KEEL INFRASTRUCTURE

DIGITAL POWER DIGEST

NUMÉRO 2
Du 10 au
23 août 2026

RÉDACTEUR
Chris Ruppel
VPP – Énergie

LA SEMAINE EN REVUE

Le marché scinde la grande charge en service ferme et service effaçable

Les deux dernières semaines ont changé le marché des grandes charges. Le cœur de l'histoire n'est pas une énième affirmation générale selon laquelle les centres de données ont besoin d'électricité; c'est une évidence depuis des mois. Le fait nouveau, c'est que les régulateurs commencent à traduire cette réalité en deux produits distincts : la charge adossée à une capacité supplémentaire livrable, qui peut donc prétendre à quelque chose de proche d'un service ferme, et la charge non adossée, qui devient effaçable, moins prioritaire ou assujettie à des coûts de secours supplémentaires. Les ententes de service électrique (ESA) existantes sont, dans les faits, renégociées en un nouveau contrat de fiabilité assorti de nouvelles modalités : déclaration au registre, responsabilité des coûts, priorité d'effacement, obligations de couverture, mécanismes d'indemnisation et consentement de la collectivité.

PJM a fourni le modèle de gros. Dans sa réponse à l'ordonnance de justification, PJM oriente la FERC vers une architecture à deux dépôts : le dépôt Reliability Backstop Procurement (RBP) et le dépôt Interim Resource Adequacy Service / Large Load Registry (IRAS). Le dépôt IRAS crée un registre obligatoire pour les charges de 50 MW ou plus, traite les ajouts postérieurs au 1er juin 2027 comme de nouvelles grandes charges et expose toute charge résiduelle non couverte par une capacité nouvelle apportée par le client (BYONC) ou par une UCAP RBP attribuée à une réduction préalable à l'urgence par l'entremise du distributeur d'électricité. À compter de l'enchère de capacité 2029/2030, les nouvelles grandes charges supplémentaires non couvertes sont retirées de la courbe de demande VRR. C'est le geste de conception de marché le plus important : le système cesse d'acheter la pleine capacité pour la charge non couverte et tarifie plutôt l'écart par le risque d'effacement.

La Pennsylvanie a fourni le modèle de détail et de localisation. Le décret 2026-05 du gouverneur Shapiro s'applique aux activités d'autorisation du DEP postérieures au 18 août pour les centres de données de plus de 25 MW, retire les centres de données du programme Fast Track, conditionne les nouvelles demandes d'exemption fiscale pour l'équipement informatique des centres de données au respect des normes GRID et charge le conseiller spécial de demander à la PUC des tarifs en vertu desquels les centres de données sont effacés avant tout autre client, à moins d'avoir obtenu une capacité supplémentaire pour la totalité de leur demande. Il place aussi les approbations locales en amont : l'examen ou la délivrance des permis par le DEP est désormais lié à la conformité au plan d'urbanisme et aux approbations municipales. Pour les municipalités dépourvues de règlements de zonage élaborés pour les centres de données, c'est un changement majeur. L'État donne aux collectivités locales un levier plus formel pour décider si, et à quelles conditions, une installation s'implante chez elles.

Le Texas a fourni le modèle de vérification. L'ordonnance de la PUCT du 20 août n'a pas simplement « levé » ou « prolongé » un moratoire; elle a accordé à ERCOT une exemption pour motif valable lui permettant de suspendre la classification Batch Zero pendant qu'il vérifie la file d'attente. ERCOT vise le 10 décembre pour déposer le rapport de vérification de l'admissibilité Batch Zero et le rapport d'examen des incidences sur les collectivités, la séance publique du 17 décembre servant de prochain point de contrôle de la Commission. La distinction compte : le 10 décembre est la cible publique de mise en œuvre d'ERCOT, et non une date inscrite dans l'ordonnance, mais la séquence est contraignante – Batch Zero ne peut reprendre tant que la vérification et les rapports ne sont pas faits. L'entonnoir est saisissant : environ 474 GW de demandes de grandes charges se réduisent à un univers de vérification Batch Zero d'environ 200 GW, puis à seulement 23 projets / 8,833 GW dans le pont QSA du S1 2027.

L'enseignement d'ensemble : la couverture de capacité devient la version coûteuse de l'électricité. Un centre de données disposant d'une capacité supplémentaire reconnue, d'une livrabilité locale, d'une responsabilité des coûts et d'un appui local peut vendre un produit de fiabilité sensiblement différent de celui qui détient simplement une position dans la file d'attente ou une ancienne entente de service. Le marché commence à esquisser l'écart de prix entre la charge non effaçable et la charge effaçable : capacité BYONC, attributions RBP, avenants tarifaires, garanties, approvisionnement ferme (take-or-pay), frais de secours et engagements d'avantages communautaires font tous partie du coût livré du service ferme.

C'est le prolongement du thème de la preuve d'accès à l'énergie, mais en plus précis et plus investissable. La question n'est plus seulement de savoir si un projet a accès à l'énergie, mais de quelle classe de service électrique il dispose réellement. La charge ferme et couverte devrait commander une prime et se financer plus facilement; la charge non couverte peut encore être construite, mais elle devient un produit différent, avec une prétention de fiabilité moindre, un fardeau opérationnel plus lourd et une structure de coûts qui n'est plus bien à l'abri dans le tarif du service public. Les gagnants seront les projets capables de prouver qu'ils appartiennent à la première classe avant que les prêteurs, les locataires, les régulateurs et les gouvernements locaux ne les rangent dans la seconde.

CE QUI A CHANGÉ DANS LE CONTRAT

RÉGIME	NOUVELLE MODALITÉ	INCIDENCE POUR LE MARCHÉ
PJM	Registre à 50 MW; la charge non couverte postérieure au 1er juin 2027 est soumise à l'IRAS.	La charge se scinde en classes couverte/non effaçable et non couverte/effaçable.
Pennsylvanie	Les approbations locales et la couverture de capacité de la pleine demande deviennent des conditions de permis et de tarif.	Le levier municipal et les avantages communautaires entrent dans la négociation énergétique.
Texas	Batch Zero suspendu en attendant les rapports de vérification/d'audit; cible du 10 décembre.	Les MW en file d'attente sont décotés tant que la documentation, les modèles et la préparation du site ne sont pas prouvés.

50 MW SEUIL DU REGISTRE DES GRANDES CHARGES DE PJM	1ER JUIN 2027 LIGNE DE PARTAGE DES NOUVELLES GRANDES CHARGES PJM	10 DÉC. CIBLE DE VÉRIFICATION ERCOT	25 MW SEUIL DE PERMIS DU DÉCRET DE LA PA

GRAPHIQUES | TROIS RÈGLES DU NOUVEAU CONTRAT DE CHARGE

Texas : de la file d'attente à la cohorte exécutable	PA : progression de l'énergie propre et ferme	Qualité des modèles dynamiques
474 GW → ~200 GW → 8,833 GW File ERCOT → vérification Batch Zero → pont QSA S1 2027	**10 % → 14,5 % → 32 %** 2027 → 2030 → 2035	**290 → ~18 %** Examinés → acceptables au premier examen

Les graphiques pointent vers une même structure de marché : la demande brute est décotée, la capacité admissible obtient une prime, et la qualité des modèles conditionne désormais le calendrier.

Sources : dépôts PJM/FERC; décret et normes GRID de la Pennsylvanie; PUCT/ERCOT; information publique. Graphiques : Digital Power Digest.

PLEINS FEUX SUR LE MARCHÉ | ANALYSES VEDETTES

L'ESA DES GRANDES CHARGES EST RENÉGOCIÉE

Les droits de service hérités sont réécrits par de nouvelles modalités d'effacement, de capacité et d'acceptabilité sociale

Le fil conducteur entre PJM, la Pennsylvanie et le Texas n'est pas simplement que les régulateurs veulent que les centres de données apportent leur énergie. C'est que l'ancienne entente de service ne constitue plus l'ensemble du marché. Les grandes charges sont classées par catégories. La charge couverte peut invoquer une capacité supplémentaire reconnue, une responsabilité des coûts, des approbations locales et une conformité opérationnelle. La charge non couverte peut encore demander un raccordement, mais elle s'expose à l'effacement, à des coûts de secours, à des retards de vérification, à une priorité moindre – ou à tout cela à la fois.

COUVERTE	NON COUVERTE	LOCALE	MODÈLE
CAPACITÉ SUPPLÉMENTAIRE + RESPONSABILITÉ DES COÛTS	**RISQUE D'EFFACEMENT / DE SECOURS / DE RETARD**	**LES APPROBATIONS PRÉCÈDENT LES PERMIS**	**LES DONNÉES DYNAMIQUES CONDITIONNENT LE CALENDRIER**

QUESTION DE L'ANCIENNE ESA	QUESTION DES NOUVELLES GRANDES CHARGES	RÉSULTAT ÉCONOMIQUE
Combien de MW le service public peut-il desservir?	Quels MW sont couverts par une capacité supplémentaire accréditée?	Le service non effaçable commande une prime.
Quelle est la date de mise sous tension?	Quelle vérification, approbation locale, QSA ou condition de registre s'applique?	La valeur du calendrier se déplace vers la préparation documentée.
Qui paie la facture tarifée?	Qui paie les coûts de production, de transport, de distribution et de secours attribuables au projet?	La socialisation des coûts diminue.
Les génératrices de secours peuvent-elles fonctionner?	Les permis autorisent-ils un fonctionnement hors urgence, en IRAS ou selon une durée d'exploitation?	La durée de fonctionnement des moteurs devient une contrainte de conformité.

EN RÉSUMÉ

C'est la première esquisse visible d'un écart de prix entre la charge ferme et la charge effaçable des centres de données. Le produit couvert a un coût explicite plus élevé, mais un risque d'interruption et de financement plus faible. Le produit non couvert préserve la flexibilité, mais perd l'hypothèse ancienne selon laquelle le service public est automatiquement ferme, socialisé et politiquement durable.

PJM FAIT DE L'EFFAÇABILITÉ UNE CATÉGORIE DE SERVICE

L'architecture de réponse à l'ordonnance de justification distingue la charge couverte de la charge résiduelle non couverte

La réponse de PJM à la procédure de justification de la FERC sur les grandes charges n'est pas une règle unique; c'est une nouvelle architecture de service. Le gestionnaire de réseau n'a pas demandé la suspension réclamée par plusieurs de ses pairs. Il a plutôt avancé un ensemble parallèle : le Reliability Backstop Procurement pour obtenir de nouvelles capacités accréditées, et l'IRAS / Large Load Registry pour classer, déclarer et effacer la charge non couverte. Cette combinaison commence à transformer l'ancienne alternative « raccordé » ou « non raccordé » en une distinction plus nuancée entre service couvert et service non couvert.

50 MW SEUIL DU REGISTRE	1ER JUIN 2027 DATE LIMITE DES NOUVELLES GRANDES CHARGES	50 % CP PLAFOND D'INDEMNISATION IRAS	2029/30 MODIFICATION DE LA COURBE VRR

LE REGISTRE EST LE NOUVEAU POINT DE DÉPART

Toute charge d'utilisation finale dont la demande de pointe cumulée atteint 50 MW ou plus sur un même site entre dans le Large Load Registry. L'agrégation est délibérée : bâtiments construits par phases, locataires multiples, points de raccordement multiples et production de secours ne permettent pas à un grand campus de se fragmenter pour disparaître. Les données du registre deviennent la base factuelle de la planification, de l'attribution au détail et du traitement futur de la capacité.

LA LIGNE TEMPORELLE EST LE 1ER JUIN 2027

Aux termes du dépôt IRAS, une grande charge ou un ajout mis en service après le 1er juin 2027 devient une nouvelle grande charge. Un campus construit par phases peut donc chevaucher cette ligne. Les ajouts antérieurs peuvent conserver le traitement hérité, tandis que les ajouts ultérieurs doivent démontrer leur couverture ou accepter l'exposition à l'IRAS. Voilà pourquoi les ESA héritées ne sont plus vraiment des contrats figés : leurs montées en charge ultérieures exigent un nouvel avenant de capacité et d'effacement.

LA CATÉGORIE EFFAÇABLE EST LE RÉSIDU NON COUVERT

La nouvelle grande charge, nette des arrangements BYONC ou de l'UCAP RBP attribuée, devient une nouvelle grande charge admissible et peut être réduite par l'entremise du distributeur d'électricité avant la gestion de la charge préalable à l'urgence. L'indemnisation est plafonnée à 50 % du taux de pénalité de non-performance du Capacity Performance et peut être réduite ou supprimée dans la mise en œuvre au détail. Le dépôt ne prévoit aucun plafond explicite d'heures annuelles, de durée d'événement ou saisonnier; l'exposition réelle dépendra des conditions du réseau, de l'attribution zonale et de la mise en œuvre au détail.

LA CONCEPTION DU MARCHÉ DE CAPACITÉ FAIT LE VRAI TRAVAIL ÉCONOMIQUE

À compter de la BRA 2029/2030, les nouvelles grandes charges non couvertes sont retirées de la courbe de demande VRR. Autrement dit, le marché n'achète plus simplement de la capacité pour chaque mégawatt supplémentaire en socialisant la facture. L'ajout non couvert devient un produit de fiabilité effacé, à moins qu'il n'achète, n'apporte ou ne reçoive une capacité admissible. C'est là que l'écart entre charge non effaçable et charge effaçable commence à se former.

LA PRODUCTION DE SECOURS N'EST PAS UNE OPTION GRATUITE

Faire fonctionner des moteurs pendant un événement IRAS ne constitue pas automatiquement une exploitation d'urgence illimitée. La terminologie de PJM ne détermine pas la classification au titre du Clean Air Act. Si un exploitant prévoit de traverser les effacements à l'aide de moteurs, sa stratégie doit être conciliée avec les règles fédérales sur les moteurs, les permis de l'État, les heures autorisées hors urgence, les limites d'émissions du site et toute théorie d'interruption du service public. Cela donne plus de valeur au stockage par batterie, à la couverture de capacité accréditée et à des modalités de détail claires qu'à l'hypothèse générique « il suffit de faire tourner les génératrices ».

MODALITÉ	ANCIENNE HYPOTHÈSE	NOUVELLE NÉGOCIATION
Couverture de capacité	Intégrée à la planification du service public/RPM	UCAP BYONC/RBP, accréditée et calée sur l'année de livraison
Effacement	Urgence ou situation extraordinaire	Exposition IRAS préalable à l'urgence pour la charge résiduelle non couverte
Indemnisation	Économie générique de l'interruption	Plafonnée, mise en œuvre au détail, potentiellement supprimée ou réduite
Production de secours	Actif de résilience du locataire	Contrainte de permis d'émissions et d'heures hors urgence

Sources : dépôt IRAS de PJM ER26-3515; dépôt RBP de PJM ER26-3380; documents du dossier de justification de la FERC; information publique.

LA PENNSYLVANIE INSCRIT LE CONSENTEMENT LOCAL DANS LE CONTRAT ÉNERGÉTIQUE

Le décret 2026-05 de Shapiro lie les permis du DEP, la conformité GRID et la priorité d'effacement à l'approbation municipale

Le décret de la Pennsylvanie relie la réforme de la capacité de gros à l'autorité locale en matière d'aménagement du territoire. Il ne se contente pas d'affirmer que les centres de données devraient apporter leur énergie. Il modifie le parcours d'autorisation, lie le traitement fiscal de l'État à la conformité GRID, prévoit un tarif de détail à effacement prioritaire pour la charge non garantie et exige des approbations locales avant que le DEP puisse avancer à plein régime. En pratique, il réunit l'ESA, les approbations municipales, le traitement fiscal de l'équipement et l'ensemble d'avantages communautaires dans une même négociation.

25 MW	100 %	10/14,5/32 %	1ER JUILLET 2027
SEUIL DE PERMIS POUR LES CENTRES DE DONNÉES	COUVERTURE DE LA DEMANDE REQUISE POUR L'EXCEPTION	PROGRESSION DE L'ÉNERGIE PROPRE ET FERME	DÉBUT DES RAPPORTS ANNUELS

LE DÉCRET FAIT DE L'APPROBATION LOCALE UNE CONDITION PRÉALABLE

Pour les demandes de permis présentées après le 18 août par des centres de données de plus de 25 MW, la conformité au plan d'urbanisme local et les approbations municipales requises déterminent désormais le déroulement de l'examen du DEP. Un demandeur COA peut obtenir un examen continu, mais ne peut recevoir les permis visés tant que les approbations locales ne sont pas documentées. Un demandeur non COA ne peut même pas amorcer l'examen du DEP avant d'avoir obtenu les approbations locales et les principales autorisations relatives à l'eau. Cela donne aux gouvernements locaux – y compris aux municipalités sans régime de zonage élaboré – un véritable droit de veto ou levier de négociation avant la délivrance des permis de l'État.

GRID FAIT DE L'ÉNERGIE AU COÛT COMPLET LE CAS PAR DÉFAUT

GRID exige que le projet construise, apporte ou achète une capacité électrique supplémentaire correspondant à sa montée en charge, généralement dans la même LDA de PJM, et qu'il paie les coûts d'énergie, de services auxiliaires, de transport, de distribution, de mise à niveau du réseau et d'installations dédiées qu'il occasionne. Il ajoute aussi une progression de l'énergie propre et ferme : 10 % à compter de 2027, 14,5 % en 2030 et 32 % en 2035, sous réserve des modalités finales de mise en œuvre. Le coût du service ferme passe ainsi d'une facture générique du service public à un plan énergétique propre au projet.

LE CRITÈRE D'EFFACEMENT EST BINAIRE, TEL QUE PRÉCONISÉ

Le décret charge le conseiller spécial du gouverneur de demander à la PUC des tarifs en vertu desquels les centres de données sont effacés avant tout autre client lors d'événements IRAS préalables à l'urgence ou de contrôle d'urgence de la charge, à moins que le centre de données n'ait obtenu une capacité supplémentaire pour la totalité de sa demande. Une couverture partielle peut réduire les coûts ou l'exposition, mais l'exception de la règle préconisée est du tout ou rien. C'est l'énoncé le plus clair à ce jour que le service non effaçable coûtera plus cher parce qu'il doit être entièrement couvert.

LES AVANTAGES COMMUNAUTAIRES PASSENT DE L'IMAGE À L'AUTORISATION

Le volet d'engagement communautaire de GRID comprend une consultation municipale précoce, des assemblées publiques, la divulgation de l'utilisateur final, des renseignements sur l'empreinte, la consommation et la source d'eau, le PUE/WUE, des engagements en matière de main-d'œuvre, des emplois de construction au salaire en vigueur, des plans d'embauche locale et d'apprentissage, l'atténuation de la circulation, du bruit, de l'éclairage et de la qualité de l'air, la gestion des urgences, l'esthétique et des contributions financières. Ce ne sont pas des relations publiques. Cela fait désormais partie du permis d'exploitation du projet.

L'EXEMPTION FISCALE DEVIENT UN LEVIER DE CONFORMITÉ

Le décret conditionne les nouvelles demandes d'exemption de taxe de vente et d'utilisation pour l'équipement informatique des centres de données à la conformité GRID et retire les centres de données du programme Pennsylvania Permit Fast Track. Il instaure aussi des rapports annuels sur l'énergie, le gaz naturel, l'eau et l'environnement à compter du 1er juillet 2027. Il devient plus difficile de verrouiller discrètement des droits lorsque le projet doit divulguer l'identité de sa société mère, sa consommation mensuelle d'énergie et de gaz, sa source d'eau et ses mesures d'atténuation.

LA NOUVELLE ÉCHELLE DES AUTORISATIONS EN PENNSYLVANIE

PARCOURS	CE QUI SE PASSE	LEVIER LOCAL
Parcours COA / GRID	Le DEP peut examiner le dossier en continu, mais ne peut délivrer les permis visés tant que les approbations locales ne sont pas documentées.	L'approbation municipale devient une condition préalable à la délivrance.
Parcours non COA	L'examen du DEP ne commence qu'une fois les approbations locales et les principaux permis relatifs à l'eau obtenus; aucune délivrance continue.	Le processus local devient le facteur limitant.
Volet tarifaire de détail de la PUC	Le conseiller spécial demande des tarifs à effacement prioritaire pour les centres de données non garantis.	La protection des collectivités et des abonnés devient une question de conception tarifaire.

Sources : décret 2026-05 de la Pennsylvanie; normes GRID; information publique. L'analyse reflète les documents déposés/signés et la mise en œuvre en attente à la PUC.

LE TEXAS TRANSFORME LE MORATOIRE EN ÉTAPE DE VÉRIFICATION

L'ordonnance de la PUCT suspend Batch Zero jusqu'à ce qu'ERCOT établisse quelle charge est réelle, prête et soutenable

Le Texas n'est toujours pas une simple histoire de moratoire. La décision de la PUCT du 20 août suspend Batch Zero assez longtemps pour vérifier qui est réel, qui est prêt et qui peut étayer les déclarations faites pour entrer dans le processus. Cela rend la cible de décembre commercialement importante, même si ce n'est pas une date ferme inscrite dans l'ordonnance signée. L'instrument diffère de ceux de PJM et de la Pennsylvanie, mais l'orientation est la même : les positions spéculatives dans la file d'attente sont décotées; la charge documentée, localisée, financée et soutenue par un service public prend de la valeur.

474 GW	~200 GW	8,833 GW	18 %
FILE D'ATTENTE TOTALE DES GRANDES CHARGES	UNIVERS DE VÉRIFICATION BATCH ZERO	PROGRESSION DE L'ÉNERGIE PROPRE ET FERME	ACCEPTATION DES MODÈLES AU PREMIER EXAMEN

L'ORDONNANCE EST PLUS ÉTROITE QUE LES MANCHETTES

La PUCT a accordé trois exemptions pour motif valable : un report de la classification des grandes charges Batch Zero, un pont QSA permettant aux candidats de charge de base admissibles mais non classés de demeurer dans les évaluations de stabilité d'août et de novembre, et la poursuite de l'examen des données dynamiques avec une période de correction de 24 jours pour les lacunes relevées après l'échéance initiale. L'ordonnance elle-même ne contient aucune date en décembre ni de nouveau cadre de classification.

LE 10 DÉCEMBRE EST UNE CIBLE; LA SÉQUENCE FAIT LOI

ERCOT a indiqué à la Commission qu'il vise le 10 décembre pour déposer le rapport de vérification de l'admissibilité Batch Zero et le rapport d'examen des incidences sur les collectivités, la séance publique de la PUCT du 17 décembre servant de prochain point de contrôle. Un glissement ne contreviendrait à aucune échéance expresse de décembre dans l'ordonnance. Mais Batch Zero ne peut toujours pas reprendre tant qu'ERCOT n'a pas terminé la vérification et communiqué les résultats, et l'échéance d'étude inchangée du 9 avril 2027 subirait immédiatement de la pression.

L'ENTONNOIR EST L'HISTOIRE

La file d'attente générale d'ERCOT représente environ 474 GW, dont environ 90 % de centres de données. L'univers de vérification Batch Zero compte environ 250 à 300 projets représentant environ 200 GW. Le pont QSA du S1 2027 ne compte que 23 projets totalisant 8 833 MW : six projets / 1 959 MW pour le T1 et 17 projets / 6 874 MW potentiellement pour le T2. Le Texas réduit un marché de manchettes à une cohorte exécutable.

LES INCIDENCES SUR LES COLLECTIVITÉS FONT PARTIE DE LA PRÉPARATION AU RÉSEAU

L'examen des incidences sur les collectivités vise les charges de calcul moyennes de 25 à 75 MW et les grandes charges de calcul Batch Zero pertinentes. Il recueille des données sur les incitatifs publics, l'alimentation par le réseau ou sur place, la consommation prévue d'électricité et d'eau, la technologie de refroidissement, la propriété et l'atténuation du bruit, de la lumière, des marges de recul et de la circulation. Ce dossier alimentera la Commission, le gouverneur et l'assemblée législative en vue de la session de 2027.

LA QUALITÉ DES MODÈLES EST UNE CONTRAINTE DE CALENDRIER

ERCOT a indiqué que 290 modèles dynamiques avaient été examinés et que seulement environ 18 % étaient acceptables au premier examen. Ce n'est pas une note de bas de page administrative. La qualité des modèles influe sur la capacité de traitement, les évaluations de stabilité et la mise sous tension. Dans le nouveau régime, être prêt signifie que le montage financier, la maîtrise du site, l'entente avec le service public et le modèle dynamique doivent tous être réels en même temps.

CHRONOLOGIE AU TEXAS

DATE	ÉVÉNEMENT	ENSEIGNEMENT
20 août 2026	La PUCT accorde des exemptions pour motif valable; ERCOT présente la cible du 10 décembre.	La pause devient un processus de vérification.
10 déc. 2026	Cible d'ERCOT pour les rapports de vérification de l'admissibilité et d'incidences sur les collectivités.	Cible publique, et non échéance expresse de l'ordonnance.
17 déc. 2026	Prochain point de contrôle de la Commission après les rapports.	Signal potentiel de reprise ou indicateur de glissement.
9 avril 2027	L'échéance des résultats d'étude Batch Zero demeure inchangée.	Un glissement en décembre met le calendrier des études sous pression.

Sources : dossier PUCT no 59142; présentations et dépôts d'ERCOT; information publique au Texas.

LA CHARGE FERME OBTIENT UN COÛT DU CAPITAL DIFFÉRENT

Le marché du financement commence à tarifer l'écart entre les mégawatts couverts et les mégawatts effaçables

La scission de la capacité se produit au moment même où Wall Street tente de financer un bilan d'infrastructure d'IA sans précédent. L'estimation du WSJ d'environ 3 billions $ d'engagements hors bilan pour neuf entreprises technologiques montre que les baux futurs de centres de données, les obligations liées aux puces et les ententes énergétiques sont déjà intégrés au système, même lorsque les dépenses en immobilisations déclarées sous-estiment le total. Ce capital est toujours disponible, mais il devient plus sensible à la catégorie de service : les mégawatts fermes et couverts se financent différemment des mégawatts effaçables, non vérifiés ou politiquement fragiles.

3 billions $	500 G$	5,33 %	7,228 %
ENGAGEMENTS IA HORS BILAN	CIBLE DE FINANCEMENT DU CALCUL	SOMMET DU TAUX DU TRÉSOR AMÉRICAIN À 30 ANS	RENDEMENT DE QTS LIÉ À MICROSOFT

LA CHARGE FERME EST LE PRODUIT HAUT DE GAMME

Une charge couverte dotée d'une capacité accréditée, d'approbations locales, d'une responsabilité des coûts envers le service public et d'une exemption d'effacement claire présente un meilleur profil de crédit qu'une charge qui repose sur un service tarifaire ordinaire. Les prêteurs peuvent analyser la durée des revenus et la fiabilité du service. Les locataires peuvent compter sur la disponibilité. Les services publics peuvent montrer qui paie. Les élus locaux peuvent démontrer qu'ils ont tenu compte de la collectivité. Cet ensemble coûte plus cher, mais il est aussi plus finançable.

LA CHARGE EFFAÇABLE NE VAUT PAS ZÉRO – MAIS ELLE EST DIFFÉRENTE

Un service effaçable pour centre de données peut encore être utile pour des charges de travail flexibles, le traitement par lots, des calendriers d'entraînement assortis de droits de report ou des locataires prêts à s'autoassurer au moyen de stockage et de production. Mais il ne devrait pas être tarifé comme un service ferme. Son bail, son entente de niveau de service, sa stratégie de production de secours, ses hypothèses fiscales et son montage de dette doivent tous refléter l'exposition aux interruptions et l'incertitude de l'indemnisation.

LA PILE DE CAPEX FANTÔME REND LA QUALITÉ DU SERVICE SYSTÉMIQUE

Nvidia et des gestionnaires d'actifs tentent de créer des plateformes de financement du calcul qui pourraient atteindre 500 G$, tandis que les hyperscalers et les laboratoires d'IA portent d'énormes engagements hors bilan. Si une grande part de la capacité financée s'avère effaçable ou retardée par des approbations locales, ce risque ne repose pas uniquement sur le développeur. Il peut se transmettre aux locataires, aux financements de puces, au crédit structuré, aux obligations de centres de données et aux plans de ressources des services publics.

LA PRESSION SUR LES TAUX LONGS RELÈVE LA BARRE

Les taux des bons du Trésor à 30 ans ont touché 5,33 %, et la dette de projets liés à l'IA a déjà exigé des rendements qui ressemblent davantage à ceux du rendement élevé qu'à ceux des titres ordinaires de services publics. L'écart entre énergie couverte et non couverte devient donc à la fois un écart d'exploitation et un écart de financement. Dans un marché de taux plus élevés, la preuve de la qualité du service n'est pas facultative; elle fait partie du coût du capital.

INCIDENCES POUR LE CRÉDIT

PRODUIT DE CHARGE	CE QUI PASSE	CE QUI EST PÉNALISÉ
Couvert / non effaçable	Capacité accréditée, tarif au coût complet, approbations locales, pilotabilité	Coût initial plus élevé, mais meilleur dossier pour les locataires et les prêteurs
Effaçable / non couvert	Charges de travail flexibles, calcul à court terme, exploitation adossée au stockage	Prétention de fiabilité moindre, levier plus faible, risque lié à l'entente de service et aux permis
MW non vérifiés en file d'attente	Flexibilité seulement	Étapes de sécurité, d'audit, d'acceptabilité sociale et de qualité des modèles

Sources : WSJ; Bloomberg; The Information; documents des sociétés; rapports publics sur le financement.

L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE ET LE COMPORTEMENT SUR LE RÉSEAU ENTRENT DANS LA MÊME LISTE DE DILIGENCE

Approbation de la collectivité, protection des abonnés, tenue aux creux de tension et modèles dynamiques convergent

L'acceptabilité sociale n'est plus un simple récit greffé sur l'expansion de l'IA. C'est désormais une contrainte qui oriente le capital. La même logique à deux catégories qui se manifeste chez PJM et en Pennsylvanie apparaît sur le plan politique : les collectivités distinguent de plus en plus les projets qui paient leur juste part, divulguent leurs incidences et offrent des avantages locaux de ceux qui arrivent avec des ententes de confidentialité, des incitatifs fiscaux et une ambiguïté sur les coûts du service public. Il en résulte un nouveau test d'économie communautaire.

60 %+ OPPOSÉS À DE NOUVEAUX CENTRES DE DONNÉES LOCAUX	1,3 G$ RECETTES FISCALES PRÉVUES DES CD À LOUDOUN	26,48 M$ OFFRE FONCIÈRE REFUSÉE AU KENTUCKY	3,8 GW DÉCONNEXION DE CHARGE DANS PJM

LES COLLECTIVITÉS OBTIENNENT UN VÉRITABLE MOT À DIRE

Le décret de la Pennsylvanie est important parce qu'il confère aux municipalités un rôle appuyé par l'État, même là où les codes de zonage locaux n'ont pas été rédigés pour les centres de données hyperscale. La conformité au plan d'urbanisme, les approbations municipales et les normes d'avantages communautaires font désormais partie de la séquence. Des dynamiques semblables apparaissent à l'échelle nationale par des élections de révocation, des moratoires, des projets de loi de protection des abonnés et un examen accru des incitatifs fiscaux.

LA PROTECTION DES ABONNÉS EST LE LANGAGE POLITIQUE

L'argument public le plus durable n'est pas que les centres de données sont bons ou mauvais. C'est que les clients autres que les centres de données ne devraient pas financer l'infrastructure, la capacité de secours ou le risque réseau créés par une charge privée. Ce cadrage est bipartisan parce qu'il transforme un débat abstrait sur l'IA en enjeux de factures domestiques, d'eau locale et de taxes de comté.

LOUDOUN MONTRE LES DEUX CÔTÉS DU MARCHÉ

Les recettes fiscales du comté de Loudoun tirées de l'équipement des centres de données devraient atteindre environ 1,3 G$, soit environ 40 % des recettes fiscales du comté, et les taux de l'impôt foncier résidentiel ont sensiblement baissé au fil du temps. Pourtant, même là, les élus débattent de la dépendance, de l'utilisation du sol et de la concentration. La leçon : les recettes fiscales aident, mais elles ne règlent pas de façon permanente le contrat avec la collectivité.

L'OPPOSITION EST ORGANISÉE ET TRANSPARTISANE

Plus de 60 % des Américains s'opposent désormais à de nouveaux centres de données locaux. Au Kentucky, des propriétaires fonciers ont refusé 26,48 M$ pour un campus de 2,2 GW. À Independence, au Missouri, des résidents ont recueilli plus de 1 200 signatures en vue d'une révocation après que des élus eurent approuvé des incitatifs pour un immense projet de centre de données. La durabilité politique est devenue une question de diligence, et non une réflexion de communication après coup.

LE COMPORTEMENT SUR LE RÉSEAU ENTRE DANS LE MARCHÉ COMMUNAUTAIRE

La même renégociation se produit aussi à l'intérieur du modèle électrique. Une charge incapable de supporter des défauts courants, de fournir des données dynamiques ou de coordonner les transferts vers la production de secours ne mérite peut-être pas le même traitement de raccordement qu'un client industriel conventionnel. L'événement du 22 juillet dans la zone Dominion de PJM, au cours duquel environ 3,8 GW de charge de centres de données se sont déconnectés lors d'un défaut normalement éliminé, pousse la charge de calcul vers sa propre norme de fiabilité.

LA TENUE AUX CREUX DE TENSION DEVIENT UNE CONDITION D'ÉCHELLE

Lors de l'événement du 22 juillet, la charge a chuté en deux vagues et PJM a rétabli sa limite d'erreur de réglage en moins de neuf minutes. Mais le point le plus important était le diagnostic de PJM : les installations n'auraient pas dû se déconnecter lors d'un défaut normalement éliminé. Les paramètres de tenue aux creux de tension, la télémétrie et la coordination des protections font désormais partie de la façon dont les grandes charges méritent leur place sur le réseau.

LES MODÈLES DYNAMIQUES NE SONT PLUS FACULTATIFS

Le taux d'acceptation de 18 % au premier examen des modèles dynamiques d'ERCOT renforce le même constat dans un autre marché. Un centre de données doté de modèles médiocres impose des coûts de traitement et de fiabilité avant même sa mise sous tension. Dans le nouveau régime, une prévision statique en MW ne suffit pas; les exploitants doivent savoir comment la charge se comporte lors d'événements de tension, de variations de fréquence, de transferts et de montées en charge rapides.

LE CAMPUS DEVIENT UNE SEULE MACHINE ÉLECTRIQUE

Production, stockage, ASI, distribution à 800 V c.c., refroidissement, schémas de transfert et protection du réseau doivent être étudiés ensemble. Voilà pourquoi la scission par catégorie de service compte sur le plan technique autant que financier. La charge ferme n'est pas seulement une charge plus fortunée; c'est une charge capable de démontrer sa pilotabilité et sa conformité.

Sources : PJM; Utility Dive; PUCT/ERCOT; Data Center Richness/OCP; WSJ; NYT; Bloomberg; CNBC

REVUE DE LA SEMAINE

TRENTE NOUVELLES, UNE SEULE PILE PHYSIQUE

Les principales nouvelles de la semaine, une par une – chacune avec son propre enseignement

1. Nvidia lie les droits d'accès à l'énergie à l'offre matérielle : Nvidia investit dans des développeurs de terrains alimentés comme Cloverleaf, Lancium et SB Energy tout en utilisant des structures de bail et d'exclusivité des puces pour orienter les futurs campus d'IA vers sa plateforme. Enseignement : le fournisseur de puces garantit les positions sur le réseau nécessaires pour éviter que la demande de puces ne se retrouve en plan. (The Information / Bloomberg / WSJ)

2. OpenAI en Ohio redéfinit l'échelle du financement des campus d'IA : OpenAI a signé un bail de 10 GW sur 20 ans avec SB Energy, avec un soutien de Nvidia pour la première phase de 4,25 GW pouvant atteindre 105 G$. Enseignement : la structure réunit le crédit du locataire, l'exclusivité matérielle et le développement du site alimenté en un seul produit de financement. (WSJ / Bloomberg)

3. NextEra mise sur 10 GW de gaz pour la demande des centres de données : NextEra vise jusqu'à 10 GW de nouvelle production au gaz au Texas et en Pennsylvanie, appuyée au départ par 3,3 G$ de soutien financier des États. Enseignement : le gaz à l'échelle des services publics est devenu le pont à court terme entre la croissance de la charge d'IA et la réalité du raccordement au réseau. (DCD)

4. Le carnet de turbines de Mitsubishi atteint 35 GW : Les commandes de grandes turbines à gaz sont désormais planifiées pour 2028-2030, même si l'entreprise accroît sa production. Enseignement : un centre de données doté d'un plan gazier a encore besoin d'un créneau de turbine; la livraison de l'équipement fait désormais partie de la maîtrise du site. (Utility Dive)

5. SpaceX recrute dans le négoce de gaz naturel : SpaceX recrute une expertise en négoce physique et financier du gaz tout en planifiant de la production, des pipelines et peut-être une exposition au gaz en amont. Enseignement : les hyperscalers et les plateformes d'IA deviennent des sociétés énergétiques, car la disponibilité du combustible fait désormais partie de la fiabilité du calcul. (Bloomberg)

6. Le gaz des centres de données pourrait faire bondir les émissions du secteur électrique américain : BloombergNEF a recensé 99 centrales proposées qui pourraient émettre 318 millions de tonnes de CO_2 par année à un taux d'utilisation normal. Enseignement : le gaz derrière le compteur accélère l'accès à l'énergie, mais importe des risques climatiques, d'autorisation et de pipeline. (Bloomberg)

7. Le gazoduc Oracle-OpenAI prend du retard : Le gazoduc du Project Jupiter a été refusé puis redirigé, reportant l'infrastructure de combustible à 2027. Enseignement : l'énergie sur place évite certaines files d'attente du réseau, mais dépend toujours des droits fonciers, des approbations de l'État et de l'acceptabilité sociale pour l'approvisionnement en combustible. (Bloomberg)

8. Le 800 V c.c. bénéficie d'un effort de normalisation des hyperscalers : Nvidia, Google, Microsoft et l'OCP s'alignent sur des spécifications de transformateurs à semi-conducteurs et des architectures à 800 V c.c. pour des baies d'IA à plus haute densité. Enseignement : l'architecture électrique interne devient une contrainte d'échelle et une occasion pour l'écosystème de fournisseurs. (Data Center Richness)

9. L'événement Dominion de PJM accélère les travaux sur la tenue aux creux de tension : Environ 3,8 GW de charge de centres de données se sont déconnectés après un défaut de 230 kV normalement éliminé dans le nord de la Virginie. Enseignement : la grande charge ne peut plus être modélisée comme une demande passive; elle doit prouver son comportement en cas de défaut et sa pilotabilité. (Utility Dive / PJM)

10. La répartition des coûts de Dominion évolue vers l'attribution directe : Les régulateurs de la Virginie ont ordonné qu'une plus grande part des coûts de transport soit attribuée directement aux centres de données. Enseignement : le principe de protection des abonnés passe de la rhétorique à la répartition des coûts des services publics. (Utility Dive)

11. Bloom normalise l'énergie sur place : Bloom Power Connect vise à réduire de plus de 40 % le temps d'installation grâce à des ensembles normalisés de piles à combustible, d'appareillage de commutation et de commandes. Enseignement : l'énergie sur place est transformée en produit afin de pouvoir croître au-delà de l'ingénierie de campus sur mesure. (Bloom Energy)

12. ERock enregistre 470 MW de demande d'Anthropic : Anthropic a commandé 470 MW d'équipement de production au gaz naturel sur place, qui s'ajoutent aux travaux d'ERock liés à Meta. Enseignement : la production modulaire devient un indicateur négocié de la rapidité d'accès à l'énergie pour l'IA. (Article source)

13. Groq se tourne vers la capacité d'inférence : Groq a levé 350 M$ à une valorisation de 3,5 G$ et prévoit plus de 200 MW de capacité l'an prochain. Enseignement : même les concurrents des grands fabricants de puces gravitent vers la couche de capacité, où la demande d'inférence est tendue. (Bloomberg)

14. Saragon se lance dans l'inférence en périphérie : Saragon, soutenue par l Squared, a démarré avec 10 installations, environ 53 MW installés et jusqu'à 1 G$ de capitaux engagés. Enseignement : l'inférence crée une thèse de capacité métropolitaine distincte des campus d'entraînement géants. (Saragon)

15. CoreWeave fait face à une concurrence accrue des néoclouds : Le carnet de CoreWeave dépasse toujours 100 G$, mais SpaceX et d'autres s'attaquent vigoureusement à la capacité de calcul. Enseignement : la rareté soutient les prix aujourd'hui; la concurrence et le risque de renouvellement façonneront les marges de demain. (Bloomberg Opinion)

16. Nebius et CoreWeave testent des contrats plus courts : Nebius affirme que des contrats de trois à six mois peuvent s'annualiser à 40-50 M$ par MW, tandis qu'AWS met l'accent sur des engagements de cinq ans et plus. Enseignement : le marché se scinde entre flexibilité des marges et certitude du carnet. (The Information)

17. Nscale vise un PAPE de 3 G$: L'entreprise d'infonuagique pour l'IA prépare une inscription en bourse appuyée sur une importante base de revenus contractuels. Enseignement : on demande aux marchés boursiers de capitaliser les mégawatts futurs autant que les bénéfices actuels. (Bloomberg)

18. Nebius revient sur le marché des convertibles : Nebius sollicite les investisseurs pour un financement convertible supplémentaire. Enseignement : la croissance des néoclouds dépend toujours de structures de capital capables de suivre le rythme des engagements en GPU et en énergie. (Bloomberg)

REVUE DE LA SEMAINE

19. QTS place une dette liée à Microsoft à un rendement élevé : Une obligation de centre de données liée à Microsoft a suscité une forte demande, mais a offert un rendement de 7,228 %. Enseignement : la demande est là, mais le capital d'infrastructure d'IA à long terme n'est pas bon marché. (Bloomberg)
20. Les capex fantômes des géants de la techno atteignent environ 3 billions $: Les engagements hors bilan des grandes entreprises technologiques éclipsent les dépenses en immobilisations déclarées des douze derniers mois. Enseignement : les obligations d'infrastructure d'IA sont plus importantes et plus contractuelles que ne le laissent croire les capex annoncés. (Wall Street Journal)
21. KKR présente les serveurs comme une infrastructure finançable : KKR affirme que certains serveurs d'IA peuvent conserver de la valeur après six ou sept ans, mais évite les actifs très endettés à 30 fois les bénéfices. Enseignement : le capital averti est intéressé, mais pas indifférent au levier, au risque de renouvellement ni au crédit des contreparties. (Bloomberg)
22. Les discussions de financement de Broadcom approchent l'échelle des services publics : Les discussions sur le financement de puces d'IA liées à Broadcom pourraient dépasser 60 G$. Enseignement : le financement des puces devient du financement d'infrastructure, et les hypothèses de valeur résiduelle portent une plus grande part de l'analyse de crédit. (Bloomberg)
23. Anthropic élargit la course aux bilans : Anthropic met en place une facilité de crédit de plus de 10 G$ et étudie un PAPE d'une ampleur record pendant que ses revenus accélèrent. Enseignement : les gagnants du marché des modèles peuvent attirer des capitaux, mais leurs obligations énergétiques et locatives croissent tout aussi vite. (Bloomberg)
24. Stripe paie plus de 7 G$ pour OpenRouter : Stripe a acquis la jeune pousse d'acheminement de modèles d'IA pour capter l'économie des transactions de jetons sur de nombreux modèles. Enseignement : si aucun modèle ne s'impose, l'acheminement et l'optimisation des coûts deviennent des péages d'infrastructure sur la consommation de calcul. (Wall Street Journal)
25. Les industrielles se négocient à des multiples d'IA tendus : Les industrielles se négocient désormais à près de 24,7 fois les bénéfices prévus, au-dessus des technologiques et de l'ensemble du S&P 500. Enseignement : la rareté de l'équipement est réelle, mais la valorisation escompte déjà une longue période de croissance. (Bloomberg)
26. Les grands fabricants profitent du cycle d'équipement des centres de données : Les fournisseurs d'équipement électrique et énergétique constatent une nouvelle demande liée à l'infrastructure d'IA. Enseignement : la couche de l'équipement capte la prime de rareté sans risque de locataire, d'énergie marchande ou de localisation. (Wall Street Journal)
27. Le comté de Loudoun débat de sa dépendance : Les taxes sur l'équipement des centres de données devraient rapporter environ 1,3 G$, soit environ 40 % des recettes fiscales du comté. Enseignement : les gains fiscaux peuvent réduire les taxes résidentielles, mais le risque de concentration et le ressac local continuent de croître avec le temps. (New York Times)
28. Des propriétaires du Kentucky refusent 26,48 M$: Une mère et sa fille ont refusé une offre qui aurait changé leur vie pour des terres agricoles liées à un campus hyperscale de 2,2 GW. Enseignement : aucun tableur ne chiffre pleinement l'attachement culturel, religieux ou intergénérationnel à la terre. (Wall Street Journal)
29. La politique de révocation atteint les centres de données : À Independence, au Missouri, des résidents ont recueilli plus de 1 200 signatures pour révoquer un conseiller municipal après l'approbation d'incitatifs. Enseignement : les approbations locales peuvent devenir un risque électoral après le vote, et pas seulement avant. (New York Times)
30. Les jeunes Américains deviennent plus sceptiques envers l'IA : Près des trois quarts des adultes de moins de 30 ans pensent maintenant que l'IA entraînera moins d'emplois. Enseignement : l'opposition à l'infrastructure pourrait se fondre avec l'inquiétude liée à l'emploi, élargissant la coalition contre la croissance locale des centres de données. (Bloomberg / Pew)

À PROPOS DE DIGITAL POWER DIGEST
Digital Power Digest est le bulletin institutionnel de Keel Infrastructure sur la rencontre des marchés de l'électricité et de l'infrastructure numérique – interconnexion, production, approvisionnement en gaz, marchés financiers et réglementation –, sous la direction de Chris Ruppel, VPP – Énergie. Les analyses reflètent l'information publique et le jugement du rédacteur à la date de publication. À titre informatif seulement; ne constitue pas un conseil en placement.

CE QUE NOUS SURVEILLONS

FERC/PJM : acceptation, contestations et modalités de mise en œuvre du RBP et de l'IRAS, y compris le calendrier du registre et l'attribution au détail.
PUC de la Pennsylvanie : propositions de tarifs à effacement prioritaire, règles de répartition des coûts et lignes directrices sur les approbations locales en vertu du décret 2026-05.
ERCOT/PUCT : rapports de vérification du 10 décembre, point de contrôle du 17 décembre, état du pont QSA et tout signal de glissement de l'échéance d'étude du 9 avril.
Réécriture des ESA : les ententes de service des centres de données commenceront-elles à inclure des avenants explicites de couverture, d'effacement, d'indemnisation et de production de secours?
Marchés du crédit : concessions sur la dette des projets d'IA alors que les taux à long terme restent élevés et que les capex fantômes continuent de croître.
Tenue aux creux de tension : progression de la NERC et de PJM vers des exigences de tension et de fréquence et des normes de modèles dynamiques pour les charges de calcul.

EN CHIFFRES | RAPPEL DU NUMÉRO 2	
50 MW – seuil du registre des grandes charges de PJM.	**25 MW** – seuil du décret de la Pennsylvanie pour le processus d'autorisation des centres de données.
1er juin 2027 – date limite proposée par PJM pour les nouvelles grandes charges.	**100 %** – couverture de la demande requise pour l'exception d'effacement préconisée en Pennsylvanie.
2029/2030 – première BRA où les nouvelles grandes charges non couvertes sont retirées de la courbe VRR.	**10 % / 14,5 % / 32 %** – progression de l'énergie propre et ferme en Pennsylvanie selon les repères GRID.
8,833 GW – cohorte texane du S1 2027 rattachée au pont QSA.	**3,8 GW** – charge de centres de données déconnectée dans PJM lors de l'événement du 22 juillet.