

Guide Pratique du Marché Mexicain du Stockage d'Énergie Commercial et Industriel (2026–2030) : Comment Réduire votre Facture CFE, Sécuriser votre Alimentation et Rentabiliser votre Investissement

— Analyse de marché, lecture réglementaire, modèles économiques et solutions par industrie pour les propriétaires finaux de la manufacture, l'hôtellerie, les centres de données, les mines, la logistique et l'agriculture, ainsi que pour les entreprises EPC

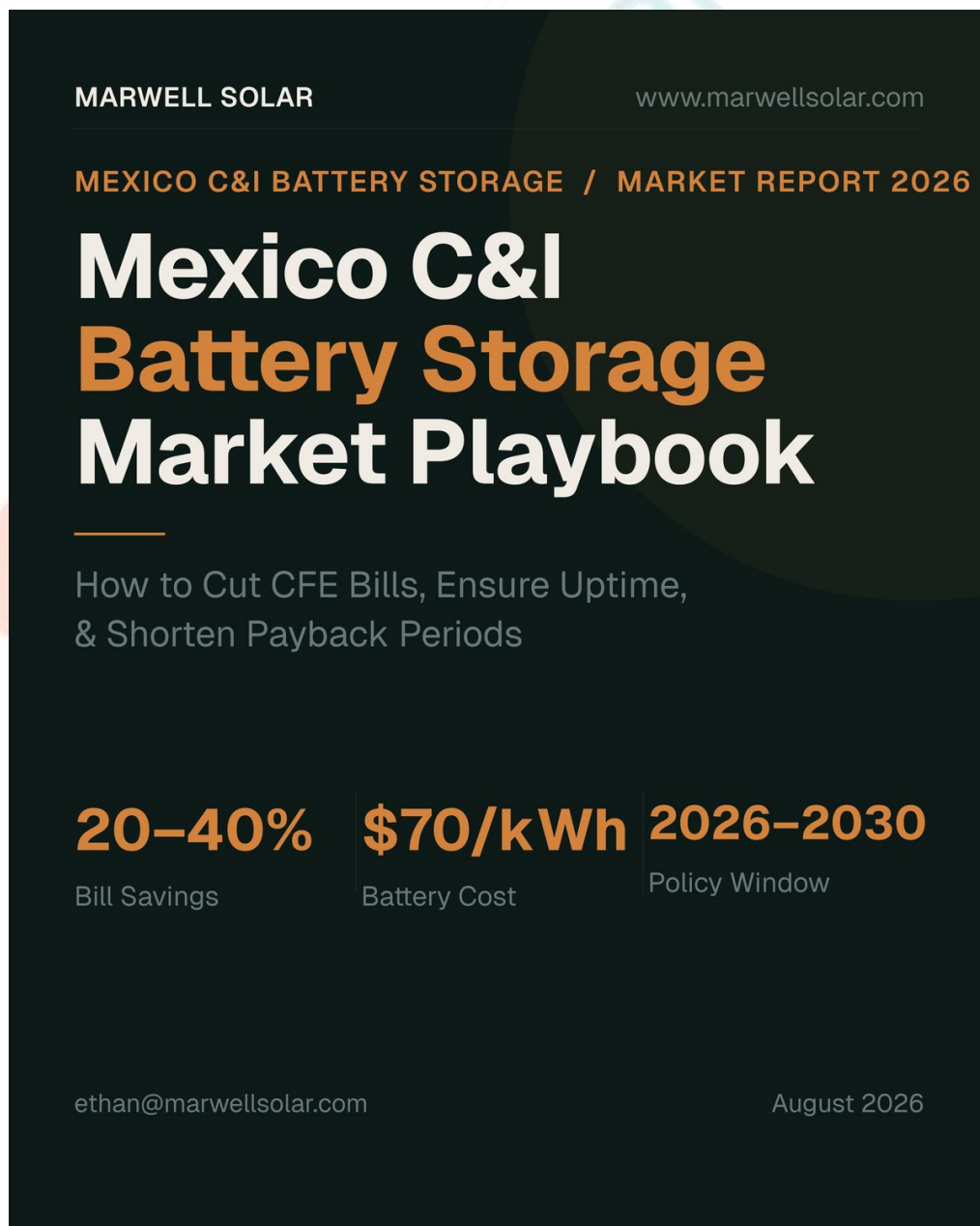


Table des Matières

- Chapitre 1 : Résumé Exécutif
- Chapitre 2 : Les Points de Douleur de la Facture C&I — Où Part votre Argent ?
- Chapitre 3 : Les Quatre Valeurs Directes du Stockage BESS Commercial — Pas Seulement Stocker, mais Économiser
- Chapitre 4 : La Fenêtre Réglementaire 2026–2030 — Le BESS C&I est Enfin Légal et Simple
- Chapitre 5 : Analyse Économique — Combien Coûte le Stockage ? En Combien de Temps est-il Rentabilisé ?
- Chapitre 6 : Guide par Industrie — Comment Déployer le BESS dans votre Secteur ?
- Chapitre 7 : Risques et Pièges — Que le Stockage ne Devienne pas un Fardeau
- Chapitre 8 : Solutions et Services — La Livraison Clé en Main de Marwell Solar
- Chapitre 9 : Conclusions et Liste d'Actions — Vos Prochaines Étapes
- Annexe : Tableaux de Mots-Clés SEO Multilingues

Chapitre 1 : Résumé Exécutif

Perspective du secteur : Au Mexique, l'électricité n'est plus un coût d'exploitation passif — les tarifs horaires, les frais de demande et le risque de coupures en ont fait une variable que l'on peut gérer et optimiser activement. Celui qui apprend à la gérer en premier transforme un centre de coûts en avantage concurrentiel.

1.1 Contexte : Pourquoi 2026–2030 est la Fenêtre en Or du Stockage C&I au Mexique

Le marché mexicain du stockage commercial et industriel (Behind-the-Meter C&I BESS — ce rapport se concentre sur la plage 100 kW–20 MW) vit la

convergence historique de trois fenêtres : réglementaire, des coûts et de la demande.

Côté réglementation, la Loi du Secteur Électrique (Ley del Sector Eléctrico, LSE), en vigueur depuis le 18 mars 2025, a établi pour la première fois les systèmes de stockage d'énergie électrique (SAEE) comme une activité formelle du secteur électrique mexicain. Le Règlement publié le 3 octobre 2025 a précisé en outre que le seuil d'exemption de permis pour la génération distribuée passait de 0,5 MW à **0,7 MW**, et que les projets d'autoconsommation de 0,7–20 MW relèvent d'une procédure simplifiée. Le 16 avril 2026, la Commission Nationale de l'Énergie (CNE) a publié les dispositions administratives générales pour le stockage (DACG Almacenamiento), définissant cinq modalités de participation — parmi lesquelles le « stockage associé aux centres de charge (SAEE-CC) » et le « stockage associé à l'autoconsommation (SAEE-Autoconsumo) », qui **n'exigent aucun permis de stockage séparé**. Pour la première fois, la voie juridique du BESS derrière le compteur est pleinement ouverte. En mai 2026, la SENER a lancé le Guichet Unique de l'autoconsommation (Ventanilla Única), fusionnant neuf procédures en une seule traitée en parallèle par quatre organismes.

Côté coûts, selon l'enquête 2025 de BloombergNEF sur les prix des batteries, le prix moyen mondial des packs lithium-ion est tombé à un plancher historique de **108 USD/kWh**, les packs de stockage stationnaire chutant de 45 % à **70 USD/kWh**, et les systèmes chinois clé en main de 4 heures ne coûtant en moyenne qu'environ 73 USD/kWh — les coûts des équipements de stockage sont entrés dans une zone où les projets C&I bouclent aisément leurs comptes.

Côté demande, la contradiction entre l'envolée de la demande électrique manufacturière liée au nearshoring et le retard d'investissement dans le réseau s'aiguise : en mai 2024, la marge de réserve du réseau national est tombée à **3 %** (contre un plancher réglementaire de 6 %), CFE a déclaré 104 états d'urgence réseau dans l'année, et les coupures estivales ont touché 21 États sur 32. L'IMCO estime que la croissance de la demande impliquée par la planification officielle (2,5 % par an) ne représente qu'un peu plus de la moitié de

celle requise (~4,5 %) pour atteindre les objectifs de croissance du « Plan México » — soit un déficit électrique d'environ 11,9 GW à l'horizon 2030. La réalité d'un réseau insuffisant transforme « autoproduction + stockage » d'option en nécessité pour les propriétaires C&I.

1.2 Constat Central : Quatre Voies Directes vers 20 %–40 % d'Économies de Facture

Sous des tarifs horaires comme GDMTH, le BESS C&I peut procurer **20 %–40 %** d'économies à un client C&I typique en combinant quatre voies :

1. **Écrêtement des pointes / déplacement de charge (Peak Shaving / Load Shifting)** : charger en période base, décharger en pointe, capter un écart de 2 à 3 fois ;
2. **Gestion des frais de demande** : aplanir les pics de demande maximale de 15 minutes, réduisant directement les frais de capacité et de distribution (Cargo por Capacidad y Distribución) qui peuvent représenter 30 %–50 % de la facture ;
3. **Alimentation de secours et qualité de l'énergie** : basculement sans coupure en millisecondes, évitant des pertes d'arrêt de production de dizaines de milliers à des millions de pesos par incident ;
4. **Intégration solaire + BESS** : porter le taux d'autoconsommation photovoltaïque d'environ 35 % à plus de 85 %, tout en satisfaisant les exigences de réserve de la LSE pour les sources intermittentes d'autoconsommation.

Les données publiques de projets d'intégrateurs mexicains montrent que les hôtels équipés de stockage économisent en moyenne de l'ordre de 2,8 millions de pesos par mois, et qu'un grand projet hôtelier à Cancún (en service depuis 2023, le plus grand du genre dans l'hôtellerie latino-américaine) économise environ 104 millions de pesos par an.

1.3 Données Clés : Taille du Marché, Prix des Batteries, Tarifs Industriels CFE

Dimension	Données clés (2025–2026)
Parc de génération distribuée	~ 5,4 GW cumulés fin 2025 (+22 % sur un an), 95 % solaire, investissement cumulé supérieur à 13 milliards USD
Planification nationale du stockage	Le Plan de Renforcement et d'Expansion du Système Électrique (2025–2030) prévoit ~ 2 216 MW de stockage ; les nouveaux projets éolien/solaire doivent co-installer 30 % de capacité, ≥3 heures
Coût des batteries	Pack de stockage 70 USD/kWh (-45 %) ; systèmes chinois clé en main 4 h ~73 USD/kWh
Tarifs industriels CFE	En 2025, hausse moyenne nationale de GDMTH ~5,35 % ; hausses réelles de la catégorie industrielle 8 %–12 % (record sur cinq ans) ; en juillet 2026, le tarif de référence en pointe atteignait ~3,61 MXN/kWh
Prix de pointe typiques	Vallée Centrale ~2,28–2,35 MXN/kWh ; Péninsule (Cancún) au-dessus de 3,5 MXN/kWh ; Basse-Californie du Sud au-dessus de 4,1 MXN/kWh
Fiabilité du réseau	Marge de réserve minimale ~3 % en 2024 ; les pertes manufacturières nationales lors de grandes coupures peuvent atteindre ~200 millions USD par heure

1.4 Recommandations Directes : Trois Actions Immédiates

Premièrement, récupérez immédiatement 12 mois de factures CFE et de données de charge quart-horaires pour un audit énergétique. La grande majorité des clients GDMTH dispose de plus de 20 % de marge compressible sur les « frais de demande » et « l'énergie en pointe ». L'audit ne coûte presque rien, mais il fonde toutes les décisions ultérieures. **Deuxièmement, si votre charge dépasse 0,7 MW, entrez dès maintenant dans la file du permis d'autoconsommation.** Le Guichet Unique est ouvert, mais les délais de livraison des équipements de raccordement — transformateurs, cellules moyenne tension — se sont allongés à 18–36 mois : faire la queue tôt, c'est verrouiller les coûts tôt. **Troisièmement, structurez votre premier projet sur le modèle conservateur « PV d'autoconsommation + stockage d'écrêtement ».** Ne comptez sur aucun revenu non encore mis en œuvre (comme l'effacement tarifaire) ; parcourez tout le processus avec les seules économies déterministes de facture, puis étendez après avoir accumulé les données.

À retenir du chapitre : Les trois fenêtres — réglementaire, coûts, demande — se sont ouvertes simultanément. La première étape du propriétaire C&I n'est pas de comparer les équipements : c'est l'audit énergétique. Sans données de charge, toute discussion de configuration est une divination.

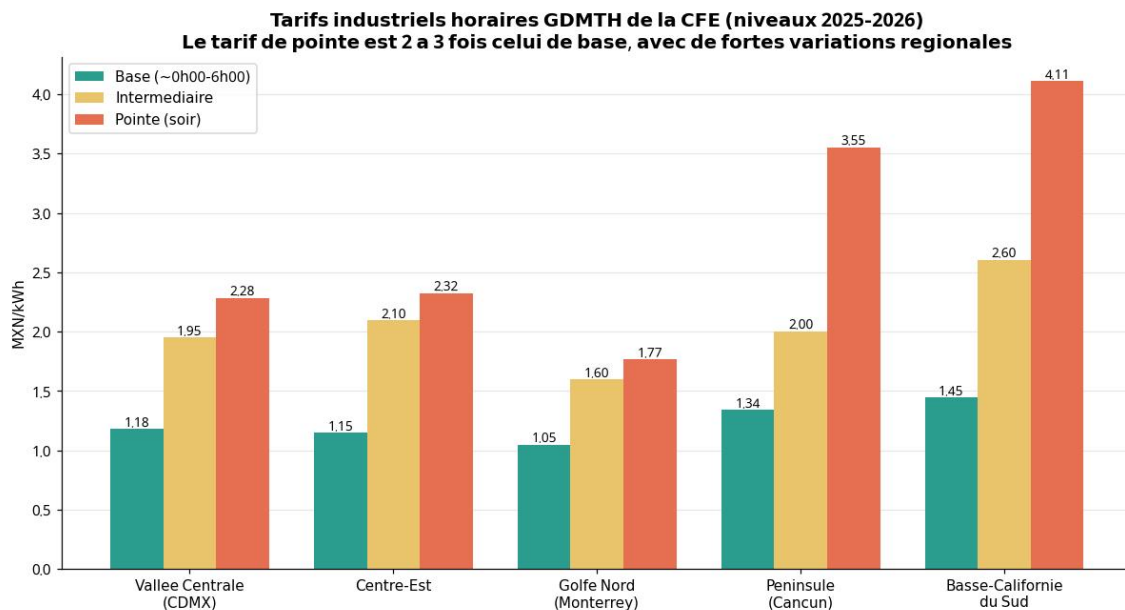
Chapitre 2 : Anatomie de la Facture — Pourquoi votre Facture CFE Devient-elle Toujours plus Chère (réduire facture électricité CFE)

Perspective du chapitre : Le coût électrique élevé de l'utilisateur C&I mexicain n'a pas de cause unique — il résulte de la combinaison de quatre pressions : énergie horaire + frais de demande + pénalités de facteur de puissance + pertes de coupures. Sans disséquer la facture ligne par ligne, vous ne trouverez jamais le bon levier d'économies.

2.1 Que Vous Facture-t-on Exactement ?

La grande majorité des utilisateurs C&I dont la demande maximale mensuelle dépasse 100 kW relèvent du tarif **GDMTH** (moyenne tension, horaire) ; les utilisateurs plus importants ou en haute tension relèvent de GDMTO, DIST, DIT, etc. Une facture GDMTH comporte typiquement quatre composantes :

(1) Frais d'énergie (Cargo por energía) : facturés séparément sur trois périodes — base (~0h00–6h00), intermédiaire et pointe. Le prix de pointe vaut généralement 2 à 3 fois celui de base, avec d'énormes différences régionales :



Structure des tarifs industriels horaires GDMTH de la CFE

Comme le montre le graphique : la Vallée Centrale (CDMX et environs) plafonne autour de 2,28 MXN/kWh, tandis que la région Péninsulaire (Cancún, Mérida) dépasse 3,55 MXN/kWh et que la Basse-Californie du Sud atteint 4,11 MXN/kWh. En juillet 2026, le tarif de référence en pointe de certaines régions atteignait ~3,61 MXN/kWh. La même usine paie à Cancún presque le double de Monterrey pour l'énergie de pointe — ce qui détermine directement les différences régionales de marge d'arbitrage du stockage.

(2) Frais de demande : la partie la plus négligée et souvent la plus « grasse » de la facture C&I, typiquement 30–50 % du total. Elle comprend deux sous-postes :

- **Frais de capacité (Cargo por capacidad)** : facturés sur la demande maximale enregistrée **pendant la période de pointe (punta)**. Dans la région Centrale, le tarif est ~431,76 MXN/kW/mois ;
- **Frais de distribution (Cargo por distribución)** : facturés sur la demande maximale enregistrée **à toute heure de la journée**, ~64,12 MXN/kW/mois dans la région Centrale.

Le piège clé est la méthode de mesure : la CFE enregistre la demande maximale par **fenêtres glissantes de 15 minutes**. Autrement dit, si un après-midi une ligne de production, plusieurs compresseurs et des dizaines de climatiseurs démarrent dans la même fenêtre de 15 minutes, ce « pic instantané » est verrouillé comme base de vos frais de demande pour **tout le mois** — même si votre charge n'atteint que la moitié de ce pic 99 % du temps.

(3) Pénalités de facteur de puissance (Cargo por bajo factor de potencia) : un facteur de puissance inférieur à 0,90 déclenche des pénalités croissantes ; au-dessus de 0,90, une petite prime. Gros moteurs, transformateurs et vieux postes à souder sont les principaux coupables.

(4) Surcharges : DAP (taxe d'éclairage public), IEPS, IVA, etc., calculées sur les postes précédents — réduire les frais d'énergie et de demande réduit donc aussi proportionnellement l'assiette fiscale.

2.2 Trajectoire Tarifaire 2025–2026 : des Hausse Structurelles sans Retour

En 2025, la CFE a relevé GDMTH d'environ 5,35 % en moyenne, avec des hausses réelles de 8–12 % pour les utilisateurs industriels ; l'ajustement technique d'environ -2,25 % de janvier 2026 reflète surtout un repli temporaire du gaz naturel, pas un renversement de tendance. Trois forces soutiennent les hausses de long terme :

- **Mix de combustible fragile** : environ 60 % de la génération mexicaine vient du gaz naturel, dont ~70 % importé des États-Unis — les tarifs sont profondément liés aux prix du gaz transfrontalier et au taux de change du peso ;

- **Retard d'investissement réseau** : plus de 60 % des lignes de transmission fonctionnent près de leur capacité, et le coût de l'expansion transport-distribution finira par être répercuté sur les tarifs finals ;
- **Déficit offre-demande croissant** : selon l'IMCO, la demande doit croître de 4,5 % par an pour soutenir la croissance économique, alors que les nouvelles capacités planifiées n'en soutiennent que 2,5 % — un déficit de ~11,9 GW d'ici 2030. Dans un marché sous-approvisionné, il n'y a pas de logique de baisse des prix à long terme.

2.3 Le Coût Caché au-delà de la Facture : les Coupures

En mai 2024, la marge de réserve du système électrique national est tombée à 3 % (contre un plancher de sécurité de 6 %) ; cette année-là a vu 104 urgences réseau et des coupures majeures dans 21 États. Entre 2017 et 2024, plus de 860 000 événements d'interruption ont été recensés. En mai 2026, avec une pointe projetée de 54 GW, le CENACE a de nouveau émis une alerte de tension d'approvisionnement.

Pour les utilisateurs C&I, le coût des coupures dépasse largement la facture elle-même :

- Les manufacturiers du corridor industriel de Jalisco estiment leurs pertes à 12–15 millions de pesos par événement ;
- Les associations industrielles évaluent les pertes manufacturières nationales jusqu'à 200 millions USD par heure ;
- Pour un hôtel, une coupure en pointe du soir signifie banquets interrompus, ascenseurs à l'arrêt, plaintes et annulations ; pour un entrepôt frigorifique, quatre heures sans courant peuvent signifier la perte de tout le stock.

2.4 Pourquoi « le PV Seul » ne Suffit pas

Ces cinq dernières années, de nombreuses entreprises mexicaines ont installé du photovoltaïque en toiture (la génération distribuée cumulée a atteint ~5,4 GW fin 2025, dont 95 % de solaire). Le PV réduit bien les achats diurnes en période intermédiaire, mais il ne résout pas trois problèmes centraux :

1. **Décalage avec la pointe** : la période punta du GDMTH tombe généralement en soirée (~18h00–22h00), quand la production PV est nulle — précisément quand l'énergie est la plus chère et la mesure de demande la plus mordante ;
2. **Rigidité de la demande** : quand des nuages passent, la production PV plonge alors que la charge de l'usine reste constante, et la fenêtre de 15 minutes se verrouille quand même — les frais de demande ne baissent pas d'un peso ;
3. **Zéro protection contre les coupures** : le PV raccordé s'arrête avec le réseau (protection anti-îlotage) et n'offre aucune capacité de secours.

Ces trois lacunes sont exactement le terrain naturel du stockage. Le chapitre suivant décompose, point par point, comment le stockage crée de l'argent réel.

2.5 Auto-diagnostic : À quel Point votre Facture est-elle « Malade » ?

Avant de commander une étude professionnelle, la direction peut se poser quatre questions rapides :

1. **Les frais de demande dépassent-ils 30 % de la facture totale ?** — Si oui, il y a une marge claire d'optimisation des pics et du calendrier de charge ;
2. **L'énergie de pointe (punta) dépasse-t-elle 15 % de la consommation ?** — Si oui, le gisement de revenus d'arbitrage est déjà assez large ;
3. **Avez-vous subi des pénalités de facteur de puissance sur les 12 derniers mois ?** — Si oui, il y a de l'argent facile à récupérer ;
4. **Avez-vous subi des coupures dommageables sur les 24 derniers mois ?** — Si oui, la valeur du secours doit entrer dans le modèle.

Avec deux réponses positives ou plus, l'étude économique vaut presque sûrement la peine. Un détail souvent ignoré : la demande maximale de nombreuses entreprises survient lors de **quelques journées anormales par an** (redémarrages post-maintenance, heures supplémentaires de haute saison, jours de chaleur extrême). Ce profil de « pics occasionnels » offre les retours d'écèlement les plus certains — aplanissez seulement la dizaine de fenêtres

quart-horaires les plus élevées de l'année et les frais de demande de toute l'année descendent d'un cran.

À retenir du chapitre 1. Facture GDMTH = frais d'énergie (pointe 2–3 fois la base) + frais de demande (30–50 %, verrouillés par fenêtres de 15 minutes) + pénalités de facteur de puissance + surcharges — les quatre leviers sont compressibles ; 2. Les tarifs industriels ont augmenté de 8–12 % en 2025 ; la dépendance aux importations de combustible et le déficit de 11,9 GW déterminent un biais haussier de long terme ; 3. Les pertes de coupures (jusqu'à des dizaines de millions de pesos par événement) sont la deuxième douleur après la facture ; 4. Le PV résout « l'énergie diurne » ; le stockage résout « énergie de pointe + demande + secours ». Ils se complètent, ne se remplacent pas.

Chapitre 3 : Les Quatre Valeurs Directes du Stockage — Effacement de Pointe au Mexique et Comment « Découper » du Profit dans la Facture

Perspective du chapitre : Le BESS C&I n'est pas un équipement à usage unique mais une « machine d'empilement de valeur » — la même batterie décale le PV le jour, arbitre la pointe du soir, surveille les pics de demande en permanence et prend le relais sans coupure lors des pannes. Les quatre flux de valeur empilés compressent le retour de ~6 ans (usage unique) à 3–4 ans.

3.1 Valeur Un : Arbitrage d'Énergie

La source de revenus la plus intuitive : charger la batterie en période base (~1,0–1,5 MXN/kWh) et décharger pour l'autoconsommation en pointe (2,3–4,1 MXN/kWh), en captant l'écart. Avec un écart base/pointe de ~1,1 MXN/kWh dans la région Centrale et ~2,2 MXN/kWh dans la Péninsule, un système de 500 kW/2 MWh (un cycle charge-décharge par jour, 330 jours/an) produit :

- Région Centrale : arbitrage annuel $\approx 2 \text{ MWh} \times 1,1 \times 330 \approx \mathbf{726\,000 \text{ MXN}}$;

- Région Péninsulaire : arbitrage annuel $\approx 2 \text{ MWh} \times 2,2 \times 330 \approx \mathbf{1,45}$ million MXN.

La structure tarifaire régionale détermine directement le « plafond » de l'arbitrage — la raison fondamentale pour laquelle le retour est nettement plus court pour les hôtels et commerces de Cancún, Mérida, Los Cabos et marchés similaires.

3.2 Valeur Deux : Gestion des Frais de Demande

C'est le flux de valeur **le plus exigeant techniquement et le plus stable** du marché mexicain. L'EMS (système de gestion de l'énergie) surveille la puissance au point de raccordement à la seconde ; dès qu'il prédit que la demande maximale d'une fenêtre de 15 minutes va franchir le seuil fixé, la batterie décharge instantanément pour « écrêter » le pic.

Avec les tarifs de la région Centrale : si le stockage comprime la demande maximale en pointe de 800 kW à 500 kW, les seuls frais de capacité baissent de $300 \text{ kW} \times 431,76 \text{ MXN/kW} \approx \mathbf{130\,000 \text{ MXN/mois}}$, $\sim \mathbf{1,55 \text{ million MXN/an}}$ — ce seul poste dépasse souvent les revenus d'arbitrage. La clé de la gestion de demande n'est pas la taille de la batterie, mais la précision de l'algorithme de prédiction de l'EMS et sa compréhension profonde de votre courbe de charge.

3.3 Valeur Trois : Intégration Solaire + Stockage (solaire avec batterie entreprise)

Pour les entreprises disposant ou prévoyant du PV, le stockage débloque trois revenus incrémentaux :

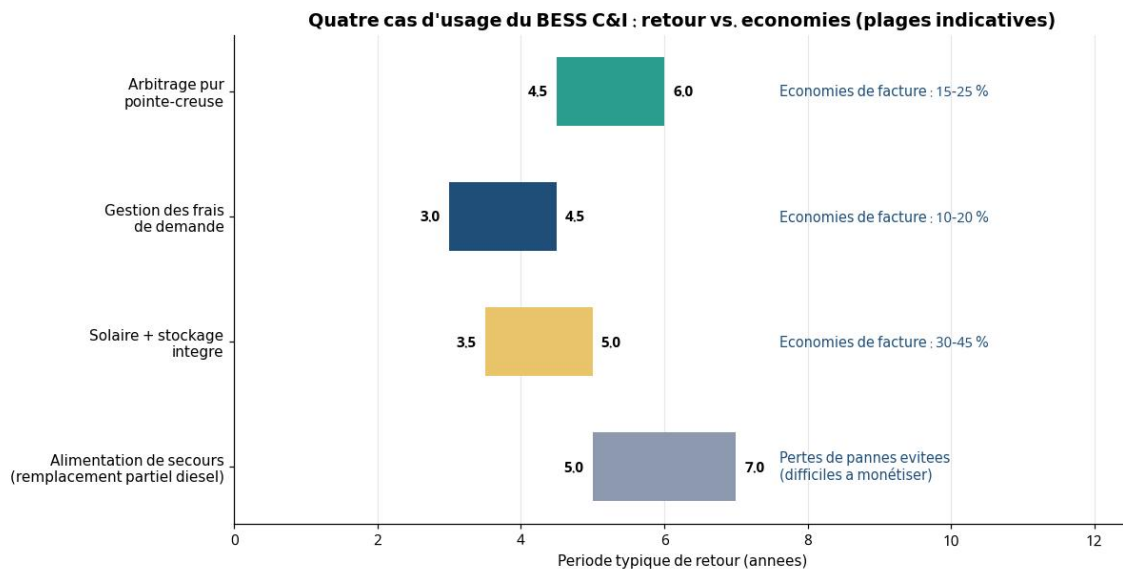
- **Décalage PV** : déplacer l'énergie PV excédentaire de midi vers la pointe du soir, portant l'autoconsommation PV de 50–70 % à 85–95 % ;
- **Lissage de production** : éliminer les à-coups de charge causés par les passages nuageux, empêchant le PV de « jouer contre » en verrouillant la demande ;
- **Maximisation de la valeur du surplus** : en comptage net / facturation nette, le surplus exporté à bas prix vaut mieux stocké et autoconsommé aux heures chères.

Une solution intégrée solaire + stockage réduit typiquement la facture totale de **30–45 %** — la plus forte économie des quatre modèles.

3.4 Valeur Quatre : Alimentation de Secours et Qualité de l'Énergie

Un système de stockage doté de la capacité d'îlotage peut reprendre les charges critiques **en millisecondes** après une défaillance réseau — face au démarrage de 10–30 secondes d'un groupe électrogène diesel, une différence qualitative pour les centres de données (coupure = interruption de service), les semi-conducteurs et la fabrication de précision (creux de tension = lot perdu) et les chaînes du froid (coupure = détérioration). En pratique, le schéma hybride « stockage + diesel » est courant : le stockage assure le basculement instantané et l'alimentation courte, et le groupe ne démarre qu'en cas d'interruption prolongée — réduisant la consommation de carburant jusqu'à 80 %.

3.5 Comparaison Retour / Économies des Quatre Scénarios



Quatre cas d'usage du BESS C&I : retour vs. Économies

Cas d'usage	Logique de dimensionnement	Économies de facture	Retour typique	Profil idéal
Arbitrage pur pointe-creuse	Capacité selon écart × cycles quotidiens	15–25 %	4,5–6,0 ans	Commerces à charge plate et écarts larges
Gestion des frais de demande	Puissance selon l'amplitude des pics	10–20 %	3,0–4,5 ans	Usines à forte part de frais de demande et pics marqués
Solaire + stockage intégré	Co-conception capacité PV × besoins de décalage	30–45 %	3,5–5,0 ans	PV existant/nouveau, forte charge diurne
Secours (remplacement partiel du diesel)	Charge critique × autonomie	Pertes de pannes évitées (difficiles à monétiser)	5,0–7,0 ans	Centres de données, chaîne du froid, industrie à processus continu

Conclusion centrale : un flux de valeur unique rend rarement un projet viable ; la vraie économie vient de **l'empilement de valeur** (value stacking). Une batterie dimensionnée pour la gestion de demande peut arbitrer en heures creuses et décaler le PV la nuit — la valeur d'un EMS professionnel est d'ordonnancer ces flux par priorité horaire pour que chaque kWh de débit aille à son usage le mieux payé.

3.6 Une Journée, 24 Heures : Ce que Fait Concrètement le Stockage dans votre Usine

Prenons un fabricant avec « PV + stockage 500 kW/2 MWh ». La logique de dispatch quotidienne typique :

- **0h00–6h00 (base)** : prix les plus bas — la batterie charge à pleine puissance depuis le réseau tout en corrigeant le facteur de puissance ;
- **6h00–18h00 (intermédiaire)** : la production PV monte ; la batterie reste en mode veille de demande — toute fenêtre de 15 minutes menaçant un pic reçoit une décharge instantanée ; vers midi, le surplus PV charge la batterie au lieu d'être exporté à bas prix ;
- **18h00–22h00 (pointe)** : PV à zéro, prix au plus haut et fenêtre de mesure de capacité active — la batterie décharge à pleine puissance, captant l'écart et comprimant la demande de capacité simultanément ;
- **À tout moment** : en cas d'anomalie de tension ou de coupure, la batterie reprend les charges critiques en millisecondes, en attendant le démarrage du groupe ou le retour du réseau.

Cette logique tourne automatiquement une fois configurée — sans intervention humaine. Il faut souligner la **gestion du budget de débit** : la durée de vie des cellules LFP se compte en cycles équivalents (plus de 6 000 au niveau actuel), et l'EMS pèse dynamiquement le revenu marginal de chaque cycle contre son coût de durée de vie — les cycles qui rapportent moins que leur dégradation ne sont tout simplement pas exécutés. C'est la différence essentielle entre un système professionnel et la « mentalité batterie externe ».

À retenir du chapitre 1. Quatre flux de valeur — arbitrage, gestion de demande, décalage PV, secours — chacun valable seul et multiplié par l'empilement ; 2. La gestion des frais de demande est le flux au retour le plus court au Mexique (3–4,5 ans) ; la précision de l'algorithme EMS est décisive ; 3. Les écarts régionaux fixent le plafond de l'arbitrage : Péninsule et Basse-Californie du Sud valent environ le double de la

région Centrale ; 4. Modélisez toujours l'empilement de valeur —
l'analyse à usage unique sous-évalue systématiquement le stockage.

Chapitre 4 : La Fenêtre Réglementaire — Cadre Réglementaire CNE 2026 (2026–2030) et Point d'Inflexion du Secteur

Perspective du chapitre : 2025–2026 constitue la plus grande reconstruction du cadre réglementaire électrique mexicain en dix ans — le stockage a obtenu un statut juridique indépendant pour la première fois, les permis d'autoconsommation ont été radicalement simplifiés, et les obligations de co-stockage entrent en vigueur. La fenêtre est ouverte, et les fenêtres partagent un trait typique : les précurseurs récoltent les dividendes des règles ; les retardataires affrontent des files de raccordement durcies.

4.1 La Nouvelle Loi du Secteur Électrique (LSE) : l'Entrée Historique du Stockage

Le 18 mars 2025, la nouvelle Loi du Secteur Électrique (LSE) a été promulguée, remplaçant la Loi de l'Industrie Électrique de 2014. Trois changements comptent le plus pour le BESS C&I :

1. **Le stockage obtient un statut juridique explicite pour la première fois** : le « stockage » (almacenamiento) de l'électricité est inscrit dans la loi, mettant fin à la zone grise où il n'était ni production ni charge ;
2. **Réorganisation réglementaire** : l'ancienne CRE a été dissoute et ses fonctions absorbées par la nouvelle Commission Nationale de l'Énergie (**CNE**) — permis, raccordement et conformité ont désormais « un seul guichet » ;
3. **Domination de CFE institutionnalisée** : la loi exige que CFE conserve plus de 54 % de la production nationale, concentrant l'espace privé sur l'autoconsommation, la génération distribuée et le stockage — ce qui,

paradoxalement, place le BESS C&I sur la voie la plus certaine pour le capital privé.

Le 3 octobre 2025, le Règlement de la LSE a été publié, convertissant ces principes en règles opérationnelles de permis et de technique.

4.2 Les Règles Spécifiques de la CNE : Cinq Modalités — Quelle Voie pour les Utilisateurs C&I ?

Le 16 avril 2026, la CNE a publié les dispositions administratives générales pour les systèmes de stockage (DACG, Acuerdo CT/4.SE/3-2026), définissant pour la première fois cinq modalités de raccordement du stockage (SAEE). Deux sont les plus pertinentes pour les utilisateurs C&I :

- **SAEE-CC (stockage associé aux centres de charge)** : stockage installé côté consommation qui **n'injecte pas vers le réseau. C'est la modalité préférée de la grande majorité des projets C&I — aucun permis de type production n'est requis** ; se conformer signifie satisfaire les dispositions techniques et déposer un avis auprès du CENACE/CNE — la voie d'approbation la plus courte ;
- **SAEE-Autoconsumo (stockage associé à l'autoconsommation)** : associé à une production d'autoconsommation (p. ex. PV en toiture). Les projets d'autoconsommation de 0,7–20 MW relèvent de la procédure simplifiée en vigueur depuis août 2025, avec formats de demande standardisés et dispositions détaillées publiées en octobre 2025.

Les trois autres modalités (SAEE-CE pour centrales renouvelables, SAEE-RNT/RGD exclusives à CFE, et SAEE No Asociados indépendants pouvant participer au marché MEM) visent surtout le côté production et les grands projets. Une clause technique clé : le stockage doit soutenir **au moins 3 heures de décharge** pour obtenir l'accréditation de capacité — ce qui affecte directement l'économie du dimensionnement 2 h vs 4 h.

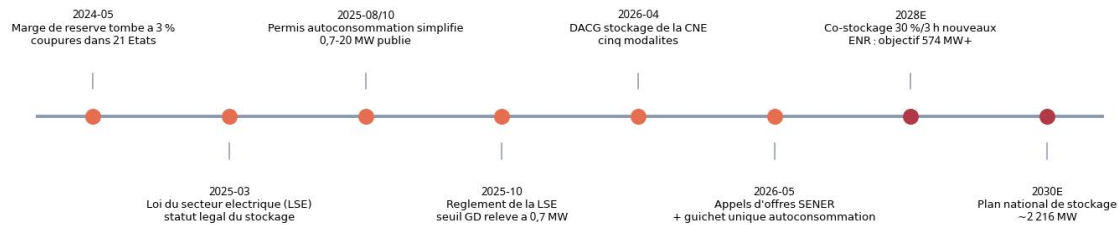
4.3 La « Combinaison d'Ouverture » pour l'Autoconsommation et la Génération Distribuée

- **Seuil d'exemption GD relevé** : le plafond sans permis de la génération distribuée passe de 0,5 MW à **0,7 MW**, couvrant de nombreux projets C&I de taille moyenne en toiture ;
- **Permis d'autoconsommation simplifié** : les projets interconnectés de 0,7–20 MW suivent une procédure simplifiée (résolution CNE du 6 août 2025 ; formats et DACG publiés en octobre 2025) ;
- **Ventanilla Única (Guichet Unique)** : lancé en mai 2026, il comprime en une seule demande un processus qui impliquait auparavant 4 organismes et 9 procédures — le cycle de développement peut se raccourcir significativement par rapport aux anciens 6–12 mois.

4.4 Co-Stockage Obligatoire et Planification Nationale : la Certitude Côté Demande

- **Obligation de co-stockage pour les nouveaux projets éolien/solaire** : 30 % de la capacité et 3 heures de durée — les seuls projets planifiés jusqu'en 2028 entraîneront plus de 574 MW de demande de stockage ;
- **Plan national SENER** : ~740 milliards de pesos d'investissement d'ici 2030, 32 GW de nouvelle capacité de production, **~2 216 MW** de stockage planifié, et part des énergies propres portée de 24 % à 38 % ;
- **L'effet de pression des centres de données** : 279 MW en service, 205 MW en construction et 1 730 MW annoncés à l'échelle nationale (le seul État de Querétaro compte 18 centres de données demandant 540 MW d'alimentation). La difficulté d'accès au réseau force des schémas massifs d'auto-alimentation « PV + stockage + secours ».

Chronologie réglementaire et marche du BESS C&I au Mexique (2024-2030)



Chronologie réglementaire et marché du BESS C&I au Mexique (2024–2030)

4.5 Ce que la Fenêtre Réglementaire Signifie en Pratique

Le cadre est nouveau mais sa direction est hautement certaine : le régulateur **encourage le stockage côté consommation et l'autoconsommation, tout en durcissant les grands projets de marché**. Implications pratiques pour les utilisateurs C&I :

1. **SAEE-CC (sans injection réseau) est actuellement la voie de moindre résistance** — faible coût de conformité, approbation rapide ;
2. Le Guichet Unique vient d'ouvrir ; les premiers demandeurs occupent des positions de file très supérieures aux retardataires ;
3. Le « dividende de fenêtre » du permis simplifié 0,7–20 MW peut se durcir avec l'envolée des demandes — premier arrivé, premier servi ;
4. Tout nouveau projet doit réserver une capacité de durée 3 h+ pour correspondre à l'accréditation de capacité et à d'éventuelles mises à niveau des règles.

4.6 Transition depuis l'Ancien Cadre : Qu'en est-il des Projets Existants ?

Les projets d'autoconsommation et de GD approuvés à l'ère CRE transitent selon le principe du « respect des droits acquis », mais les ajouts de capacité, les extensions et les changements d'actionnariat doivent être re-déposés selon les nouvelles règles. Pour les propriétaires de PV existants souhaitant ajouter du stockage, deux points pratiques :

- **Les « ajouts purs » qui ne modifient pas la topologie de raccordement** (le stockage charge/décharge uniquement derrière le compteur, sans exportation) peuvent généralement être déclarés en SAEE-CC sans toucher au permis d'autoconsommation initial ;
- **Les modifications impliquant la capacité de raccordement ou la puissance d'exportation** gagnent à être re-documentées via le Guichet Unique — apparemment fastidieux, mais en réalité une occasion de régulariser en une fois une documentation historique non conforme.

Un autre domaine en évolution concerne les **règles de crédit de capacité et de services auxiliaires** : le stockage de 3 h+ obtient une reconnaissance de capacité, et un marché de services de flexibilité au niveau distribution figure à l'agenda de la SENER. Pour l'utilisateur C&I, cela signifie que l'actif de stockage investi aujourd'hui selon une logique « d'économies de facture » pourra gagner demain un canal de revenus de « vente de services » — la raison profonde de réserver une durée 3 h+.

À retenir du chapitre 1. LSE (2025-03) + Règlement (2025-10) + DACG stockage CNE (2026-04) forment un nouveau cadre donnant au stockage un statut juridique indépendant ; 2. Les utilisateurs C&I doivent privilégier SAEE-CC : pas d'injection réseau, pas de permis de production, voie d'approbation la plus courte ; 3. Seuil GD à 0,7 MW, permis d'autoconsommation simplifiés 0,7–20 MW et Guichet Unique depuis mai 2026 compressent fortement les cycles de développement ; 4. Planification nationale de ~2 216 MW de stockage à 2030 ; la direction réglementaire est hautement certaine et « qui bouge en premier en profite ».

Chapitre 5 : Les Comptes — CAPEX, Retour et Modèles de Financement

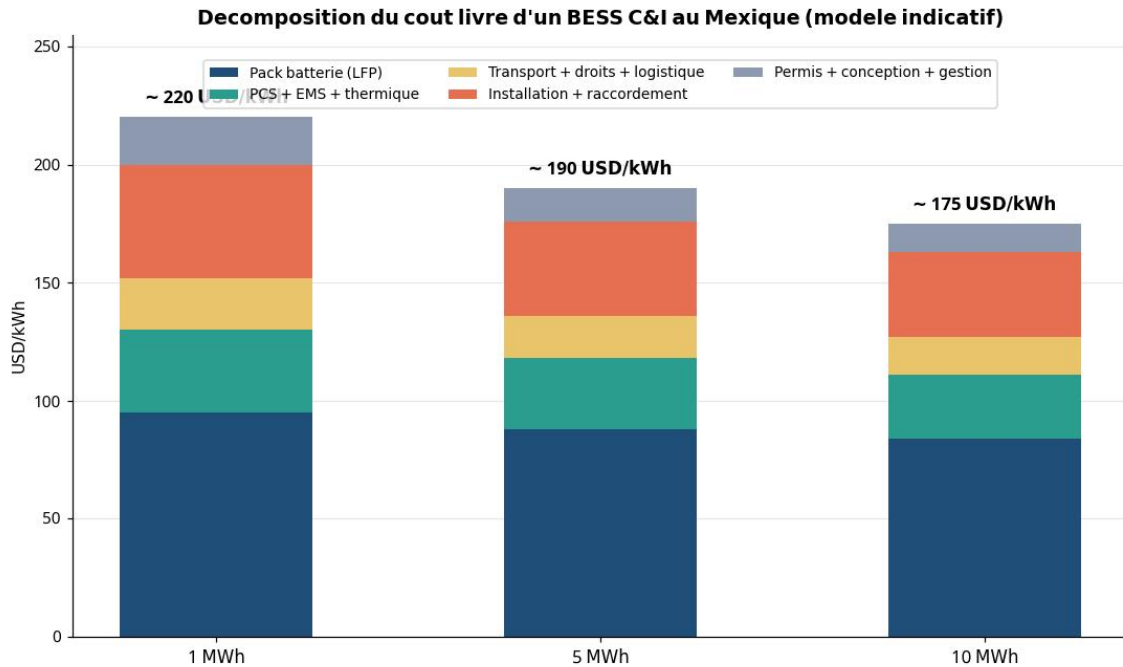
Perspective du chapitre : La variable d'investissement centrale en 2026 n'est plus « le stockage est-il cher » — les coûts des batteries ont quasiment été divisés par deux en deux ans — mais « quelle structure de financement choisir » : le même équipement produit des formes de flux de trésorerie et des allocations de risque totalement différentes en autofinancement, crédit-bail et ESaaS, correspondant à des profils d'entreprise très différents.

5.1 Coûts des Batteries : la Courbe de Baisse est plus Raide que Prévu

En 2025, le prix moyen mondial des packs lithium-ion est tombé à ~108 USD/kWh (-8 % sur un an), tandis que **les cellules de stockage stationnaire ont chuté d'environ 45 %, à ~70 USD/kWh**. Les packs chinois de stockage coûtent en moyenne ~84 USD/kWh, et le coût livré des systèmes chinois de 4 heures est tombé à ~73 USD/kWh. Le coût nivelé du stockage (LCOS) des systèmes 4 heures est de ~65–78 USD/MWh — déjà en dessous de ce que les écarts pointe-creuse de la plupart des régions mexicaines peuvent supporter. Facteurs : surcapacité LFP persistante en Chine, passage aux grandes cellules 280Ah→314Ah diluant les coûts structurels, et montée en échelle des lignes dédiées au stockage. L'acheteur mexicain doit noter le **décalage de transmission** — fret maritime, droits de douane (plus certification locale), logistique intérieure et taux de change du peso absorbent une partie de la baisse.

5.2 Décomposition du CAPEX Livré au Mexique

Transformer un prix FOB d'équipement en coût « clé en main » sur site au Mexique exige d'empiler cinq couches. Voici un modèle indicatif des fourchettes de marché courantes 2025–2026 :



Décomposition du coût livré d'un BESS C&I au Mexique

Poste de coût	Projet 1 MWh	Projet 5 MWh	Projet 10 MWh
Pack batterie (LFP)	≈95 USD/kWh	≈88	≈84
PCS + EMS + gestion thermique	≈35	≈30	≈27
Transport + droits + logistique intérieure	≈22	≈18	≈16
Installation + raccordement	≈48	≈40	≈36
Permis + conception + gestion de projet	≈20	≈14	≈12
Total clé en main	≈220	≈190	≈175

USD/kWh

Trois remarques : (1) les effets d'échelle sont nets — le coût unitaire diffère de ~20 % entre 1 MWh et 10 MWh ; (2) les « coûts immatériels » comme le génie civil, la protection incendie et le raccordement peuvent atteindre 35–40 % — c'est là que l'expérience de l'EPC local vaut son prix ; (3) chaque dépréciation de

5 % du peso face au dollar relève directement le seuil d'investissement en monnaie locale de la partie équipements libellée en dollars.

5.3 Logique du Calcul de Retour

Un modèle simplifié et répliquable (500 kW / 2 MWh, région Centrale, gestion de demande + arbitrage empilés) :

- Investissement clé en main : $2\,000\text{ kWh} \times 190\text{ USD} \approx \mathbf{380\,000\text{ USD}}$ (**~7,0–7,6 millions MXN**) ;
- Revenus annuels : économies de demande ~1,55 M MXN + arbitrage ~0,73 M MXN $\approx \mathbf{2,28\text{ M MXN/an}}$;
- Déductions : O&M ~1,5 %/an ; ~10 % de décote pour dégradation et disponibilité ;
- **Retour simple $\approx 3,5\text{--}4\text{ ans}$** ; le TRI sur le cycle de vie (15 ans) se situe généralement entre 18 et 28 %.

Dans les régions à tarif élevé comme la Péninsule, ou avec du PV empilé, le retour peut se comprimer à 2,5–3,5 ans ; les scénarios de secours pur ne s'équilibrent qu'en comptant les « pertes de pannes évitées ».

5.4 Comparaison de Trois Modèles de Financement

Dimension	Autofinancement (achat CAPEX)	Crédit-bail (Leasing)	ESaaS (Stockage comme Service)
Décaissement initial	100 % fonds propres/emprunt	Apport de 10– 30 %	Zéro apport
Propriété de l'actif	L'entreprise	Transférable en fin de bail	Le fournisseur
Allocation des économies	Toutes à l'entreprise	Économies moins loyer	Économies partagées avec le fournisseur
Cadre de retour	Récupération	Flux positif dès la	Flux positif dès le

Dimension	Autofinancement (achat CAPEX) totale en 3–5 ans	Crédit-bail (Leasing) première année	ESaaS (Stockage comme Service) premier mois
Risque O&M et performance	L'entreprise (contrat O&M optionnel)	Bailleur / selon contrat	Le fournisseur l'assume ; paiements à la performance
Profil idéal	Entreprises à trésorerie abondante visant le TRI maximal	Entreprises moyennes voulant l'actif tout en optimisant le bilan	Chaînes / groupes hôteliers « asset- light » en expansion multi- sites

Les crédits verts locaux, les banques de développement (p. ex. les programmes liés à NAFIN) et les fonds climatiques internationaux ont nettement renforcé leur soutien aux projets distribués d'énergie propre en 2025–2026 ; certains États offrent amortissement accéléré et incitations à la taxe foncière. L'ESaaS pénètre le plus vite les chaînes hôtelières et de distribution — pour elles, « une facture 20 % plus basse sans un peso d'investissement » persuade plus que n'importe quel chiffre de TRI.

5.5 Sensibilité : Qu'est-ce qui Joue le Plus sur vos Retours ?

Par ordre d'impact : (1) **l'écart pointe-creuse et le niveau des tarifs de demande** (régional, impact de l'ordre de ± 50 %) ; (2) **le nombre de cycles quotidiens** (1 vs 1,5 cycle fait varier les revenus de 40 %+, au prix de la durée de vie) ; (3) le taux de réussite de l'EMS dans la prédiction des pics ; (4) le taux de change du peso ; (5) la courbe de dégradation et les conditions de garantie. Le dossier d'investissement doit tourner au moins trois scénarios : « base / écart -20 % / cycles -25 % ».

À retenir du chapitre 1. Les cellules de stockage ont baissé de ~45 % en deux ans ; le coût clé en main au Mexique est de ≈ 175 –220

USD/kWh selon l'échelle, avec 35–40 % de coûts immatériels ; 2. Retour typique de la gestion de demande + arbitrage empilés : 3,5–4 ans ; 2,5–3,5 ans dans les régions à tarif élevé ; 3. Financement : autofinancement pour le TRI maximal ; crédit-bail pour garder l'actif avec flux positif dès l'an un ; ESaaS pour zéro apport et risque intégralement transféré ; 4. Tournez toujours une sensibilité à trois scénarios — l'écart et les cycles sont les variables les plus sensibles.

Chapitre 6 : Guide par Industrie — Configurations et Tactiques pour Sept Secteurs

Perspective du chapitre : Il n'existe pas de « configuration optimale universelle » du stockage — la même batterie est un outil de gestion de demande dans une usine, un outil d'arbitrage de pointe dans un hôtel, et une ligne de défense de qualité d'énergie dans un centre de données. Reconnaissez d'abord la signature de la courbe de charge de votre industrie ; parlez ensuite de puissance et de capacité.

6.1 Manufacture (le Champ de Bataille Principal du Nearshoring)

Portée par le nearshoring, la demande électrique manufacturière explose dans le Nuevo León, Chihuahua, Jalisco et d'autres États, mais l'expansion du réseau traîne — des attentes de 12–24 mois pour l'alimentation des nouvelles usines sont désormais la norme. Signature de charge : pics d'équipe de jour, pics de demande liés aux démarrages d'équipements, et processus continus (injection, moulage sous pression, traitement thermique) qui redoutent les creux de tension.

Élément	Configuration recommandée
Taille typique	500 kW–5 MW / 2–10 MWh
Flux de valeur primaires	Gestion des frais de demande + qualité d'énergie
Durée	2–4 h
Fonctions clés	Prédiction de demande EMS, coordination avec la compensation réactive, secours milliseconde des lignes critiques
Retour typique	3–4,5 ans

Conseil tactique : les nouvelles usines peuvent utiliser « stockage + PV » pour compenser partiellement l'insuffisance de capacité réseau — le stockage aplanit la demande déclarée, permettant de demander une capacité de raccordement plus faible et de raccourcir l'attente.

6.2 Hôtellerie et Tourisme (le Scénario en Or du stockage énergie industriel Mexique commercial)

L'énergie est le deuxième poste de coût d'un hôtel après la main-d'œuvre ; dans les stations tropicales comme Cancún, la climatisation peut atteindre 67 % de la consommation. La signature de charge se superpose presque parfaitement à la pointe GDMTH : pic d'enregistrement du soir + banquets + climatisation à pleine charge tombent juste dans la fenêtre punta. Avec des prix de pointe péninsulaires au-dessus de 3,55 MXN/kWh, c'est la région à la plus large marge d'arbitrage du Mexique. Les données de terrain montrent que solaire + stockage peut réduire la facture hôtelière jusqu'à ~40 % ; un projet de stockage dans un resort de Cancún en service depuis 2023 économise de l'ordre de dizaines de millions de pesos par an, établissant la référence du stockage hôtelier en Amérique latine.

Élément	Configuration recommandée
Taille typique	250 kW–2 MW / 1–4 MWh
Flux de valeur primaires	Arbitrage de pointe + décalage PV
Durée	3–4 h
Fonctions clés	Conception silencieuse / armoire extérieure, intégration à la GTB, zéro coupure dans les zones clients
Retour typique	2,5–4 ans (optimal dans la Péninsule)

6.3 Centres Commerciaux et Chaînes de Distribution

Signature de charge : climatisation + éclairage dominants, doubles pics de midi et de soir ; congélateurs et ascenseurs sont des charges critiques. Les chaînes multi-sites sont des clients naturels de l'ESaaS — solutions standardisées, réplication en lot, paiements à la performance.

Élément	Configuration recommandée
Taille typique	200 kW–1 MW / 0,8–4 MWh
Flux de valeur primaires	Gestion de demande + arbitrage de pointe
Durée	2–3 h
Fonctions clés	Coordination avec PV/diesel existant, sous-comptage pour les locataires
Retour typique	3,5–5 ans

6.4 Centres de Données

La capacité annoncée des centres de données à l'échelle nationale atteint 1 730 MW, et l'accès au réseau est le principal goulot d'étranglement — les parcs de Querétaro doivent même construire leurs propres postes 115 kV. Pour les centres de données, le stockage passe de « substitut d'UPS » à « amplificateur

de capacité réseau » : aplanir la charge déclarée, fournir une redondance N+1 et soutenir la mise en service par phases quand la capacité réseau est insuffisante.

Élément	Configuration recommandée
Taille typique	1–10 MW / 2–20 MWh
Flux de valeur primaires	Secours/qualité d'énergie + optimisation de capacité réseau
Durée	2–4 h (en couches avec les groupes électrogènes)
Fonctions clés	Basculement milliseconde, logique en couches avec UPS/diesel, décharge à fort taux
Retour typique	Mesuré par la disponibilité et les gains de mise en service anticipée, souvent meilleur que les métriques de facture pures

6.5 Mines

Les mines se situent surtout aux extrémités du réseau (Sonora, Zacatecas, Chihuahua) avec une faible fiabilité d'alimentation et des coûts de génération diesel élevés (les sites reculés dépassent souvent 4–5 MXN/kWh). Les micro-réseaux hybrides « PV + stockage + diesel » sont la voie éprouvée de l'industrie minière internationale — réduisant la consommation de carburant jusqu'à 80 % tout en diminuant nettement les risques logistiques et de sécurité du transport de diesel.

Élément	Configuration recommandée
Taille typique	1–20 MW / 4–40 MWh (échelle micro-réseau)
Flux de valeur primaires	Substitution du diesel + fiabilité d'alimentation
Durée	4 h+, combinée au PV pour de grands décalages
Fonctions clés	Transition réseau-îlot sans coupure, démarrage noir, tolérance aux appels de courant des équipements lourds
Retour typique	3–5 ans (sensible au coût du diesel)

6.6 Logistique d'Entreposage et Chaîne du Froid

Les charges de chaîne du froid sont rigides (réfrigération 24 h/24) avec une tolérance zéro aux coupures — quatre heures sans courant peuvent condamner tout un entrepôt. Les flottes de chariots électriques et la vague montante de recharge de camions électriques créent de nouveaux pics de demande diurnes ; le stockage sert à la fois la « protection du froid » et « l'écêtement des pics de recharge ».

Élément	Configuration recommandée
Taille typique	250 kW–2 MW / 1–6 MWh
Flux de valeur primaires	Secours (protection du froid) + écêtement des pics de recharge
Durée	3–4 h
Fonctions clés	Logique de priorité des chambres froides, coordination avec les bornes, absorption du PV de toiture
Retour typique	3,5–5 ans (plus court en comptant les pertes évitées)

6.7 Agriculture et Transformation Alimentaire

Les horaires des pompes d'irrigation coïncident presque parfaitement avec la production PV ; les transformateurs alimentaires (abattoirs, laiteries, fruits et légumes) combinent charges de froid et exigences d'alimentation de grade hygiénique. Les zones agricoles se situent majoritairement aux extrémités du réseau avec de fortes fluctuations de tension, où la stabilisation de tension et la valeur de secours du stockage ressortent. Les tarifs agricoles de certains États ont une teinte subventionnée, mais la transformation est facturée aux tarifs industriels — comptabilisez-les séparément.

Élément	Configuration recommandée
Taille typique	100 kW–1 MW / 0,4–4 MWh
Flux de valeur primaires	Décalage PV (irrigation) + secours (transformation et chambres froides)
Durée	3–4 h
Fonctions clés	Armoires extérieures anti-poussière/anti-corrosion, tolérance de large tension, O&M à distance
Retour typique	4–6 ans

6.8 Méthode Inter-industries : des Données de Charge à la Configuration

Quelle que soit l'industrie, un dimensionnement rigoureux suit le même chemin : **données** → **profil** → **backtest** → **dimensionnement**.

- **Données** : demandez à la CFE ou exportez de votre système de comptage 12 mois de courbes de charge quart-horaires (au minimum, la série mensuelle des demandes maximales) ;
- **Profil** : identifiez la signature de charge — est-elle « plate » (arbitrage d'abord), « à pics » (gestion de demande d'abord) ou « sensible » (secours d'abord) ? ;
- **Backtest** : simulez les économies réelles de différentes combinaisons puissance/capacité sur l'historique et trouvez le « point idéal » où le

- revenu marginal commence à décroître — en règle empirique, la puissance de stockage optimale se situe à 25–40 % de la demande maximale, avec une capacité de 2–4 fois la puissance ;
- **Dimensionnement** : au-delà du point idéal, réservez une marge pour 3–5 ans de plans d'expansion, d'ajouts PV et de demande de recharge de véhicules électriques.

Une leçon contre-intuitive mais importante : **plus de stockage n'est pas mieux**. Au-delà du point idéal, la capacité excédentaire reste inutilisée la plupart des jours et le retour s'allonge. La marque d'une proposition professionnelle est le courage de vous dire « vous n'avez pas besoin d'une batterie plus grande ».

À retenir du chapitre 1. Manufacture : gestion de demande + qualité d'énergie ; hôtellerie : arbitrage de pointe (retour le plus court dans la Péninsule) ; mines : substitution du diesel ; 2. Pour les centres de données, le stockage passe d'UPS à « amplificateur de capacité réseau » ; 3. Le stockage froid et logistique fait double emploi : protection du froid + écrêtement de la recharge des flottes ; 4. Commun à toutes les industries : courbe de charge et facture d'abord, ratio puissance/capacité ensuite — dimensionner sans données de charge, c'est deviner.

Chapitre 7 : Risques et Pièges — Les Six Causes d'Échec les Plus Fréquentes

Perspective du chapitre : Les projets de stockage au Mexique échouent rarement parce que « la batterie est mauvaise » — ils échouent à cause d'erreurs de dimensionnement, de contrats bâclés et d'une prise pour acquiescer des règles locales. Chacun des six pièges ci-dessous a été connu par des projets réels.

Piège 1 : Comparer les offres sur la « capacité batterie » en ignorant puissance et périmètre système. Deux devis pour les mêmes 2 MWh peuvent

différer de 40 % selon que le PCS fait 250 kW ou 500 kW, et selon que sont inclus ou non l'EMS, la protection incendie, les cellules de raccordement, le génie civil et les droits de douane. Toute comparaison doit être normalisée sur une base « clé en main, énergisée au réseau ».

Piège 2 : Sous-estimer le niveau technique requis par la gestion de demande. Les économies de demande dépendent de la capacité de l'EMS à anticiper les pics dans des fenêtres de 15 minutes. Un « EMS générique » sans adaptation à la logique de mesure GDMTH du Mexique et sans entraînement sur des bibliothèques de charges locales affiche généralement des taux de réussite réels désastreux. Avant de signer, exigez du fournisseur un backtest sur vos 12 mois de factures et de données de charge — et inscrivez le taux de réussite dans le contrat.

Piège 3 : Les jeux de mots de la garantie. Lisez attentivement la « garantie 10 ans » : couvre-t-elle les cellules ou l'armoire complète ? L'engagement de rétention de capacité est-il de 70 % ou 80 % ? Quel est le plafond de cycles ? L'exploitation à haute température (étés à 45 °C+ dans le nord du Mexique) déclenche-t-elle des exclusions de garantie ? Le type de gestion thermique et la courbe de dégradation doivent figurer dans l'accord technique.

Piège 4 : Choisir la mauvaise voie de conformité. Faut-il déposer un avis auprès du CENACE, passer par SAEE-CC ou par le canal autoconsommation, qu'en est-il des approbations incendie et de protection civile (Protección Civil), et du pont entre les documents hérités de l'ère CRE et les nouvelles règles de la CNE — se tromper sur ces procédures va de mois de retard à une mise en conformité ordonnée avec arrêt. Verrouillez la voie de conformité dès la conception.

Piège 5 : Ignorer la chaleur et les conditions de réseau. La chaleur et l'humidité du nord et de la péninsule, le brouillard salin côtier et les fluctuations de tension des feeders faibles sont des épreuves réelles pour le contrôle thermique des armoires extérieures, les indices de protection (IP54/C4 ou supérieur recommandé) et l'adaptabilité réseau du PCS. Les solutions à

refroidissement par air affichent une disponibilité nettement inférieure au refroidissement liquide dans les régions de chaleur extrême.

Piège 6 : Structure de financement désadaptée du traitement fiscal.

Traitement IVA du crédit-bail vs ESaaS, éligibilité à l'amortissement accéléré, retenue à la source sur les paiements transfrontaliers, et exposition au change entre revenus en pesos et équipements en dollars — tout cela doit être clarifié par un conseiller fiscal avant signature ; le corriger après coûte extrêmement cher.

7.2 Les « Dix Questions Difficiles » Avant de Signer

Posez ces dix questions à n'importe quel fournisseur — la qualité des réponses élimine la plupart des candidats non qualifiés :

1. Votre devis est-il clé en main ? Détaillez exactement ce qui est inclus et ce qui ne l'est pas ;
2. Ferez-vous un backtest d'écèlement de demande sur mes 12 mois de données ? Quel taux de réussite vous engagez-vous à atteindre, et quelle compensation en cas de manquement ?
3. La garantie couvre-t-elle les cellules ou l'armoire complète ? Engagement de rétention de capacité, plafond de cycles et exclusions haute température — lesquels, précisément ?
4. Votre EMS est-il développé pour les fenêtres de 15 minutes du GDMTH et la double logique de demande (capacité/distribution) ? Avez-vous des données de projets en exploitation au Mexique ?
5. Indices de protection et d'anti-corrosion de l'armoire, type de gestion thermique ? Données de disponibilité à 45 °C ?
6. Le projet passe-t-il par SAEE-CC ou autoconsommation ? Qui gère les dépôts CNE/CENACE et les approbations incendie / protection civile ?
7. Marque des cellules et traçabilité des lots ? La logique de protection du BMS supporte-t-elle le diagnostic à distance ?
8. Délais de réponse O&M : combien à distance, combien sur site ? Où se trouve le dépôt de pièces de rechange ?

9. Quelle disponibilité vous engagez-vous à tenir, et quel recours si elle n'est pas atteinte ?

10. Comment sont gérés le retrait et le recyclage des batteries après 15 ans ?

Méfiez-vous de tout fournisseur aux réponses vagues, qui évite les engagements chiffrés ou refuse de les mettre au contrat — si bas que soit son devis.

À retenir du chapitre 1. Comparez sur une base clé en main ; inscrivez le taux de réussite de prédiction de demande de l'EMS au contrat ; 2. Examinez la garantie ligne par ligne : armoire vs cellules, rétention de capacité, exclusions chaleur, plafond de cycles ; 3. Verrouillez la voie de conformité (SAEE-CC / autoconsommation) dès la conception — ne rafistolez pas la paperasse une fois l'équipement arrivé au port ; 4. Chaleur, brouillard salin et fluctuations de réseau sont les trois épreuves environnementales du Mexique ; refroidissement liquide + indices de protection élevés sont la réponse sûre.

Chapitre 8 : Marwell Solar — Livraison Intégrée de la Conception à l'Exploitation

Perspective du chapitre : Choisir un partenaire de stockage, c'est essentiellement choisir « qui répond de la performance du système sur un cycle de vie de 15 ans » — capacité de fabrication, complétude de la gamme, certifications internationales et expérience de livraison locale sont des critères de sélection plus fiables que le devis initial.

8.1 Profil de l'Entreprise

Marwell Solar est un fabricant et fournisseur de solutions de nouvelles énergies fort de plus de 10 ans d'expérience du secteur et de plusieurs succursales à l'étranger, concentré depuis 2026 sur l'expansion du marché latino-américain. Ses produits couvrent une chaîne de conformité complète en sécurité de transport, performance électrique et systèmes qualité — un prérequis dur pour le

dédouanement, l'acceptation du raccordement et la souscription d'assurances des projets mexicains.

8.2 Gammes de Produits pour le Marché C&I Mexicain

(1) Armoires extérieures de stockage tout-en-un C&I (classe 100 kW jusqu'à plusieurs MW) : batterie LFP, PCS, EMS, gestion thermique et protection incendie intégrés dans une seule armoire extérieure, avec prise en charge du Peak Shaving, de la gestion de demande, du secours et du basculement réseau-îlot en millisecondes. La conception modulaire évolue par pas de 100 kW, couvrant la plage de demande principale — des magasins de détail aux usines moyennes — décrite au Chapitre 6 ; des configurations pour la chaleur extrême du nord du Mexique et les environnements côtiers de brouillard salin sont disponibles.

(2) Stockage en conteneur 20 pieds à refroidissement liquide (classe ~5 MWh) : pour les grandes usines, les micro-réseaux miniers, les centres de données et autres scénarios de forte capacité. Le refroidissement liquide maintient des températures de cellules plus uniformes en environnement chaud, répondant directement aux risques de disponibilité et de dégradation discutés au Chapitre 7.

(3) Micro-réseaux hybrides PV + stockage + diesel : pour les mines, les sites industriels reculés et les resorts hors réseau, l'EMS dispatchant PV, stockage et groupes électrogènes comme un seul système — les résultats de terrain montrent des réductions de consommation de carburant allant jusqu'à 80 %.

8.3 Modèle de Livraison et de Service

Marwell Solar livre en mode **EPC clé en main (Turnkey) :** de l'analyse des données de charge et de la conception de la solution (y compris le backtest de gestion de demande), en passant par la fabrication des équipements, la logistique internationale et l'appui au dédouanement, jusqu'à l'installation, la mise en service, la coordination du raccordement et l'O&M de long terme — un seul responsable sur tout le cycle de vie du projet. La valeur de ce modèle est d'éliminer le vide de responsabilité du Piège 1 : quand batterie, PCS, EMS et

génie civil appartiennent à des fournisseurs différents, les problèmes de performance se diluent dans les renvois de responsabilité ; un responsable unique transforme les engagements de performance au niveau système (disponibilité, profondeur d'écrêtement, rapidité de réponse) en clauses contractuelles signables et opposables.

Pour les clients sensibles au financement, les structures de crédit-bail ou ESaaS décrites au Chapitre 5 peuvent être organisées via le réseau de partenaires ; pour les clients multi-sites comme les chaînes hôtelières et de distribution, les solutions standardisées supportent la réplication en lot et l'O&M à distance centralisé.

8.4 Points de Contact avec le Processus de Décision du Client

- **Étape 1 (étude gratuite)** : fournissez 12 mois de factures CFE et de données de charge ; recevez un backtest d'écrêtement de demande et un modèle de retour ;
- **Étape 2 (verrouillage de la solution)** : confirmez la voie de conformité SAEE-CC ou autoconsommation ; verrouillez le ratio puissance/capacité et les conditions de garantie ;
- **Étape 3 (livraison)** : fabrication, logistique, installation, mise en service et dépôts de raccordement — tout-en-un ;
- **Étape 4 (exploitation)** : supervision à distance + réponse O&M locale, avec rapports annuels de performance.

À retenir du chapitre 1. Marwell Solar apporte plus de 10 ans d'expérience de fabrication et un système complet de certifications internationales ; 2. La gamme va des armoires extérieures 100 kW aux conteneurs à refroidissement liquide de 5 MWh, couvrant toute la gamme des scénarios C&I mexicains ; 3. Le modèle Turnkey EPC à responsabilité unique convertit la performance système en engagements contractuels ; 4. Le point d'entrée de la décision est une facture de 12 mois — backtest d'abord, configuration ensuite.

Chapitre 9 : Conclusions et Liste d'Actions — Vos Prochaines Étapes

Perspective du chapitre : 2026–2028 est le recouvrement de trois fenêtres pour le BESS C&I mexicain : dividendes réglementaires + plancher de coûts + concurrence non saturée. La décision la plus coûteuse en période de fenêtre n'est pas de trop payer l'équipement — c'est de rester immobile.

9.1 Conclusions Centrales

1. **La douleur est réelle et s'aggrave** : les tarifs industriels ont augmenté de 8–12 % en 2025 ; les frais de demande représentent 30–50 % de la facture ; une seule coupure peut coûter des dizaines de millions de pesos ; le déficit d'approvisionnement 2030 est de ~11,9 GW ;
2. **L'économie fonctionne déjà** : cellules de stockage -45 % en deux ans ; retour typique de 3–4,5 ans pour gestion de demande + arbitrage empilés ; 2,5–3,5 ans dans les régions à tarif élevé ;
3. **Le canal réglementaire est ouvert** : le stockage a un statut juridique indépendant ; SAEE-CC n'exige pas de permis de production ; permis d'autoconsommation simplifiés 0,7–20 MW + Guichet Unique en service ;
4. **L'empilement de valeur est l'âme du sujet** : l'analyse à usage unique sous-évalue systématiquement le stockage ; la capacité de prédiction de demande de l'EMS est la variable technique numéro un ;
5. **Le succès est dans les détails** : comparaison sur base clé en main, conditions de garantie, voie de conformité, protection contre la chaleur, structure financière et fiscale — les cinq portes sont indispensables.

9.2 Listes d'Actions par Rôle

Pour les propriétaires C&I (manufacture / hôtellerie / distribution / centres de données / mines / logistique / agriculture) :

- ☐ Récupérez les 12 derniers mois de factures CFE ; décomposez énergie / demande / pénalités / taxes ;

- ☐ Confirmez votre classe tarifaire (GDMTH/GDMTO/DIST/DIT) et l'écart pointe-creuse régional ;
- ☐ Quantifiez les pertes de coupures des 24 derniers mois (arrêts, détériorations, plaintes) ;
- ☐ Commandez un backtest d'écèlement de demande et un modèle d'empilement de valeur (au moins trois scénarios) ;
- ☐ Évaluez l'adéquation autofinancement / crédit-bail / ESaaS avec votre trésorerie.

Pour les EPC et installateurs :

- ☐ Développez une capacité interne sur la logique de facturation GDMTH et les procédures CENACE/CNE ;
- ☐ Établissez des relations d'approvisionnement et de garantie avec des fabricants aux certifications complètes ;
- ☐ Développez une capacité de devis combiné « PV + stockage » pour capter le marché de la rénovation ;
- ☐ Constituez des équipes expérimentées en approbations incendie, protection civile et travaux de raccordement locaux.

Pour les investisseurs :

- ☐ Priorisez les régions à tarif élevé (Péninsule, Basse-Californie du Sud) et les scénarios à demande rigide (hôtels, chaîne du froid) ;
- ☐ Surveillez les opportunités de portefeuilles ESaaS (multi-sites, répliquables, flux de trésorerie stables) ;
- ☐ Suivez les règles ultérieures du DACG stockage de la CNE et l'évolution du marché de capacité ;
- ☐ Faites de la couverture de change et de la structuration fiscale des postes standards de due diligence.

9.3 Perspectives 2026–2030

Dans les cinq prochaines années, le BESS C&I mexicain passera de « nouveauté des pionniers » à « équipement standard des entreprises énergivores »

». Aucune des forces qui poussent ce changement — hausses tarifaires structurelles, expansion du réseau en retard, soif d'électricité du nearshoring, baisse des coûts du stockage et ouverture des canaux réglementaires — ne s'inversera dans l'avenir visible. Pour qui décide aujourd'hui, la question n'est plus « faut-il installer du stockage », mais « à quelle vitesse et sous quelle structure ».

À retenir du chapitre : Période de fenêtre = dividendes réglementaires + plancher de coûts + concurrence non saturée. La première étape tient en une seule chose : remettre 12 mois de factures à une équipe professionnelle pour un backtest — les données décideront pour vous.

Ce rapport a été compilé à partir de documents réglementaires publics, de données tarifaires et de recherches sectorielles disponibles jusqu'en août 2026 ; les chiffres évoluent au gré des publications officielles. Les calculs de coûts et de revenus sont des modèles indicatifs — pour tout projet spécifique, utilisez toujours les données de charge réelles et des devis formels.