



NOTE DE RECHERCHE

Énergie et flexibilité industrielle

Charges flexibles et gestion des surcapacités :

Retour d'expérience du programme *Large Flexible Load* d'ERCOT
et conditions de transposabilité au système français

Avril 2026

INBi – www.inbi.fr

Résumé

Le système électrique français fait face à une surcapacité bas-carbone croissante. RTE anticipe une modulation nucléaire par absence de débouché de 20 à 30 TWh à l'horizon 2027¹, tandis que l'écèlement des renouvelables a doublé en 2025 par rapport à 2024². La flexibilité de la demande et le stockage par batteries peuvent améliorer l'équilibre du système au quotidien, mais ne suffisent pas à absorber un surplus structurel de cette ampleur³.

Or un autre type de flexibilité existe déjà à grande échelle au Texas : des charges industrielles capables de s'effacer intégralement et de concentrer leur consommation sur les périodes d'abondance. ERCOT, l'opérateur du réseau texan, a mis en place un cadre spécifique pour ces charges, les *Large Flexible Loads* (LFL). Fin 2024, 5 479 MW de capacité LFL étaient approuvés ; soit environ 6 % du pic de consommation du réseau texan (~85 GW), un volume comparable à la puissance de cinq à six réacteurs nucléaires. Ces charges participent aux programmes d'équilibre d'ERCOT, où le minage de Bitcoin fournit désormais plus de la moitié des ressources d'effacement d'urgence. Lors d'un événement réseau le 30 juillet 2025, les données ERCOT montrent une chute de la charge crypto de 1 629 MW à moins de 50 MW, l'effacement ayant débuté par anticipation avant la phase critique⁴. Le modèle économique de ces charges repose sur le minage de Bitcoin (le signal-prix du marché texan détermine leur profil de consommation et d'effacement) et sur la rémunération des services d'équilibre qu'elles fournissent au réseau électrique.

Cette note analyse le fonctionnement du cadre LFL d'ERCOT et examine ses conditions de transposabilité au système français. Elle montre que l'écart entre le Texas et la France tient d'abord à l'architecture de marché. La question n'est donc pas de reproduire ERCOT, mais de savoir si le cadre réglementaire français empêche l'apparition de charges capables de rendre un service analogue.

1. Question de recherche et méthode

Comment ERCOT intègre-t-il les charges industrielles flexibles dans la gestion de l'équilibre offre-demande, et quels enseignements peut-on en tirer pour le traitement de la surcapacité bas-carbone en France ?

Cette note n'est pas une étude quantitative. Elle ne modélise pas l'impact d'un déploiement de charges flexibles sur le système français ; ce travail fait l'objet d'un projet de recherche distinct, en cours de préparation avec une co-auteurice académique. La présente note est une analyse comparative institutionnelle et réglementaire.

¹RTE, Bilan prévisionnel 2025, principaux résultats, p. 8.

²RTE, Bilan électrique 2025, synthèse, 25 février 2026.

³RTE, Bilan prévisionnel 2025, résumé exécutif, chapitre 10.

⁴ERCOT, ERS Crypto Load, données du 30 juillet 2025. Les courbes détaillées (ERS Gen, ERS Non-Crypto Load, ERS Crypto Load) sont analysées en section 2.2.

2. Le programme *Large Flexible Load* d'ERCOT

2.1 Définition et cadre réglementaire

ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*) gère environ 90 % de la charge électrique du Texas dans le cadre d'un marché dérégulé à tarification nodale, dont les propriétés sont analysées en section 3.

En 2022, ERCOT a créé un processus de raccordement spécifique pour les *Large Flexible Loads* (LFL), définis comme toute installation soutirant au réseau une puissance de pointe égale ou supérieure à 75 MW⁵. Ce processus, initialement intérimaire, a été formalisé dans le Planning Guide d'ERCOT (PGRR115, section 9, approuvé en avril 2025)⁶. En juin 2025, le Texas Senate Bill 6 a donné un cadre législatif aux charges de 75 MW et plus, marquant le passage d'une gestion opérationnelle à une reconnaissance en droit⁷. D'après les données compilées par l'EIA (*U.S. Energy Information Administration*), ERCOT a approuvé fin 2024 environ 5 479 MW de capacité LFL et anticipait 9 500 MW d'ici fin 2025⁸. Il s'agit d'une capacité autorisée au raccordement, non d'une charge effectivement appelée à chaque instant.

Le cadre LFL porte sur le raccordement et la reconnaissance juridique de ces charges ; il n'emporte par lui-même aucune obligation de fourniture de services au réseau. La participation aux programmes d'équilibrage d'ERCOT, dont l'*Emergency Response Service* examiné ci-après, reste volontaire et rémunérée au prix de marché. Si les charges de minage y occupent aujourd'hui une place prépondérante, c'est un résultat empirique — lié à leur profil technique (section 4) — et non une conséquence mécanique du statut LFL.

2.2 Le programme *Emergency Response Service* en action

L'*Emergency Response Service* (ERS)⁹ est un programme d'urgence rémunérant des réductions de charge ou des injections en période de tension. Il ne se confond pas avec l'ensemble des principaux services système d'ERCOT. Les données ERCOT du 30 juillet 2025 permettent en revanche d'observer, sur événement réel, comment trois catégories de ressources se comportent à l'intérieur de ce programme¹⁰.

⁵ERCOT, Large Flexible Load Task Force, première réunion le 14 avril 2022 ; McGuireWoods, « Crypto-Miners, Large Loads Subject to New Interim Interconnection Process in ERCOT », avril 2022.

⁶ERCOT, Planning Guide Revision Request PGRR115, approuvé par le Board d'ERCOT le 8 avril 2025. La définition formelle figure à la section 9.2.1. Voir aussi NPRR1234 (Nodal Protocol Revision Request), approuvé le même jour.

⁷Texas Senate Bill 6, signé le 20 juin 2025 ; Baker Botts, « Texas Senate Bill 6: Understanding the Impacts to Large Loads and Co-located Generation », juillet 2025.

⁸U.S. Energy Information Administration, « Data centers and cryptocurrency mining in Texas », octobre 2024.

⁹ERCOT, Commercial Operations Update, septembre 2025. L'ERS (*Emergency Response Service*) est un programme d'urgence rémunérant les effacements ou les injections en période de tension ; il est distinct des quatre services système principaux d'ERCOT (*Reg-Up, Reg-Down, Responsive Reserve, Non-Spinning Reserve*).

¹⁰ERCOT, ERS Gen / ERS Non-Crypto Load / ERS Crypto Load, données du 30 juillet 2025.

Côté production (ERS Gen) : la courbe orange représente les capacités de production réservées par ERCOT ; la courbe bleue, la montée en charge effective. Autour de 19h, le système entre en phase critique. Les centrales à gaz de pointe injectent jusqu'à 190 MW, alors qu'ERCOT disposait de près du double en réserve.

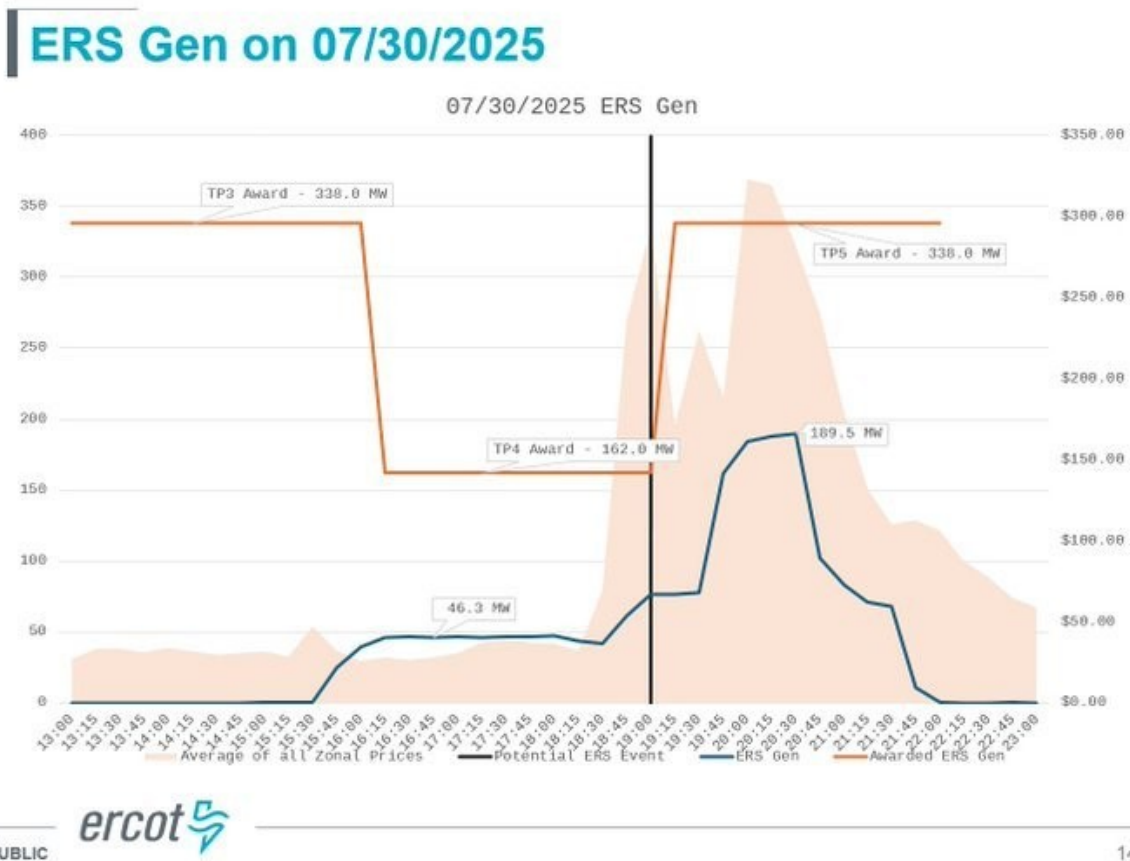


Figure 1. ERS Gen (production de pointe) le 30 juillet 2025. Source : ERCOT.

Côté demande non-crypto (ERS Non-Crypto Load) : les consommateurs industriels traditionnels (aciéries, usines) ont réduit leur charge à partir de 15h30, passant d'environ 3 100 MW à 1 500 MW, soit un effacement d'environ 50 % (courbe bleue). Mais à partir de 18h30, alors que le prix du kWh s'envole, ces consommateurs ne peuvent pas réduire davantage leur activité. ERCOT disposait d'environ 1 GW de capacités d'effacement contractées auprès de cette catégorie de charges (courbe orange).

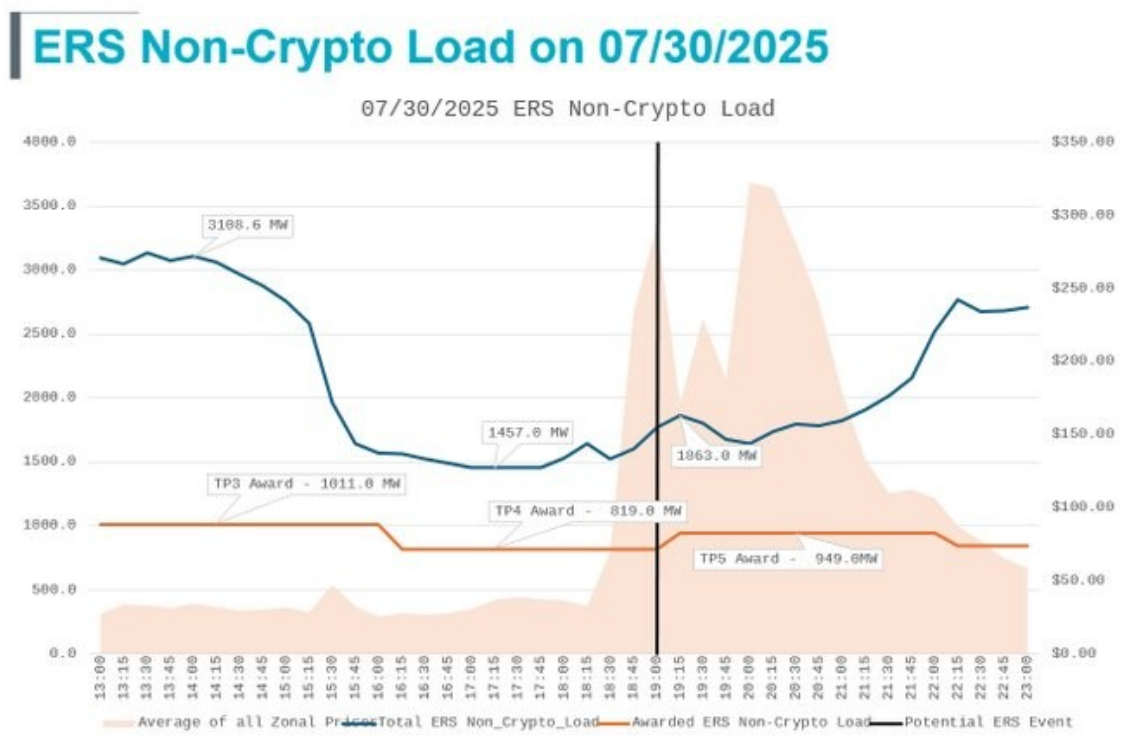


Figure 2. ERS Non-Crypto Load le 30 juillet 2025. Source : ERCOT.

Côté crypto (ERS Crypto Load) : les mineurs de Bitcoin ont commencé à réduire leur consommation dès 13h en anticipation de la phase critique. À 14h30, plus de 400 MW étaient déjà effacés. À 16h, la quasi-totalité de la charge était effacée — passant de 1 629 MW à moins de 50 MW.



Figure 3. ERS Crypto Load le 30 juillet 2025. Source : ERCOT.

Le contraste entre les trois courbes est frappant : les charges crypto ont effacé un volume comparable à celui des charges industrielles classiques (~1 600 MW contre ~1 500 MW), mais en proportion quasi totale (97 %) là où les industriels plafonnent à environ 50 %.

Part dans l'ERS. Le rapport Commercial Operations Update d'ERCOT de septembre 2025 montre que les charges de minage représentaient 1 077 MW sur 2 088 MW de ressources ERS en période TP3, soit plus de 50 %. En janvier 2026, ERCOT indiquait que, pour la période contractuelle décembre 2025-mars 2026, les charges de crypto mining représentaient 64 % de la capacité totale procurée dans le programme ERS¹¹.

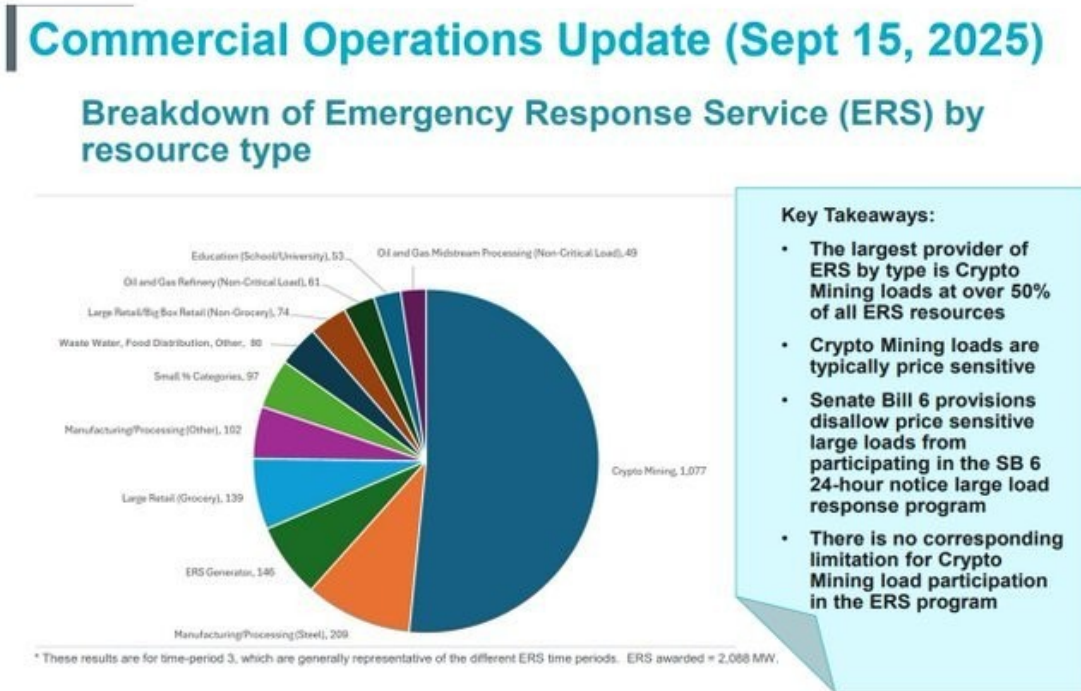


Figure 4. Répartition des ressources ERS par type, septembre 2025. Source : ERCOT.

¹¹ Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), “Commercial Markets Update”, Board of Directors Meeting, 22–23 sept. 2025, diapositive 6 ; ERCOT, “ERS-Crypto-Mining-Load-Presentation”, Wholesale Market Subcommittee (WMS), 7 janv. 2026 (document mis en ligne le 5 janv. 2026), diapositive 2.

2.3 Que recouvre, chez ERCOT, la catégorie « crypto » ?

Le terme « crypto » utilisé par ERCOT renvoie, en pratique, très majoritairement à des charges de minage de Bitcoin. ERCOT indique que la quasi-totalité des *Large Flexible Loads* existants relève du *crypto-currency mining*, et ses prévisions opérationnelles modélisent même la consommation des LFL à partir des *bitcoin market dynamics*¹². Cette lecture est cohérente avec l'analyse de l'EIA, qui relève qu'au Texas les charges flexibles participant aux mécanismes volontaires d'effacement sont d'abord des installations de *cryptocurrency mining*, avant les data centers et certaines usines¹³. Elle l'est aussi avec les données 2025 du Cambridge Centre for Alternative Finance : 98,5 % de la puissance allouée par les entreprises interrogées est consacrée au minage de Bitcoin, contre 1,05 % aux autres cryptoactifs et 0,45 % au HPC ; l'échantillon est en outre fortement concentré en Amérique du Nord, avec les États-Unis représentant 75,4 % de l'activité sondée. En l'état des sources disponibles, il est donc raisonnable d'interpréter la catégorie « crypto » d'ERCOT comme renvoyant principalement au minage de Bitcoin¹⁴.

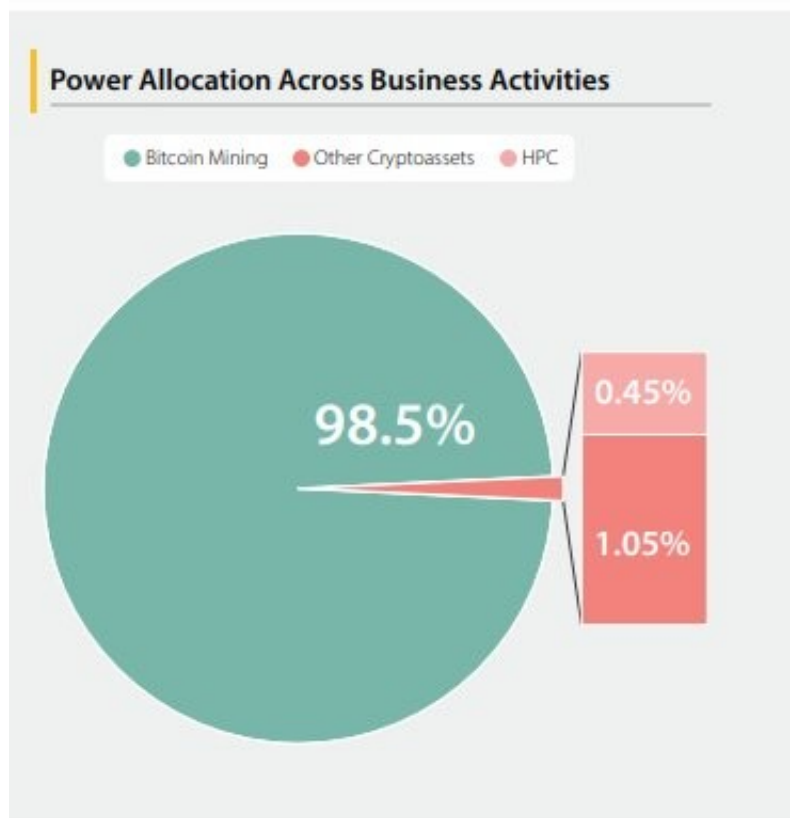


Figure 5. Répartition de la puissance de calcul par activité.

Source : Cambridge Digital Mining Industry Report, avril 2025.

¹²ERCOT, *Report on the Capacity, Demand and Reserves (CDR)*, publié le 13 février 2025, p. 3 ; ERCOT, *Monthly Outlook for Resource Adequacy*, juin 2025.

¹³U.S. Energy Information Administration, "Data centers and cryptocurrency mining in Texas drive strong power demand growth", 3 octobre 2024.

¹⁴Cambridge Centre for Alternative Finance, *Cambridge Digital Mining Industry Report: Global Operations, Sentiment, and Energy Use*, 23 avril 2025.

3. Pourquoi ces charges émergent au Texas : le rôle de l'architecture de marché

L'émergence de charges flexibles de grande taille au Texas n'est pas le produit d'une politique industrielle ciblée ni d'un dispositif de soutien dédié à cette catégorie d'acteurs. Elle résulte d'une architecture de marché qui laisse le signal prix parvenir au consommateur final sans distorsion, complétée par des choix institutionnels de l'opérateur de réseau qui sont technologiquement neutres : ils encadrent les grandes charges flexibles sans en privilégier aucun usage particulier.

3.1 La tarification nodale (LMP)

Le marché ERCOT repose sur la tarification nodale, ou *Locational Marginal Pricing* (LMP). À chaque nœud du réseau, à chaque instant, un prix est calculé qui reflète le coût marginal réel de la fourniture d'électricité, y compris les contraintes de transport. Les prix nodaux correspondent aux multiplicateurs de Lagrange du problème d'optimisation sous contraintes résolu par l'opérateur : ils traduisent directement la rareté physique à chaque point du réseau¹⁵. Ce signal granulaire rend visible la valeur de la flexibilité locale.

Quand le prix tombe à zéro ou en territoire négatif (dans les zones de forte production éolienne de l'ouest texan), une charge capable de consommer à ce prix et de s'effacer quand le prix remonte peut trouver un modèle économique viable sans dispositif public dédié. Les rémunérations d'ERS s'y ajoutent ensuite comme paiements de marché pour un service rendu en période de tension.

Marcel Boiteux et le signal prix

Marcel Boiteux a profondément marqué la tradition française de tarification au coût marginal : l'idée centrale est que les tarifs doivent refléter, autant que possible, le coût de fourniture du système. Sous cet angle, la tarification nodale d'ERCOT peut être lue comme un prolongement contemporain de cette logique, puisqu'elle rend visibles, dans le temps et dans l'espace, les différences de coût liées à la congestion et à l'équilibre local du réseau¹⁶.

À l'inverse, en France, le signal adressé à une charge flexible est fortement atténué par la combinaison d'un prix de zone unique, d'un TURPE dont la granularité temporelle est calendaire et non adossée au prix spot et d'une accise fixe. Ainsi, même lorsque la valeur marginale de l'électricité chute fortement en période de surplus, le prix effectivement perçu par le consommateur flexible reste partiellement découplé de cette abondance.

Il est notable que le système français, héritier direct de cette tradition tarifaire, transmette aujourd'hui un signal de coût moins granulaire que le marché texan.

¹⁵ Julien Loron, « L'optimisation à l'américaine du système électrique », L'Electron Libre, mars 2026 ; voir aussi : Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D., & Bohn, R. E. (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Kluwer Academic Publishers.

¹⁶ Marcel Boiteux, « La tarification des demandes en pointe : application de la théorie de la vente au coût marginal », Revue générale de l'électricité, 1949.

3.2 Des coûts réseau et fiscaux qui atténuent moins le signal-prix

Au Texas, la composante transmission des coûts de réseau supportés par les gros consommateurs n'est pas couverte par un tarif uniforme de type TURPE. Dans ERCOT, elle est largement allouée via la méthode dite « 4CP », fondée sur la contribution aux quatre pointes coïncidentes de l'été (juin à septembre) : une charge qui s'efface à ces moments réduit donc fortement sa contribution à cette composante. Il n'existe pas non plus de taxe spécifique uniforme par MWh comparable à l'accise française. En revanche, le prix final ne se réduit pas au seul prix nodal : des TDU delivery charges, d'autres frais et, selon les cas, la sales tax, subsistent. Pour une charge flexible de grande taille exposée au marché, le signal de surplus parvient donc de manière nettement plus directe qu'en France, sans pour autant se confondre parfaitement avec le seul coût marginal instantané.

4. Propriétés des charges flexibles comme fournisseurs de services réseau

Toutes les charges industrielles ne se valent pas du point de vue de la flexibilité. La figure suivante, issue d'Arcane Research, compare trois types de charges sur quatre critères pertinents pour les services d'équilibrage¹⁷.

Figure 2 – Interruptibility: Bitcoin Miner vs. Data Center vs. Steel Plant

arcane research	Cost of reacting	Reaction time	Availability	Granularity
Bitcoin miner 	Low	Quick	High	High
Data center 	High	Quick	High	Moderate
Steel plant 	Moderate	Slow	Low	Low

Source: Arcane Research

Figure 6. Comparaison de l'interruptibilité : mineurs de Bitcoin, centres de données et aciéries. Source : Arcane Research.

Le minage de Bitcoin présente un profil de flexibilité distinctif parmi les charges industrielles : temps de réponse très rapide, coût d'interruption particulièrement faible, divisibilité fine de la charge et possibilité de redémarrage sans coût significatif.

¹⁷ Arcane Research, comparaison de l'interruptibilité des charges industrielles.

Ces propriétés ont été systématiquement relevées dans la littérature académique. Ibañez et Freier (2023) soulignent notamment qu'à la différence de nombreuses charges participant à des programmes d'effacement, le minage peut être activé ou interrompu en quelques secondes, avec de faibles coûts de réaction, et que l'interruption n'entraîne pas de perte de travail pour le système global du protocole¹⁸.

C'est ce profil technique qui explique la domination des charges de minage dans le programme ERS d'ERCOT : comparativement à beaucoup de charges industrielles traditionnelles, elles peuvent fournir un service d'effacement plus rapide et plus fortement mobilisable, avec un coût d'interruption particulièrement faible, comme l'illustrent les courbes du 30 juillet 2025.

Ce profil technique ne fait pas du minage une solution universelle. Ibañez et Freier situent le minage aux côtés d'autres ressources de charge flexible (batteries, dessalement, hydrogène vert, autres centres de données flexibles, effacement industriel classique) et soulignent que ces technologies ne sont pas de simples concurrentes mais peuvent se compléter selon les cas d'usage¹⁹.

5. Comparaison structurelle

Caractéristique	ERCOT (Texas)	France
Modèle de marché	Energy-only, prix nodal (LMP)	Zone FR dans le couplage européen, prix unique national
Tarif d'accès réseau	Pas de TURPE uniforme ; prix de gros + <i>TDU delivery charges</i> incluant une composante transmission récupérée via 4CP / NCP	TURPE avec composantes fixes non modulées par le profil ; granularité temporelle calendaire, non adossée au prix spot
Accise / taxe	Pas d'accise fédérale par MWh	Accise fixe
Mécanisme de capacité	Aucun (energy-only)	Marché de capacité séparé
Signal-prix pour charge flexible exposée au marché de gros	Prix négatifs fréquents, visibles au nœud	Atténué par TURPE + accise
Cadre de raccordement des grandes charges	Cadre LFL (PGRR115 ; SB 6) + accès séparé aux programmes d'effacement (ERS, <i>Load Resources</i>)	Pas de cadre spécifique
Charges dont la flex. est la raison d'être	~5,5 GW LFL approuvée (fin 2024)	Pas de cat. LFL équivalente

¹⁸Ibañez, J. I., & Freier, A. (2023). « Bitcoin's Carbon Footprint Revisited: Proof of Work Mining for Renewable Energy Expansion ». *Challenges*, 14(3), 35. Des propriétés analogues sont relevées dans Rhodes *et al.* (2021), Bruno *et al.* (2023) et Mellerud (2021), également cités en bibliographie.

¹⁹Ibañez, J. I., & Freier, A. (2023), *op. cit.*, section 7 « *Challenger Technologies: Alternative Load Resources* », Table 6.

Cette comparaison suggère que l'absence de charges dont la flexibilité est la raison d'être n'est pas, en France, le résultat d'un choix délibéré, mais l'effet d'un cadre conçu pour des consommateurs existants dans un monde où la surcapacité bas-carbone n'existait pas. Elle ne préjuge pas des autres mécanismes de flexibilité, qui portent sur ces mêmes consommateurs rendus flexibles.

6. Limites et objections

La transposabilité directe est limitée. Le réseau français est bien maillé et peu congestionné comparé à ERCOT, ce qui réduit la composante « congestion » du signal prix. La surcapacité française est principalement temporelle, pas spatiale. ERCOT est par ailleurs un système quasi-isolé : ses liaisons HVDC avec l'interconnexion Est se limitent à environ 820 MW (via le Southwest Power Pool en Oklahoma), sans connexion opérationnelle avec l'interconnexion Ouest à ce jour²⁰. Cette quasi-insularité pèse dans le choix d'un modèle *energy-only* sans mécanisme de capacité et renforce la valeur interne de la flexibilité de la demande. Le réseau français, intégré à une plaque européenne synchrone, opère dans une configuration très différente. Un passage à la tarification nodale n'est ni proposé ici ni nécessaire pour lever les obstacles identifiés.

Le risque d'engorgement du raccordement et de tensions sur l'infrastructure. L'expérience texane l'illustre nettement. En février 2023, ERCOT suivait déjà 37,7 GW de demandes de grandes charges dans son processus intérimaire, pour un système dont le record de pointe venait juste de dépasser 80 GW. Fin 2025, ces demandes dépassaient 233 GW. Cette explosion a conduit ERCOT non pas à interdire ces charges, mais à faire évoluer le traitement projet par projet vers un *batch study process*, avec une cadence semestrielle et des critères de maturité opérationnelle et d'engagement financier pour l'entrée en *Batch Zero*²¹. En parallèle, ERCOT cherche à mobiliser plus explicitement le statut existant de *Controllable Load Resource* (une charge susceptible d'augmenter ou de réduire sa consommation sous dispatch d'ERCOT) comme voie d'intégration de certaines grandes charges. Le précédent texan montre donc qu'un afflux massif de charges flexibles peut rapidement engorger le raccordement et créer des tensions de planification ; la réponse réglementaire consiste moins à les interdire qu'à filtrer leur entrée, séquencer leur raccordement et organiser leur pilotage. Ce constat rejoint les enjeux de la refonte du raccordement engagée par RTE en France, où la file d'attente des projets consommateurs, toutes catégories confondues, pose des questions analogues de priorisation, d'engagement et de gestion de la rareté²².

²⁰NERC, cité dans S&P Global, « US DOE announces \$1.5B to support 4 large-scale power grid projects », 3 octobre 2024 : « the ERCOT system only has about 820 MW in summer and winter peak transfer capability with the Eastern Interconnection.

²¹ERCOT et McKinsey, Large Load Interconnection Batch Study Workshop, 3 février 2026.

²²RTE, consultation publique sur la refonte du raccordement des clients consommateurs, 26 janvier – 20 mars 2026. La contribution de l'INBi est disponible à l'adresse : <https://inbi.fr/consultation-rte-allocation-capacite-raccordement-inbi/>

Les critiques du programme ERS comme « subvention ». La sénatrice Elizabeth Warren a dénoncé les paiements d'ERS comme des subventions supportées par les consommateurs texans. Le point doit être traité frontalement, car il donne souvent lieu à un contresens. L'ERS ne rémunère pas le minage en tant que tel : il rémunère une disponibilité d'effacement ou d'injection en période de tension sur le système. Autrement dit, les opérateurs concernés ne sont pas payés pour consommer, mais pour pouvoir réduire très rapidement leur consommation lorsque le réseau en a besoin. La structure est celle des services auxiliaires standards, analogue aux réserves primaires, secondaires et tertiaires rémunérées par RTE en France sans qu'on y voie une subvention. Si les charges de minage y occupent aujourd'hui une place importante, c'est en raison de leurs propriétés techniques — rapidité d'arrêt, divisibilité de la charge, faible coût d'interruption — et non parce qu'un dispositif public aurait été conçu pour soutenir cette activité. La controverse porte donc moins sur l'existence d'une aide dédiée que sur le coût de ces paiements au regard du service rendu. Sur ce point, le contrefactuel est documenté : les 10 Md\$ de centrales de pointe au gaz proposées par Berkshire Hathaway Energy en 2021 auraient été payées par les consommateurs texans sur plusieurs décennies pour fournir un service que les charges flexibles rémunérées via ERS assurent aujourd'hui à moindre coût²³.

Les limites de passage à l'échelle. La capacité du minage de Bitcoin à absorber des surplus électriques s'équilibre à chaque instant en fonction du prix du Bitcoin, de la difficulté, du hashrate global, du coût des équipements, du coût du capital et du coût de l'électricité²⁴. Cette capacité d'équilibre n'est pas fixe : elle évolue avec le prix du bitcoin et peut croître substantiellement en cas d'appréciation, dans les limites de la production mondiale d'ASICs et de la vitesse de déploiement physique. À des niveaux de prix déjà observés, elle représente aux États-Unis plusieurs gigawatts de charge pilotable, soit un ordre de grandeur du même ordre que la surcapacité nucléaire française anticipé par RTE pour manque de débouchés économiques. Déterminer quelle fraction d'un surplus donné le minage pourrait absorber à un horizon futur dans un système électrique donné relève d'une analyse quantitative distincte, qui dépasse le périmètre de cette note comparative.

²³Texas Tribune, « Texas power plants cost estimate soars to \$18 billion », 13 avril 2023 ; Reuters, « Berkshire defends \$8 bln Texas power proposal to combat blackouts », 1er mai 2021

²⁴Mellerud, J. (2021), op. cit., chapitre sur l'économie du minage ; Ibañez & Freier (2023), op. cit., section 6 « Challenging Trends ».

7. Conclusion

L'expérience d'ERCOT montre que des charges industrielles intrinsèquement flexibles peuvent fournir des services d'équilibrage mesurables et émerger à grande échelle lorsque le signal-prix leur parvient sans distorsion majeure et qu'un cadre adapté reconnaît cette catégorie de charge. Au Texas, plusieurs gigawatts de grandes charges flexibles ont déjà été approuvés au raccordement (*Large Flexible Load*, §2.1) ; au sein du programme d'effacement d'urgence d'ERCOT (*Emergency Response Service*, §2.2), une part majoritaire de la ressource d'effacement provient désormais du minage.

En France, le système fait face à une surcapacité bas-carbone documentée, mais aucune catégorie juridique équivalente n'a émergé. L'analyse comparative suggère que cette absence ne tient pas à une impossibilité technique. Elle tient à un cadre réglementaire qui traite une charge dont la flexibilité est la raison d'être comme un consommateur existant dont la flexibilité ne serait qu'une propriété ajoutée : TURPE à composantes fixes non modulées par le profil, accise fixe, procédures de raccordement calibrées pour la permanence, règles NEBCO fondées sur une consommation historique.

Il ne s'ensuit pas qu'ERCOT soit transposable comme tel. Mais le précédent texan établit qu'une telle catégorie de charge est possible et qu'elle peut rendre au système des services déjà observables à grande échelle.

La question posée par cette note est dès lors la suivante : le cadre réglementaire français fait-il, en pratique, obstacle à l'apparition de charges capables de rendre un service analogue ? Si oui, lever ces obstacles reviendrait à cesser d'exclure, de fait, une forme de flexibilité dont le système a besoin.

Bastien Desteuque, directeur général de l'INBi

L'Institut National de Bitcoin (INBi) est une association loi 1901. Ses travaux portent sur les systèmes monétaires, l'énergie et les libertés. L'INBi agit de manière indépendante et apaisane.