients CDD existants dépend de deux facteurs :

1. Le moment où ils ont pris service, et
2. Le tarif sous lequel ils sont actuellement desservis.

Si la proposition est approuvée, les nouvelles modalités s'appliqueraient à **l'ensemble des consommateurs assujettis au tarif XHLF**, ainsi **qu'à tous les nouveaux centres de données ayant pris service à compter du 1^{er} janvier 2024**.⁵³

Autrement dit, un client ne sera pas automatiquement visé par les nouvelles règles si celui-ci était déjà en service avant 2024 et n'était pas desservi sous le tarif XHLF.

⁵² Arizona Corporation Commission. 2025. « [DOCKET no. E-01345A-25-0105](#) ». P. 493.

⁵³ Arizona Corporation Commission. 2025. « [DOCKET no. E-01345A-25-0105](#) ». P. 456.

4.2.6. Conditions contractuelles

Différentes conditions contractuelles sont prévues au tarif XHLF existant. Le contrat de service prévoit des exigences minimales de service, incluant un niveau de facturation minimal.

Des contraintes techniques liées aux facteurs d'utilisation sont également imposées : l'équilibrage des phases ne doit pas dévier de plus de 10 %, les services raccordés à des tensions inférieures à 69 kV doivent maintenir un facteur de puissance d'au moins 90 % en retard (*lagging*), tandis que les services à des tensions supérieures à 69 kV doivent maintenir un facteur de puissance d'environ ± 95 %.

Effacement volontaire à la pointe : Le tarif XHLF permettrait l'obtention d'un crédit en dollars par kW si le client offre à APS la capacité de réduire de façon fiable leur charge, notamment au moyen de microréseaux, de batteries, de programmes de réponse à la demande ou d'un contrôle suffisamment flexible de leur consommation. Le crédit est établi au moyen d'une analyse de planification des ressources et précisé dans les conditions de services.⁵⁴

⁵⁴ Arizona Corporation Commission. 2025. « [DOCKET no. E-01345A-25-0105](#) ». P. 460.

4.3. Oregon - Schedule 401

4.3.1. Contexte

Pour répondre à l'afflux important de projets de centres de données et d'installations de centre de cryptomonnaie se développant en Oregon, le *House Bill 3546* (« HB 3546 » ou le « POWER Act ») a été introduit à la Chambre des représentants de l'Oregon. Le POWER Act a été adopté en juin 2025 par le gouverneur.⁵⁵

HB 3546 mandate les entreprises de services publics de l'Oregon à créer un nouveau tarif visant les grands consommateurs industriels (consommation mensuelle supérieure à 20 MW), afin de s'assurer qu'ils assument leur juste part des coûts d'électricité et des coûts associés au réseau.⁵⁶ Le *Schedule 401* est un nouveau tarif proposé par Pacific Power pour répondre aux exigences du HB 3546.

Tableau 5 Contexte de l'Oregon

Élément	Réponse
Entité qui appliquera le tarif présenté dans cette étude de cas	Pacific Power (filiale de PacifiCorp)
Structure de marché	Marché réglementé Les tarifs doivent être approuvés par le Public Utility Commission of Oregon (PUCO)
Intensité carbone du réseau électrique (g CO2/kWh)	160 ⁵⁷
Centres de données existants dans l'État	137 ⁵⁸
Centres de données prévus dans l'État	14 ⁵⁹

4.3.2. Application du tarif : statut et segments visés

Le HB 3546 a été **adopté** en 2025 ; cette adoption implique donc que des changements devront être mis en place par les compagnies de services publics d'Oregon dans les prochaines années.

Pacific Power a proposé la grille tarifaire 401 pour répondre au POWER Act, qui, initialement, avait une date d'entrée en vigueur prévue au 1^{er} janvier 2026. Cependant, **le tarif 401 n'est pas encore approuvé**, le processus réglementaire demeure en cours, marqué par plusieurs

⁵⁵ Oregon Legislative Assembly. 2025. « [House Bill 3546 \(2025 Regular Session\)](#). »

⁵⁶ Oregon Legislative Assembly. 2025. « [House Bill 3546](#). »

⁵⁷ U.S. Energy Information Administration, Form EIA-860, 'Annual Electric Generator Report'; and calculations made by the Office of Electricity, Renewables, and Uranium Statistics.

⁵⁸ American Edge Project. 2025. « [America's AI Surge: Powering Growth in Every State](#). »

⁵⁹ Idem.

requêtes procédurales et des échanges soutenus entre différentes parties prenantes. Par l'ordonnance 25-516, la PUCO a suspendu l'examen du dépôt tarifaire pour une période pouvant aller jusqu'à dix mois.

Le *Schedule 401* est un tarif qui viserait explicitement les Grandes puissances industrielles. Il s'appliquerait aux installations utilisant plus de 20 MW de puissance et dont l'activité principale correspond aux services définis par le code 518210 du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN 2022), soit les « fournisseurs d'infrastructures informatiques, traitement de données, hébergement de données et services connexes »^{60,61}. Il s'agit donc d'un tarif ciblant explicitement les centres de données, sans distinction entre les différents types d'usages (intelligence artificielle, services infonuagiques ou autres technologies émergentes).

4.3.3. Structure du tarif

En date de janvier 2026, la structure tarifaire du *Schedule 401* demeure indéterminée. Le tarif **ne prévoit pas de grille tarifaire standardisée**, ce qui constitue d'ailleurs l'un des principaux motifs des contestations et des requêtes déposées contre Pacific Power dans le cadre du dossier réglementaire. Plutôt que d'établir un tarif public, Pacific Power propose de s'appuyer sur **des ententes contractuelles individuelles** (« Large Energy Use Facility Agreements »). Ces contrats préciseront, au cas par cas, les charges applicables et les différentes modalités financières. Chaque entente devra être soumise séparément à la PUCO pour approbation.

4.3.4. Base de prix volumétrique

Selon la commission des services publics municipaux (« citizens' utility board ») de l'Oregon, actuellement, la clientèle industrielle grande puissance paierait environ 0,08 USD/kWh, alors que les clients résidentiels en paieraient 0,20 USD/kWh. La mise en place des exigences du HB 3546 servirait à **rebalancer l'allocation des coûts pour réduire, voire éliminer, l'impact sur les clients réguliers**.⁶²

Selon Pacific Power, l'ajout de charges comprises entre 20 MW et 1 GW nécessite des investissements importants en production, en transport et en distribution, et donc, plutôt que de s'appuyer sur des coûts moyens historiques, l'approche vise à **assigner directement aux clients concernés les coûts marginaux** et spécifiques qu'ils génèrent, que ce soit par des ajustements volumétriques liés à l'énergie, par des composantes associées à la demande ou par le financement d'infrastructures dédiées.

⁶⁰ Oregon Legislative Assembly. 2025. « [House Bill 3546](#). »

⁶¹ Statistique Canada. 2024. « [Fournisseurs d'infrastructures informatiques, traitement de données, hébergement de données et services connexes : Système de classification des industries de l'Amérique du Nord \(SCIAN\)](#). »

⁶² Oregon Public Broadcasting. 2025. « [Oregon Data Centers and Cryptocurrency Operations Are Reshaping the State's Power Grid](#). »

4.3.5. Clientèle existante

Dans le cadre du *Schedule 401*, le nouveau tarif **s'applique directement à toute nouvelle clientèle visée**. Le traitement de la clientèle existante demeure toutefois indéterminé. Pacific Power prévoit préciser les implications du HB 3546 pour les clients déjà en service dans le cadre de son prochain dossier tarifaire. Pacific Power considère un client existant comme étant celui qui a établi un contrat avant le 16 juin 2025 et qui n'aura pas besoin d'« investissements significatifs » de la part de Pacific Power après le 16 juin 2025.⁶³

4.3.6. Conditions contractuelles

La tarification pour la consommation énergétique est encadrée au moyen de conditions contractuelles spécifiques intégrées à leur *Large Energy Use Facility Agreement*. Ces contrats doivent prévoir une durée minimale obligatoire de dix ans, confirmant la volonté de Pacific Power de gérer les risques associés à des investissements lourds et sur une période de plus long terme.

Les contrats devront également imposer des montants de facturations minimaux (« take-or-pay » partiel), et des pénalités pour une demande dépassant le seuil convenu au contrat pourraient également s'appliquer. Les contrats pourront également exiger que **le client avance l'ensemble des coûts nécessaires aux mises à niveau du réseau**, aux investissements en transport, aux installations de production et aux systèmes de stockage d'énergie requis pour desservir la charge.

⁶³ Pacific Power ne présente pas de détails quant à ce que représente un « investissement significatif » dans leur *Schedule 401*.

4.4. New York - Rider A - Rates and Charges for High Density Load Services

4.4.1. Contexte

En 2018, le *New York Municipal Power Agency* (« NYMPA ») a vu une croissance du nombre de clients grande puissance, particulièrement attirés par les réseaux municipaux en raison de leurs tarifs historiquement bas, rendus possibles grâce à l'accès à de l'hydroélectricité subventionnée.

L'arrivée de ces clients pose des enjeux importants pour l'ensemble des parties prenantes des réseaux municipaux : **lorsque la demande dépasse les volumes d'allocations d'hydroélectricité à faibles coûts, les réseaux municipaux doivent s'approvisionner sur le marché ouvert**, à des coûts plus élevés. Cet approvisionnement se traduit par une augmentation des coûts supportés par l'ensemble des abonnés, par l'entremise des clauses d'ajustement du coût d'approvisionnement (*Power Purchase Adjustment Charge* ou « PPAC »).⁶⁴

Dans ce contexte, NYMPA propose de desservir les clients à forte charge sous un cadre tarifaire distinct, *Rider A*, afin de refléter les coûts spécifiques qu'ils imposent au réseau.

Par ailleurs, en février 2026, un projet de loi a été proposé par des membres du Sénat de l'État de New York, visant un moratoire sur l'octroi de permis pour la construction et l'exploitation de nouveaux centres de données afin de donner aux autorités le temps de mener des études complètes sur les impacts environnementaux, énergétiques et tarifaires de ces projets. Si adoptée, cette mesure pourrait modifier les perspectives de croissance de la demande électrique associée à ces charges. En date de la publication de ce rapport, il est néanmoins difficile d'évaluer la probabilité d'adoption de ce projet de loi.

Tableau 6 Contexte de New York

Élément	Réponse
Entité qui appliquera le tarif présenté dans cette étude de cas	NYMPA Agence d'action conjointe regroupant 35 membres municipaux de l'État de New York. Les compagnies municipales appliquent le Rider A à leurs clients.
Structure de marché	Marché déréglementé. Opéré par le NYISO
Intensité carbone du réseau électrique (g CO ₂ /kWh)	244 ⁶⁵

⁶⁴ New York State Department of Public Service. 2018. « [Case 18-E-0126](#). »

⁶⁵ U.S. Energy Information Administration, Form EIA-860, 'Annual Electric Generator Report'; and calculations made by the Office of Electricity, Renewables, and Uranium Statistics.

Centres de données existants dans l'État	142 ⁶⁶
Centres de données prévus dans l'État	2 ⁶⁷

4.4.2. Application du tarif : statut et segments visés

Le *Rider A* a été **approuvé en 2018** par la NYMPA ainsi que par le New York State Public Service Department. Il s'applique à l'ensemble des membres du NYMPA pour les clients industriels ayant une consommation électrique concentrée, visant donc implicitement les centres de données et les activités de cryptomonnaie. Ce tarif s'applique aux clients ayant une **consommation supérieure à 0,3 MW**. L'ajustement tarifaire introduit **une dimension physique** (seuil de densité énergétique supérieur à 250 kWh/p²/an) permettant de capter les activités informatiques intensives (évitant d'assujettir les grandes industries plus traditionnelles qui consomment beaucoup d'énergie sans la même concentration spatiale).^{68,69}

Pour avoir accès au service, le client doit soumettre une demande à la compagnie de service. Ensuite, la compagnie de service doit compléter (ou demander au client de compléter) une analyse de faisabilité pour évaluer si la charge requise par le client peut être accommodée par la compagnie. Cette étude de faisabilité conclura les mises à niveau nécessaires, si nécessaire, par la compagnie de service.⁷⁰

4.4.3. Structure du tarif

La structure repose sur une combinaison entre les tarifs réguliers applicables aux clients et un mécanisme additionnel visant à récupérer les coûts spécifiques associés aux charges à haute densité énergétique. Les clients assujettis à cet ajustement continuent de payer les frais et charges correspondant à leur classification de service habituelle (le tarif de base peut donc varier d'un distributeur municipal à l'autre), à l'exception de l'ajustement PPAC.^{71,72}

Au lieu du PPAC standard, les clients paient un ajustement spécifique, le *HDL Purchased Power Adjustment* (« HDL PPA »). L'HDL PPA correspond à un ajustement exprimé en ¢/kWh,

⁶⁶ American Edge Project. 2025. « [America's AI Surge: Powering Growth in Every State](#) .»

⁶⁷ Idem.

⁶⁸ New York State Department of Public Service. 2018. « [Order and Related Filings in Case 18-E-0126](#) ».

⁶⁹ [EnergyStar](#) estime une consommation d'environ 587 kWh/p² pour des équipements de centres de données. Aucun détail sur la méthodologie ou les processus de vérification n'a été répertorié dans les documents liés à cet ajustement. À noter que le processus d'application pour cet ajustement tarifaire requiert une analyse de faisabilité, qui pourrait informer sur la dimension physique ou la densité énergétique du projet.

⁷⁰ New York State Department of Public Service. 2018. « [Order and Related Filings in Case 18-E-0126](#) ».

⁷¹ New York State Department of Public Service. 2018. « [Case 18-E-0126](#). » *Order Approving Tariff Amendments With Modifications*.

⁷² New York State Department of Public Service. 2018. « [Case 18-E-0126](#). » *Rider A Notice Mailed to Customers*.

calculé à partir des coûts mensuels réels d'énergie et de demande encourus par la municipalité pour la charge servie aux clients haute puissance.⁷³

Le niveau de l'HDL PPA est établi et publié dans un *HDL PPA Rate Statement*, qui doit être déposé auprès de la Commission au moins trois jours ouvrables avant son entrée en vigueur.⁷⁴

4.4.4. Base de prix volumétrique

Le *Rider A* vise explicitement à recouvrer **les coûts marginaux d'approvisionnement en électricité** engagés par le service public pour desservir les clients à forte charge sous cet ajustement tarifaire. NYMPA considère que ces clients imposent des coûts uniques et significatifs au système électrique municipal, sans fournir de bénéfices correspondants pour la communauté locale.⁷⁵

Ces coûts sont transférés directement aux clients concernés à travers le HDL PPA. À cela s'ajoutent des exigences de garanties financières et, le cas échéant, des contributions aux infrastructures nécessaires pour desservir ces charges, afin de limiter le risque que des investissements financés par les services publics ne puissent être récupérés (voir section **4.1.6 Conditions contractuelles**).⁷⁶

« *Because NYMPA members are winter peaking, summer supply is typically made up of almost entirely low-cost hydroelectric energy. In the winter, under Rider A, an HDL customer could be supplied entirely by supplemental power, which can increase costs significantly. As a result, a winter bill might be double or triple a summer bill for the same level of usage.* »⁷⁷

La hausse marquée des coûts en période hivernale s'explique par le fait que l'approvisionnement à faible coût ne suffit pas à couvrir la demande lors des pointes. NYMPA a donc recours à des achats d'électricité additionnels sur les marchés, généralement plus coûteux. Les clients participants au *Rider A* sont donc facturés au taux HDL PPA pour recouvrer les coûts marginaux liés à l'achat d'énergie engagés par le service public **pour desservir les clients HDL**. La portion du HDL PPA correspond à la portion de consommation qui nécessite des approvisionnements additionnels au-delà des ressources de base disponibles, et non à l'ensemble de la consommation du client.

4.4.5. Clientèle existante

L'ajustement tarifaire s'applique **à la fois aux nouveaux clients et aux clients existants**. Lors de son adoption, la Commission a explicitement exigé que chaque distributeur municipal procède à l'identification des clients répondant aux critères spécifiques et les notifie individuellement de leur assujettissement.⁷⁸

⁷³ New York State Department of Public Service. 2018. « [Order and Related Filings in Case 18-E-0126](#) ».

⁷⁴ Idem.

⁷⁵ New York State Department of Public Service. 2018. « [Case 18-E-0126](#). » *Order Approving Tariff Amendments With Modifications*.

⁷⁶ New York State Department of Public Service. 2018. « [Order and Related Filings in Case 18-E-0126](#) ».

⁷⁷ New York State Department of Public Service. 2018. « [Case 18-E-0126](#). » *Petition for Waiver*.

⁷⁸ New York State Department of Public Service. 2018. « [Case 18-E-0126](#). » *Rider A Notice Mailed to Customers*.

L'application de l'ajustement tarifaire a été immédiate pour les clients concernés, sous réserve des délais de préavis et des ajustements techniques nécessaires à la mise en œuvre.

4.4.6. Conditions contractuelles

Différentes conditions contractuelles sont mises de l'avant par le *Rider A* pour encadrer l'exploitation de ce segment de clientèle.

Les clients demandant le service sous ce tarif doivent :

- Assumer les coûts liés à **l'étude de faisabilité**.
- Assumer l'intégralité des coûts de construction de **toute infrastructure nécessaire** (« facilities ») **pour desservir le service demandé**. Ces montants doivent être versés avant le début des travaux.

Un mécanisme de remboursement pour le coût des nouvelles infrastructures est prévu.

« At the end of each full year of service, for the first ten years, the customer will receive a refund equal to the lesser of the annual non-supply related revenues from the customer, or one-tenth of the cost contribution paid by the customer under this paragraph. »⁷⁹

- Fournir **une garantie financière** sous forme de dépôt en espèces ou de lettre de crédit irrévocable acceptable pour le service public.⁸⁰

⁷⁹ New York State Department of Public Service. 2018. « [Order and Related Filings in Case 18-E-0126](#) ».

⁸⁰ New York State Department of Public Service. 2018. « [Case 18-E-0126](#). » *Rider A Notice Mailed to Customers*.

4.5. Nevada - Tarif Clean Transition

4.5.1. Contexte

Le *Clean Transition Tariff* (« CTT ») de NV Energy constitue un mécanisme tarifaire permettant à de très grands clients de soutenir directement le développement de nouvelles ressources d'énergie propre, tout en demeurant intégrés au réseau de l'entreprise de services publics. Contrairement à un contrat d'achat d'électricité classique (*Power Purchase Agreement*, « PPA »), le CTT permet au client d'acheter de l'électricité propre par l'entremise de NV Energy, qui demeure responsable de la planification, de l'approvisionnement et de l'exploitation des ressources.

Ce modèle tarifaire a été conçu avec le support de Google, qui justifie le développement de ce modèle par le besoin de **créer de la capacité d'énergie propre et ferme**. Le CTT vient soutenir l'objectif du *24/7 carbon-free energy* de Google, visant à opérer l'entièreté de leurs installations avec de l'énergie zéro-carbone d'ici 2030.⁸¹

Dans le cas de cet exemple-ci, Google et NV Energy ont développé un partenariat avec le développeur Fervo Energy pour inclure 115 MW de nouvelle énergie provenant de la géothermie améliorée.⁸²

Tableau 7 Contexte du Nevada

Élément	Réponse
Entité qui appliquera le tarif présenté dans cette étude de cas	Régulateur (PUCN) NV Energy
Structure de marché	Distributeurs intégrés verticalement. Le marché consiste de Sierra Pacific Power Company et Nevada Power Company, qui exercent tous deux leurs activités en tant que NV Energy.
Intensité carbone du réseau électrique (g CO2/kWh)	287 ⁸³
Centres de données existants dans l'État	61 ⁸⁴
Centres de données prévus dans l'État	80 ⁸⁵ « Douze projets regroupés de centres de données sollicitent une capacité totale de 5 900 MW d'ici 2033 » ⁸⁶

⁸¹ Google LLC. 2024. « [How We're Working With Utilities to Create a New Model for Clean Energy.](#) »

⁸² Idem.

⁸³ U.S. Energy Information Administration, Form EIA-860, 'Annual Electric Generator Report'; and calculations made by the Office of Electricity, Renewables, and Uranium Statistics.

⁸⁴ American Edge Project. 2025. « [America's AI Surge: Powering Growth in Every State.](#) »

⁸⁵ Idem.

⁸⁶ NV Energy. 2024. « [Integrated Resource Plan, Volume 5.](#) »

4.5.2. Application du tarif : statut et segments visés

Le CTT a été **approuvé** par la PUCN le 11 mars 2025. Bien que cette approbation établisse le cadre réglementaire du tarif, celui-ci n'est **pas encore pleinement opérationnel**. Certaines conditions doivent encore être remplies avant que des clients puissent effectivement prendre service sous le CTT⁸⁷ :

1. Dépôt formel des révisions tarifaires (*soumises par NV Energy en juin 2025*)⁸⁸
2. Intégration du modèle de base du CTT dans un Plan de ressource intégrée (« IRP »), ou dans un amendement à un IRP (*première version déposée en octobre 2025, mais pas de modèle clair du CTT inclus*).⁸⁹

Le tarif s'applique à l'ensemble des consommateurs non résidentiels qui démontrent une demande horaire moyenne d'au moins 5 MW, calculée sur une moyenne glissante de douze mois consécutifs.⁹⁰ Les entités gouvernementales peuvent agréger plusieurs usages lorsque ceux-ci relèvent d'un même contrôle et d'un budget commun. Les autres clients peuvent également recourir à l'agrégation, sous réserve d'une approbation au cas par cas par la Commission, et à condition que chaque installation concernée présente une demande moyenne minimale de 1 MW. Le CTT ne vise donc pas exclusivement les centres de données, mais cible les très grands consommateurs.

L'application du tarif repose également sur un cadre contractuel strict. Chaque accord d'approvisionnement en énergie (*Energy Supply Agreement*, « ESA ») conclu dans le cadre du CTT doit être soumis à l'approbation de la Commission et doit **inclure une nouvelle ressource d'approvisionnement renouvelable**⁹¹ qui n'a pas été approuvée auparavant.

4.5.3. Structure du tarif

La structure du CTT repose sur un **mécanisme d'addition et de crédit** qui s'ajoute au tarif de base du client. Le client demeure assujéti au tarif standard qui lui serait autrement applicable, mais à ce tarif de base s'ajoute un crédit équivalent aux coûts de capacité et d'énergie que NV Energy aurait autrement engagés pour servir ce client.

À ce tarif crédité s'ajoute une charge spécifique correspondant à l'énergie et à la capacité fournies dans le cadre du ESA. Le niveau de cette charge est défini dans l'ESA, soumis individuellement à l'approbation de la Commission, et **reflète les coûts des nouvelles ressources propres développées** pour le client dans le cadre du CTT. Aucun tarif

⁸⁷Public Utilities Commission of Nevada, Docket No. 24-05022 and Docket No. 24-05023, [Order](#), March 2025.

⁸⁸NV Energy, Docket No. 24-05022, [Revised tariffs filing](#), June 2025.

⁸⁹ NV Energy, Docket No. 25-10028, [Application for First Amendment to the 2024 Joint Integrated Resource Plan](#), October 2025.

⁹⁰ NV Energy, Docket No. 24-05022, [Application to implement Clean Transition Tariff Schedule No. CTT](#), June 2025.

⁹¹ Selon la définition réglementaire [NRS 704.7715](#) de la réglementation des services publics, les énergies renouvelables incluent la biomasse, la géothermie, l'énergie solaire, l'hydroélectricité, et l'énergie éolienne. La réglementation exclut explicitement les sources suivantes : nucléaire, charbon, gas naturel, propane, huile de chauffage et tous autres combustibles fossiles.

standardisé n'est publiquement disponible; les composantes dépendent directement des modalités propres à chaque ESA approuvé.

Les crédits d'énergie renouvelables associés peuvent être soit retirés par le service public, ou transférés au client, qui peut par la suite les utiliser. L'incidence de ce choix sur le tarif n'est toutefois pas explicitée dans la proposition ni dans le tarif tel qu'approuvé; les modalités précises relèveront manifestement de la négociation propre à chaque ESA.

4.5.4. Base de prix volumétrique

Comme le CTT est associé au développement de nouvelles installations de production spécifique, le mécanisme tarifaire repose sur une logique de **coût marginal de production**. Le tarif est négocié entre le client et le producteur de la ressource, puis formalisé dans un ESA qui doit être soumis à l'approbation de la Commission.

La Commission **évalue si l'ESA est dans l'intérêt public**, en vérifiant que les clients non participants ne subissent pas de hausse de coûts ou de perte de bénéfices par la réduction de coût du service, que l'accord couvre l'ensemble des coûts d'approvisionnement ainsi que les composantes de transport et de distribution, qu'il ne compromet pas la fiabilité du système et qu'il prévoit une durée contractuelle alignée sur la vie utile des installations, incluant des dispositions claires en cas de résiliation anticipée.

4.5.5. Clientèle existante

Puisque le tarif doit être explicitement demandé et nécessite des démarches de négociation avec un fournisseur tierce, le tarif CTT ne s'applique pas à la clientèle existante.

4.5.6. Conditions contractuelles

Les conditions contractuelles spécifiques du tarif CTT sont principalement incluses dans les modalités du ESA. L'ESA doit notamment démontrer que l'entente ne compromet pas la fiabilité du système ni la capacité de l'entreprise de services publics à desservir ses autres clients. Il n'y a pas d'obligation explicite d'effacement à la pointe prévue par le tarif, mais il demeure possible que des mesures de flexibilité soient proposées au cas par cas comme élément de démonstration de non-impact sur la fiabilité.

Le cadre impose toutefois des engagements de durée obligatoire et des pénalités de sortie. Le contrat doit être d'une durée équivalente à la durée de vie utile des installations, ou l'ESA doit le justifier dans le cas contraire.

4.5.7. Autres informations d'intérêt

Attrait du Nevada pour les centres de données. Le Nevada attire les centres de données pour certaines raisons particulières, incluant la proximité du nord du Nevada avec les grands axes de fibre optique longue distance le long de l'Interstate 80, combinée avec sa proximité géographique avec la Silicon Valley, ce qui permet une transmission de données très rapides vers la région de la baie de San Francisco (environ 3 millisecondes)⁹². Le nord du Nevada

⁹² NV Energy. 2024. « [Integrated Resource Plan, Volume 5](#) »

offre aussi des conditions propices, avec des prix fonciers abordables et l'absence d'impôt sur le revenu des sociétés.⁹³

Interaction avec la norme de portefeuille en énergies renouvelables. La condition du tarif qui dicte que les crédits d'énergie renouvelable peuvent être *soit pris par le service public ou transféré au client* est importante, car elle permet l'exemption de l'énergie additionnelle au dénominateur du total d'énergie vendue par un fournisseur qui sert à calculer les standards d'énergie renouvelable au portfolio.⁹⁴

⁹³ Idem.

⁹⁴ Nevada Legislature. 2024. « [Nevada Revised Statutes § 704.7821](#) ».

4.6. Texas - Tarif Schedule No. 33A & 33B - Economic Development Service Rate

El Paso Electric dans le contexte plus large du Texas

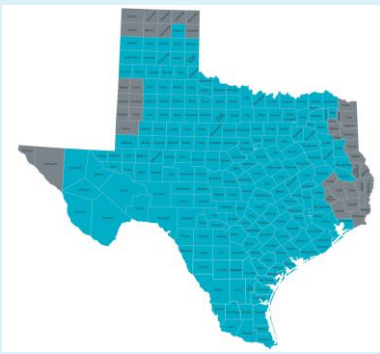


Figure 7: Texas Counties desservit par l'ERCOT

Nous présentons dans cette section le cas d'El Paso Electric, car il constitue un exemple atypique de tarif ciblant les centres de données, sujet au cœur de ce mandat. El Paso Electric opère dans deux des 40 *counties* qui ne sont pas couverts par l'ERCOT, le marché compétitif du Texas.

Il est toutefois intéressant de mentionner le contexte plus large du reste du Texas, où l'approche en cours d'adoption repose moins sur des tarifs - les prix étant déterminés par le marché -- que sur les règles d'accès au réseau et la répartition des coûts.

Historiquement, le marché déréglementé du Texas imposait peu de barrières aux promoteurs de centres de données : les grands consommateurs pouvaient se raccorder au réseau et acheter de l'électricité librement. Mais après les récentes crises du réseau, même le Texas remet en question sa position « non interventionniste »

Le Sénat du Texas a passé la loi 6⁹⁵ en juin 2025, qui amende la *Public Utility Regulatory Act* et donne des instructions au régulateur et à l'ERCOT (ISO) de modifier les règlements portant sur les *Large load*, afin d'encadrer la planification, l'interconnexion, la connexion accélérée de certaines charges, la fourniture de services de transport, la colocalisation avec des installations de génération et les services de gestion de la demande spécifique.

La loi stipule entre autres que toutes les compagnies servant des clients à voltage de transport doivent établir des protocoles et installer des équipements qui permettent le délestage de charges, 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.

L'ERCOT est en modifications profondes de ses standards d'opérations pour faire face aux implications de l'augmentation prévue des *large loads*, alors qu'elle prévoit une croissance de 51 à 114 GW⁹⁶ d'ici à 2030, ce qui représente une augmentation considérable relativement à sa pointe maximale de 86 GW atteinte en 2024.

⁹⁵ Texas House Research Organization. 2025. « [Bill Analysis: Senate Bill 6 \(89th Legislature, Regular Session\)](#). »

⁹⁶ Electric Reliability Council of Texas (ERCOT). 2025. « [Long-Term Load Forecast Update 2025-2031 and Methodology Changes](#) »

4.6.1. Contexte

En 2024, Meta, à travers Wurldwide LLC, acquiert un terrain à El Paso, au Texas. La ville d'El Paso, qui n'est traditionnellement pas aussi populaire avec les développeurs de centres de données que plusieurs autres villes du Texas, approuvent des incitatifs fonciers pour un projet de développement de campus local de Meta.

Toujours en 2024, la compagnie de service public El Paso Electric (EPE) Company soumet un ensemble de deux nouveaux *tarifs de développement économique*⁹⁷ au régulateur (Public Utility Commission of Texas), spécifiquement pour servir le centre de données Wurldwide. Les deux tarifs sont proposés pour refléter les différences significatives en opération et coût de fourniture entre le tarif 'Large Power' déjà existant et le projet Wurldwide, présenté initialement comme un projet de 100 MW avec un facteur de charge au-delà de 90%. Les deux tarifs sont prévus uniquement pour couvrir la montée en charge initiale du centre de données. L'entente est limitée à 5 ans, délai après lequel EPE s'engage à soumettre une autre classe tarifaire au régulateur, basée sur un an de données réelles d'opération du centre de données à pleine capacité. Dans la cause tarifaire, EPE souligne que leur compréhension est que Wurldwide entend participer au *Green Energy Plus Tariff*, qui permet au client de couvrir une partie de sa demande par des sources renouvelables en couvrant tous les coûts associés à sa fourniture.

Dans une requête subséquente en fin 2025⁹⁸, EPE requiert l'approbation du régulateur pour la construction, la propriété et l'opération d'une nouvelle centrale au gaz naturel de 366 MW (McCloud Generation), qui servirait initialement un seul client : le centre de données Wurldwide, en citant des besoins de charge en augmentation substantielle, prévu à une pointe de 440 MW en 2027 et des besoins potentiels pouvant aller jusqu'à 1 GW en 2029. La cause est toujours en cours.

Tableau 8 Contexte du Texas

Élément	Réponse
Entité qui appliquera le tarif présenté dans cette étude de cas	El Paso Electric Company (approximately 465,000 customers in a 10k mile area including New Mexico and Texas) ⁹⁹ Non-ERCOT
Structure de marché	Hybride - Le Texas a un ISO (Independent System Operator), l'ERCOT qui gère l'électricité pour 214 des 254 counties, permettant un marché compétitif pour <i>wholesale</i> et <i>retail</i> . Le marché sous ERCOT n'est pas soumis à la juridiction de la FERC, mais est soumis à la juridiction de Public Utility Commission of Texas.

⁹⁷ Public Utility Commission of Texas. 2024. « [Project No. 56903 Filing](#) »

⁹⁸ Idem.

⁹⁹ El Paso Electric Company. n.d. « [About El Paso Electric](#). »

	Les services publics hors ERCOT sont intégrés verticalement et réglementés par la Public Utility Commission of Texas. El Paso Electric en fait partie. ¹⁰⁰
Intensité carbone du réseau électrique (g CO2/kWh)	374 ¹⁰¹
Centre de données existants dans l'État	405 existants ¹⁰²
Centre de données prévus dans l'État	442 planifiés ou en cours ¹⁰³

4.6.2. Application du tarif : statut et segments visés

Les tarifs 33A et 33B ont été **approuvés en août 2025** par la Public Utilities Commission of Texas, et s'appliquent pour l'électricité consommée à partir du 1^{er} août 2025.¹⁰⁴ Les tarifs s'appliquent explicitement aux centres de données, et les clients doivent également répondre aux critères d'éligibilité du tarif 33 *Economic Development Rate Rider*, pour y être éligible. Les deux tarifs sont prévus pour modifier la structure tarifaire au fur et à mesure de la montée en charge d'un centre de données.

Le tarif 33B, appelé *Medium Economic Development Service Rate*, s'applique aux clients de centre de données dont la demande dépasse 600kW chaque mois pour un an, et n'ayant pas dépassé 50,000 kW pour deux mois consécutifs. Le critère de demande maximale ne s'applique toutefois pas pendant la période de mise en service du centre de données, qui peut s'étendre au maximum aux deux premières années après la prise de service.¹⁰⁵

Le **tarif 33A**, appelé *Large Economic Development Service Rate*, s'applique aux centres de données pour lesquels la plus haute demande mesurée sur une base mensuelle excède 50,000kW, et qui sont inéligibles pour le service au tarif 33B.¹⁰⁶

Les deux tarifs peuvent être utilisés soit en service standard, ou en service *Displaced Load*, qui donne accès au *Green Energy Plus Tariff*, qui s'applique aux clients qui choisissent d'établir un contrat tiers pour couvrir leurs besoins en tout ou en partie en se procurant de l'énergie renouvelable.

¹⁰⁰ Public Utility Commission of Texas. n.d. « [Retail Electric Rates](#). »

¹⁰¹ U.S. Energy Information Administration, Form EIA-860, 'Annual Electric Generator Report'; and calculations made by the Office of Electricity, Renewables, and Uranium Statistics.

¹⁰² American Edge Project. 2025. « [America's AI Surge: Powering Growth in Every State](#). »

¹⁰³ Idem.

¹⁰⁴ Public Utility Commission of Texas. 2025. « [Project No. 56903 Filing](#) »

¹⁰⁵ Public Utility Commission of Texas. 2025. « [Project No. 56903 Filing](#) »

¹⁰⁶ La plus haute demande mesurée est la charge en kW la plus élevée sur le mois de facturation, mesurée sur intervalles de 30 minutes. Pour le service *Displaced Load*, nécessaire pour accéder à l'option *Green Energy Plus Tariff*, le calcul se fait sur un intervalle de 15 minutes de charge mesurée, nette de 15 minutes d'électricité renouvelable mesurée.

Pour avoir accès à la structure tarifaire 33-B/33-A, le client doit répondre aux critères du tarif 33, un tarif plus large pour le développement économique, qui requiert de (1) faire partie d'une liste de secteurs prioritaires pour le développement économique, (2) pour les centres de données, doit avoir reçu des incitatifs de développement économique venant du gouvernement municipal ou du *county* liés directement au développement de la charge additionnelle^{107,108,109} et (3) ne doivent pas avoir une autre source d'énergie localisée sur le site. Pour accéder au tarif 33, les clients doivent aussi augmenter l'emploi de 2 ETP par 100kW additionnels de charge, mais les centres de données ne sont pas assujettis à ce dernier critère.

Dans le dossier soumis au régulateur, il est nommé explicitement que les tarifs sont développés pour les 5 premières années de développement du centre de données Worldwide, et que le service public prévoit soumettre une nouvelle cause tarifaire après 5 ans pour établir une nouvelle classe de consommateur uniquement pour ce client.

Le tarif se limite explicitement à 5 ans après la date d'initiation du service, sauf si étendu par la compagnie et sous réserve d'approbation par le régulateur.

4.6.3. Structure du tarif

Relativement au tarif auparavant établi dans la juridiction pour les charges importantes (tarif 25, au Tableau 9), les tarifs 33B et 33A (Tableau 10) présentent des coûts plus faibles par kW. Les coûts pour l'énergie consommée hors de la pointe et en pointe sont identiques.

Lorsque la charge maximale mensuelle mesurée augmente au-delà du seuil de 50,000kW pour deux mois consécutifs, le client passe du tarif 33B au tarif 33A. Les deux tarifs ont la même structure tarifaire pour l'énergie, mais les kW sont moins coûteux au tarif 33A qu'au tarif 33B.

La pointe énergétique est prédéfinie pour les deux tarifs comme étant de midi à 6pm du lundi au vendredi, pendant les mois de juin à septembre. Il n'y a pas de période de pointe entre octobre et mai.

Pour les deux tarifs, le client peut choisir entre le service standard ou le service *displaced load*. Les taux *displaced load* sont applicables aux clients qui choisissent d'établir un autre contrat pour se procurer de l'énergie renouvelable¹¹⁰, et s'appliquent à la capacité et à l'énergie nette¹¹¹, ainsi qu'un frais de transport pour l'énergie renouvelable incluse au contrat. Comparé au service standard, le *displaced load* inclut l'ajout d'un frais mensuel pour l'administration du *Green Energy Plus Tariff* et un coût de capacité beaucoup moins élevé que le service standard (plus de 50% plus bas).

¹⁰⁷ El Paso Electric Company. n.d. « [Schedule 33 Economic Development Rate Rider](#) »

¹⁰⁸ Texas Legislature. n.d. « [Local Government Code, Chapter 380.](#) »

¹⁰⁹ Idem.

¹¹⁰ El Paso Electric Company. 2023. « [Schedule No. GER-A Green Energy Rider, Section 01 – Sheet 382 \(Texas\)](#) »

¹¹¹ Le calcul de la demande nette est différent à ce taux, comparé au service standard.

L'ensemble des tarifs sont offerts au voltage de transport et aux endroits désignés par la compagnie, c'est-à-dire qu'ils n'incluent pas de frais pour la distribution comme l'accès aux infrastructures de distribution n'est pas offerte.

Tableau 9 Structure tarifaire du tarif 25 - Large Power Service Rate (USD)¹¹²

	25 <i>Tension de transport triphasé</i> Été	25 <i>Tension de transport triphasé</i> Hiver
Standard		
Frais de service (\$/compteur/mois)	500	500
Frais de puissance (\$/kW)	20,33	15,95
Frais d'énergie (\$/kWh) <i>En période de pointe</i> <i>Hors période de pointe</i>	0,15102 0,00264	-- 0,00264

Tableau 10 Structure tarifaire des tarifs 33B et 33A - Medium and large economic development service rate (USD)

		33-B Été	33-B Hors été	33-A Été	33-A Hors été
Standard	Frais de service (\$/compteur/mois)	500	500	500	500
	Frais de puissance (\$/kW)	17,45	13,69	13,42	10,53
	Frais d'énergie (\$/kWh) <i>En période de pointe</i> <i>Hors période de pointe</i>	0,15102 0,00264	-- 0,00264	0,15102 0,00264	-- 0,00264
Displaced Load Service	Frais de service (\$/compteur/mois)	500	500	500	500
	Administration du Green Energy Plus Tarif	231,25	231,25	231,25	231,25
	Frais de puissance (\$/kW)	8,62	6,77	7,80	6,12
	Frais d'énergie (\$/kWh) <i>En période de pointe</i> <i>Hors période de pointe</i>	0,15102 0,00264	-- 0,00264	0,15102 0,00264	-- 0,00264
	Frais de transport d'énergie renouvelable (\$/kWh)	0,00848	0,00848	0,00592	0,00592

¹¹² El Paso Electric Company. n.d. « [Schedule 25 Large Power Service Rate, Section 1 - Sheet 130](#) »

4.6.4. Base de prix volumétrique

Les tarifs 33B et 33A reflètent une analyse du coût de service sur le profil de charge. Selon le service public, ils ont été conçus pour couvrir l'entièreté des coûts liés à la provision de l'énergie, estimé relativement au profil de charge du projet fourni par Wurldwide (le client). La justification pour l'introduction d'une nouvelle structure tarifaire se base sur le profil de charge du projet, très différent du client commercial typique.

La structure tarifaire des deux tarifs est présentée comme un tarif temporaire à utiliser pendant la mise en service, jusqu'à ce que le centre de données soit complètement opérationnel et que le profil de charge soit reflété dans une année de référence pour le dossier tarifaire. Le contrat a d'ailleurs une durée limitée de 5 ans, au-delà duquel de nouvelles approbations sont nécessaires. Lorsque la mise en service sera complétée, le service public compte soumettre une nouvelle classe de consommateur, et intégrer le consommateur dans le *jurisdictional cost of service* du Texas. Les tarifs 33B et 33A seraient alors annulés.

4.6.5. Clientèle existante

Les nouveaux tarifs 33B et 33A ne s'appliquent pas à la clientèle existante. Ils ne sont applicables que pour 5 ans pour un nouveau client, à partir de la mise en service initiale.

Ils ont été soumis au régulateur pour ne s'appliquer qu'au projet Wurldwide, même si les tarifs sont formulés comme applicable à tout autre nouveau client qui répondrait aux conditions.

4.6.6. Conditions contractuelles

La progression du tarif 33B au tarif 33A, qui est lié à une diminution importante de la charge par kW, peut être renversée si la charge minimale mensuelle passe sous le seuil minimal des 50,000kW pour 12 mois consécutifs.

Les documents publics incluent la mention qu'EPE prévoit la construction d'un nouveau poste de transformation adjacent aux installations de Wurldwide, et prévoit la fourniture d'énergie au voltage de transport.

Les tarifs n'incluent pas d'obligations d'effacement à la pointe ni de conditions minimales de service.

Les autres conditions contractuelles, incluant les conditions de sortie, ne semblent pas disponibles publiquement – elles ne sont incluses ni dans la cause tarifaire 33A-33B, ni dans la demande d'autorisation pour la centrale au gaz naturel McCloud, bien que le service public y nomme son intention de déposer une nouvelle cause tarifaire qui allouerait tous les coûts du projet directement à Wurldwide. Il est probable qu'elles soient contenues dans les dossiers confidentiels soumis à la *Public Utility Commission of Texas*.

4.7. Colombie-Britannique - Allocation par BC Hydro

4.7.1. Contexte

En 2021, dans une situation de surplus, BC Hydro crée un tarif préférentiel, le « **Clean Industry and Innovation Rate** », offrant une réduction de 20 % pendant cinq ans (puis dégressif) pour deux segments - « industrie propre » et « innovation », dont les centres de données. Aujourd'hui, avec la fin des surplus, la logique s'inverse : 400 MW de capacité seront mis aux enchères auprès des promoteurs de centres de données, et ainsi attribués aux plus offrants.

En effet, la Colombie-Britannique connaît une hausse rapide et concentrée des demandes de raccordement de grandes charges, incluant des projets de centres de données et d'intelligence artificielle. Le gouvernement provincial indique que **BC Hydro a environ 6 800 MW de projets industriels en attente d'approvisionnement**, ajoutant une pression majeure sur la capacité disponible et sur la planification du réseau.¹¹³

Dans le cadre de sa politique actuelle d'interconnexion, BC Hydro est tenue d'offrir le service d'électricité selon l'ordre d'application des projets, sans tenir compte de l'usage final de l'électricité ni des retombées économiques associées. Dans ce contexte, la province cherche à **protéger la fiabilité** de réseau pour les clients existants, en priorisant les raccordements des projets avec des retombées économiques importantes et en contrôlant la puissance disponible pour les centres de données.

Tableau 11 Contexte de la Colombie-Britannique

Élément	Réponse
Entité qui appliquera l'instrument présenté dans cette étude de cas	BC Hydro
Structure de marché	Distributeur intégré verticalement
Intensité carbone du réseau électrique (g CO2/kWh)	14 ¹¹⁴
Centre de données existants dans la Province	35 ¹¹⁵

¹¹³ Government of British Columbia. 2025. « [New legislation powers economy with clean energy, North Coast Transmission Line.](#) »

¹¹⁴ Canada Energy Regulator. 2026. « [Provincial and Territorial Energy Profiles: British Columbia.](#) »

¹¹⁵ Canada Energy Regulator. 2024. « [Energy Demand From Data Centres Is Steadily Increasing, and AI Development Is a Significant Factor.](#) »

Centre de données prévus dans la Province

N/A, cependant, BC Hydro indique plus de 6 8000 MW de projets industriels en attente.¹¹⁶

4.7.2. Application du tarif : statut et segments visés

Actuellement, l'encadrement des centres de données en C.-B. repose principalement sur un **mécanisme de gestion de l'accès à la puissance**, plutôt que sur la publication d'une nouvelle grille tarifaire dédiée. Le gouvernement et BC Hydro ont annoncé la mise en place d'un processus de sélection compétitive (« processus d'enchère »), applicable aux projets de centres de données et d'IA.

Le processus a été lancé le **30 janvier 2026**, et l'annonce des projets retenus est attendue pour septembre 2026. Ce processus vise explicitement les centres de données et les projets d'intelligence artificielle, avec les autres industries « traditionnelles grandes puissances » exclues de ces mécanismes d'allocation. BC Hydro vise attribuer 400 MW sur les deux prochaines années (300 MW pour des projets d'intelligence artificielle et 100 MW pour les centres de données), et évaluera la pertinence des projets selon une combinaison du prix et de critères liés aux retombées économiques, communautaires, environnementales et de souveraineté des données.¹¹⁷

Cette approche vise à **prioriser l'accès** à l'électricité dans un contexte de rareté relative, et à limiter les impacts financiers et opérationnels sur l'ensemble des abonnés.

4.7.3. Structure du tarif

La structure tarifaire **n'est pas actuellement disponible** publiquement. Le contenu précis d'un tarif spécifique (grille dédiée, surcharge, minimums de facturation, etc.) n'est pas disponible, cependant l'approche discutée dans les communiqués de presse est plutôt allocation/limite d'implémentation et sélection, puis potentiellement un service sous les tarifs applicables (distribution/transport) selon le raccordement et différentes conditions d'application (coût incrémental, financement en amont d'infrastructure, etc.).

4.7.4. Base de prix volumétrique

La justification mise de l'avant par la province repose sur :

- La nécessité d'éviter un **transfert de coûts** vers les clients existants.
- Certains projets de très grande puissance peuvent nécessiter des investissements majeurs en réseau et/ou en approvisionnement.

¹¹⁶ Government of British Columbia. 2025. « [New legislation powers economy with clean energy, North Coast Transmission Line.](#) »

¹¹⁷ Government of British Columbia. 2026. « [B.C. Announces New Requirements for Large Electricity Customers](#) ».

- S'assurer que l'électricité disponible soit allouée aux projets présentant les meilleures retombées pour la Colombie-Britannique.

Le gouvernement souligne que ces projets peuvent entraîner des coûts significatifs, incluant des investissements réseau et des coûts incrémentaux associés à l'approvisionnement.¹¹⁸

4.7.5. Clientèle existante

Dans un communiqué de presse daté du 30 janvier 2026, BC Hydro a mentionné que les projets de centres de données ou d'intelligence artificielle ayant déjà signé une entente d'étude des installations pour le transport, ou ayant versé un dépôt de conception pour la distribution, continueront d'être traités dans le cadre du processus d'interconnexion existant.

Ce processus s'applique donc **uniquement aux nouveaux projets**.

¹¹⁸ Government of British Columbia. 2025. « [New legislation powers economy with clean energy, North Coast Transmission Line.](#) »

Annexe – Complément d'informations : Canada et Nord-Est Américain

Le périmètre de notre mandat portait sur les nouveaux tarifs visant les centres de données. Or, et bien que la situation évolue rapidement, nous n'avons recensé aucun tarif de ce type dans les États limitrophes et les provinces Canadiennes en date de décembre 2025, à l'exception d'un exemple dans l'État de New York, présenté en étude de cas. En outre, nous avons inclus l'exemple de la Colombie-Britannique, justement afin de présenter au moins un exemple Canadien, bien qu'il ne s'agisse pas d'un instrument tarifaire (enchère).

Il demeure néanmoins pertinent pour le Québec d'observer le contexte et les tendances quant aux différents instruments mis en place pour répondre à la demande croissante des centres de données dans ces juridictions. Ainsi, nous avons réalisé une recherche succincte que nous présentons dans cette annexe comme complément d'informations.

Tendances pour les États limitrophes

Dans ce contexte, les « États limitrophes » réfèrent aux États de la Nouvelle-Angleterre (Maine, Massachusetts, New Hampshire, Vermont, Rhode Island et Connecticut).

Élément frappant pour l'ensemble des États de la Nouvelle-Angleterre : **aucun nouveau tarif dédié aux grosses charges** n'a été recensé par la base de données DELTa. Cette absence s'explique en partie par les dynamiques de demande régionale.

Le 6 février 2026, l'ISO-New England (ISO-NE) a publié une lettre adressée à différents membres du Sénat renseignant sur la croissance potentielle de la demande pour les centres de données en Nouvelle-Angleterre. Cette lettre soulignait que malgré les centres de données de petite taille existants à travers la région, aucun projet de centre de données de grande envergure (ni autre projet majeur d'électrification, d'ailleurs) ne s'est encore engagé fermement à aller de l'avant; et que la croissance de la demande anticipée en Nouvelle-Angleterre demeure inférieure à celle observée dans d'autres régions du pays.¹¹⁹ La Nouvelle-Angleterre abrite actuellement moins de 3% des centres de données du pays (138 centres de données), et seulement 1% des centres de données planifiés ou en cours de développement (34 centres de données) seront construits dans ces États.¹²⁰ Dans ce contexte, la pression réglementaire pour instaurer des tarifs dédiés demeure limitée.

Malgré un contexte relativement uniforme de croissance jusqu'ici mitigée de la demande des centres de données en Nouvelle-Angleterre, les États présentent encore différents positionnement et niveaux d'avancement sur la question. Par exemple :

- Le **Massachusetts** est encore dans une position d'attraction. L'État a adopté des mesures proactives pour attirer les centres de données depuis 2022, en offrant des

¹¹⁹ Vamsi Chadalavada. 6 février 2026. "[ISO New England Letter to Members of the New England Senate Delegation Regarding Data Centers](#)". ISO New England Inc.

¹²⁰ American Edge Project. 2025. « [America's AI Surge: Powering Growth in Every State](#) .»

exemptions et des crédits fiscaux sur les équipements (plutôt que via des tarifs électriques préférentiels).¹²¹

- À l'inverse, le **Maine** se démarque par les enjeux d'acceptabilité sociale. L'opposition locale a été vive en 2025, alors que plus de 200 OBNL et groupes environnementaux ont **signé une demande de moratoire contre le développement de CDD dans l'état**. Le conseil municipal de Lewiston a également voté à l'unanimité contre un projet de centre de données de 300 millions de dollars et d'une capacité de 24 MW, notant une forte mobilisation du public en opposition au projet.¹²²
- À mi-chemin, le **Vermont** a déposé en janvier 2026 le projet de loi H.727 « An act relating to sustainable data center deployment ». Ce projet de loi vise à assurer que le déploiement des centres de données n'impacte pas la fiabilité du service électrique et évite de transférer les risques sur les autres usagers.¹²³ Ce projet de loi est encore en développement et les mesures spécifiques n'ont pas été annoncées.
- Enfin, au **Connecticut**, on observe aussi un changement de posture. L'État avait adopté, en 2021, une loi ([HB 6514](#)) qui créait un cadre d'exonérations fiscales conditionnelles pour encourager l'implantation de centres de données. En janvier 2025, une proposition législative ([HB 5926](#)) a été introduite pour instaurer **une surtaxe sur l'électricité consommée** par les centres de données, dont les recettes seraient affectées au financement d'un fond *Combined Public Benefits*. Ce fonds aurait comme mission de financer des programmes d'efficacité énergétique et d'aide aux factures pour les ménages à faibles revenus, reflétant un changement de paradigme vers une contribution directe de ces grandes charges aux coûts publics.

Tendances au Canada

En dehors du Québec et de la Colombie-Britannique, les 2 principales provinces où le contexte de marché des centres de données est en grande évolution sont l'Alberta et l'Ontario.

En **Alberta**, la disponibilité de l'énergie constitue le premier pilier de la stratégie provinciale sur les centres de données en intelligence artificielle, publiée en décembre 2024. La province met de l'avant une approche axée sur la fiabilité et l'abordabilité, incluant la possibilité de solutions de production par les promoteurs et l'intégration combinée du gaz naturel et des énergies renouvelables.¹²⁴ L'AESO a néanmoins adopté une limite sur les charges pour les « *Large Load projects* » (plus de 75 MW) à **1200 MW entre juin 2025 et 2028**. Le but explicite est de **maintenir la fiabilité du réseau**, dans un contexte où l'Alberta reçoit un

¹²¹ [Massachusetts Data Centers Get New Tax Break](#)

¹²² Jon Fetherston. 17 décembre 2025. "[Lewiston City Council Kills AI Data Center Deal After Public Revolt, Unanswered Questions](#)".

¹²³ Rep. Laura Sibilio. "[H.727 - An act relating to sustainable data center deployment](#)." Vermont General Assembly.

¹²⁴ Gouvernement de l'Alberta (Technology and Innovation). 4 décembre 2024. "[Alberta's AI Data Centre Strategy: Powering the Future of Artificial Intelligence](#)".

afflux de projets de centre de données : plus de 29 demandes de projets annoncées représentant un vertigineux **16 GW**.¹²⁵

Sur le plan législatif, deux lois adoptées en décembre 2025 structurent l'approche de la province :

- La **Utilities Statutes Amendment Act (Bill 8)** encourage les centres de données à développer ou à sécuriser leur propre capacité de production et applique une allocation des coûts de transport plus stricts, de sorte que les investissements requis pour raccorder ces charges sont portés par les promoteurs plutôt que par l'ensemble des clients.¹²⁶
- La **Financial Statutes Amendment Act (Bill 12)** introduit pour sa part un prélèvement (« levy ») applicable aux centres de données d'une capacité de 75 MW ou plus. Ce prélèvement est calculé sur l'équipement informatique, avec un taux plus élevé pour les équipements récents. Il est créditable à l'égard de l'impôt sur les sociétés, sans toutefois être remboursable, ce qui signifie qu'il demeure payable même en situation de perte fiscale.¹²⁷ Le mécanisme vise principalement les centres de données raccordés au réseau provincial et ne s'applique pas aux installations entièrement hors réseau.^{128,129}

L'approche globale reflète une volonté d'accueillir les investissements, tout en limitant les risques pour les consommateurs et le réseau provincial.

En Ontario, le plus récent Plan intégré - *L'énergie pour les générations à venir* - publié en juin 2025 suggère que les centres de données pourraient **représenter 13 % de la nouvelle demande d'ici 2035**.¹³⁰ L'IESO, de son côté, évalue à environ 3,3 TWh l'énergie additionnelle requise.¹³¹ Élément intéressant au niveau de la stratégie de l'Ontario; on observe un pivot gouvernemental similaire à celui du Québec. L'Ontario considère la croissance du secteur des centres de données comme une occasion stratégique de stimuler l'investissement, l'innovation et la création d'emplois. L'Ontario vise également à accorder la priorité aux centres de données qui servent les intérêts économiques et de souveraineté, notamment ceux qui créent des emplois de haute qualité, **soutiennent l'hébergement de données nationales** et renforcent la position de l'Ontario dans l'économie numérique.

Historiquement, l'Ontario traitait les demandes d'interconnexions en fonction de l'ordre de soumission, sans mécanisme formel de priorisation. De plus, dans le contexte du Code du réseau de transport (*Transmission System Code*), les charges de centres de données sont considérées comme à haut risque, et sont donc évaluées sur un horizon de revenus de 5 ans, plutôt que 25 ans comme pour les charges à bas risque. Ainsi, le 11 décembre 2025, le

¹²⁵ AESO (Alberta Electric System Operator). 4 juin 2025. "[AESO Announces Interim Approach to Large Load Connections.](#)"

¹²⁶ Gouvernement de l'Alberta (Affordability and Utilities). 25 nov. 2025. "[Powering new pathways for data centres](#)"

¹²⁷ Gowling WLG. 2026. "[Alberta reshaping electricity system for data centres.](#)"

¹²⁸ Idem.

¹²⁹ Bennett Jones LLP. 2026. "[Alberta Advances Regulatory Changes to Facilitate Data Centre Development.](#)"

¹³⁰ Gouvernement de l'Ontario. 2025. "[L'énergie pour les générations.](#)"

¹³¹ Independent Electricity System Operator (IESO). 2025. *Annual Planning Outlook*.

gouvernement de l'Ontario a adopté le *Protect Ontario by Securing Affordable Energy for Generations Act, 2025*. Cette loi :

- Crée une autorité permettant de prioriser les projets maximisant les bénéfices économiques provinciaux ;
- Introduit un nouveau cadre pour les Grandes charges (incluant les centres de données) qui autorise le gouvernement à imposer des conditions spécifiques de raccordement. Les distributeurs et les transporteurs sont tenus de ne pas connecter les installations tant que les conditions ne sont pas remplies.¹³²

¹³² McCarthy Tétrault LLP. 2025. "[Bill 40, Protect Ontario by Securing Affordable Energy for Generations Act, 2025 Receives Royal Assent: Major Changes to Ontario Energy Policy Now in Effect.](#)" *Canadian Energy Perspectives*.



NOUS NOUS ASSUMONS

Ce rapport a été préparé par Dunsky Énergie + Climat, une firme indépendante vouée à la transition énergétique qui s'engage à fournir des analyses et des conseils de qualité, intègres et impartiaux. Nos conclusions et recommandations sont basées sur les meilleures informations disponibles au moment où le travail a été effectué et sur le jugement professionnel de nos experts.

Dunsky est fière d'assumer son travail.