Tarifas eléctricas y almacenamiento en grandes usuarios argentinos

Instalar baterías para almacenar energía cuando es barata y usarla en horas pico hoy no cierra financieramente en Argentina, y apenas alcanza en España. Por qué el esquema tarifario frena la flexibilidad privada y qué cambios hacen falta para destrabar el sector.

Luis E. Juanicó
IPATEC - CONICET
juanico@comahue-conicet.gob.ar

URL estable: https://www.editores.com.ar/node/8659

Una batería puede aliviar la demanda en horas críticas y, al mismo tiempo, aumentar el costo energético a quien la instala

Una batería puede aliviar la demanda en horas críticas y, al mismo tiempo, aumentar el costo energético a quien la instala. La comparación de una tarifa argentina con una oferta española muestra por qué el valor del almacenamiento para la red no siempre se traduce en un incentivo para el usuario. Con los precios analizados, el diferencial argentino no cubre siquiera las pérdidas del ciclo. En España existen márgenes positivos en determinadas temporadas, pero resultan insuficientes para recuperar por sí solos la inversión de referencia.

En España existen márgenes positivos en determinadas temporadas, pero resultan insuficientes para recuperar por sí solos la inversión de referencia

La necesidad de flexibilidad

Las puntas de demanda obligan a disponer de generación y redes que se utilizan intensamente durante pocas horas. En el AMBA, la climatización puede producir una punta diurna estival, mientras que en invierno adquiere importancia la demanda vespertina y nocturna. Estas ventanas dependen de cada zona: la banda tarifaria punta de Edesur, de 18 a 23 h, no representa necesariamente las horas de mayor exigencia local en verano.

El almacenamiento permite desplazar compras y reducir máximos sin interrumpir la actividad. Su aporte depende de la ubicación, la potencia, la duración y la programación: recargar sin coordinación puede crear otra punta. También puede prestar respaldo y servicios de red, que deben

evaluarse separadamente del arbitraje energético.

La política pública reconoce esta necesidad. AlmaGBA adjudicó 713 MW de almacenamiento en nodos críticos del AMBA. Una comunicación oficial de 2026 informa obras en ejecución e inversiones estimadas superiores a USD 540 millones; adjudicación no equivale a operación comercial. El esquema contrata prestaciones mediante Edenor y Edesur, con CAMMESA como garante de pago de última instancia, y prevé trasladar costos a las tarifas desde la habilitación correspondiente [6,7]. Si los usuarios contribuyen a financiar almacenamiento de red, cabe examinar qué incentivos reciben para aportar flexibilidad desde sus instalaciones.

Cómo se forma la señal argentina

La Resolución SE 400/2025 combina costo medio y costo marginal en la formación del precio spot de la demanda. De forma abreviada, con el FSA expresado como fracción [1]:

(1) Penergía = (1 − FSA) × Cmedio spot + FSA × CMponderado

El FSA se fija inicialmente en cero hasta el 31 de diciembre de 2027. Desaparece así el término marginal explícito de esta expresión. Los costos medios reflejan condiciones de abastecimiento, pero no transmiten íntegramente la escasez de cada hora. La agregación por bandas y la estabilización estacional también intervienen. Esta estructura ayuda a explicar la señal reducida; reproducir exactamente los coeficientes horarios requiere la memoria de cálculo de CAMMESA.

Para septiembre–octubre de 2026, el anexo rectificado de la Resolución SE 222/2026 establece precios mayoristas GUDI de 128,603, 124,056 y 122,978 AR$/kWh para punta, resto y valle: una diferencia entre punta y valle de 4,57% [2]. En el cuadro minorista Edesur del ejercicio, el diferencial es de 4,01%. Son niveles distintos; la baja señal no debe atribuirse exclusivamente a la distribuidora.

Tarifas y supuestos de comparación

Se congelan precios de octubre de 2026 para comparar mecanismos, sin convertir pesos a euros ni presentar estos valores como promedios anuales. Argentina se representa mediante Edesur T3, grandes demandas en media tensión y potencia contratada superior a 300 kW, sin impuestos [3]. España se representa mediante una oferta pública Som Energia 6,1 TD, entre 1 y 30 kV, desde el 1 de octubre de 2026 [4]. Esta oferta comercial no constituye una tarifa única española.



Los precios españoles de cálculo incorporan el ajuste provisional uniforme de 0,025 €/kWh publicado por la comercializadora como media del último mes. Incluyen energía, peajes y cargos; se excluyen impuestos y se consideran por separado los cargos por potencia. El ajuste real puede variar: mantenerlo constante es una simplificación.

Argentina	Horario	AR$/kWh
Valle	23 a 5 h	150,486
Resto	5 a 18 h	151,642
Punta	18 a 23 h	156,516

Tabla 1

En España, los precios de cálculo P1 a P6 son, respectivamente, 0,188, 0,170, 0,156, 0,140, 0,132 y 0,141 €/kWh. P6 rige de 0 a 8 y durante fines de semana y festivos tarifarios. La asignación depende de la temporada, el día y la hora [5]. P6 no es necesariamente el período comercial más barato: en esta oferta, P5 tiene un precio menor.

Se modela un sistema integrado de 5 MWh útiles en corriente alterna, rendimiento de ciclo completo de 94% y límite supuesto de 2 MW en ambos sentidos. Son parámetros de cálculo que deben contrastarse con la configuración adquirida. Una descarga completa exige comprar 5/0,94 = 5,319 MWh. No se reserva energía para respaldo. Los equipos integrados reúnen baterías, conversión bidireccional, gestión térmica y control; el presupuesto no debe duplicar componentes ya incluidos, aunque debe contemplar obra, conexión y transformación cuando correspondan.

Para una energía entregada, el margen por ciclo es el que sigue:

$$(2)\ A = E \times (Pevitado - Pcarga/\eta)$$

El arbitraje es positivo si Pevitado/Pcarga es mayor a 1/η × Con η = 0,94, se necesita un diferencial superior al 6,38%, antes de inversión, mantenimiento y degradación. El rendimiento corresponde al ciclo completo; no se aplica otro 94% en cada etapa.

Resultados del arbitraje

En el caso argentino, una descarga de 5 MWh arroja AR$ –17.877 para valle-punta, –42.247 para valle-resto y –24.026 para resto–punta. Ninguna operación cubre sus pérdidas energéticas. Para arbitraje aislado, la decisión de menor costo es no ciclar. El resultado no descarta ahorros por potencia, respaldo u otros contratos.

En España se evalúa una carga nocturna P6 con descarga de 9 a 14 h, y una segunda carga de 14 a 18 con descarga de 18 a 22. En temporada alta, las descargas corresponden a P1; en media alta, a P2; en media, a P3, y en baja, a P4. La recarga intermedia corresponde al periodo siguiente, de menor precio. La tabla 2 resume los márgenes por descarga de 5 MWh.

Temporada española	Noche a mañana	Mediodía a tarde
Alta (en., feb., jul., dic.)	190,00 €	35,74 €
Media alta (mar., nov.)	100,00 €	20,21 €
Media (jun., ag., sept.)	30,00 €	35,32 €
Baja (abr., may., oct.)	Se omite	Se omite

Tabla 2

Se ensayan tres perfiles: banco de 6.025 MWh/año y actividad de 8 a 18 h; shopping de 12.191 MWh/año, de 10 a 22; e industria de dos turnos de 76.000 MWh/año, de 6 a 22. Las escalas proceden de referencias públicas del documento de base; horarios y potencias son supuestos, no curvas medidas ni facturas reconstruidas. El banco utiliza solo el primer ciclo; shopping e industria pueden absorber ambos sin exportar energía.

La anualización adopta 250 días laborables tarifarios normalizados: 84 de temporada alta, 42 de media alta, 62 de media y 62 de baja. No reproduce un calendario civil ni sus festivos. Mantiene precios y cargas constantes por franja y omite indisponibilidad y variaciones estacionales del consumo. Los ciclos de temporada baja se descartan por margen negativo. No se optimizan transferencias entre días ni todos los despachos parciales posibles.

Perfil	Margen energético anual	Repago con 1 millón de euros
Banco (un ciclo favorable)	22.020 €	45,4 años
Shopping (hasta dos ciclos)	28.061 €	35,6 años
Industria (hasta dos ciclos)	28.061 €	35,6 años

Tabla 3

Margen positivo y recuperación de la inversión

El margen energético no es beneficio neto. Deben descontarse inversión, degradación, mantenimiento y consumos auxiliares no incluidos en el rendimiento; también cualquier aumento del cargo por potencia. Los ingresos por reducción de máximos, respaldo o servicios de red requieren mediciones y condiciones contractuales específicas.

El millón de euros instalado es una hipótesis de sensibilidad, no una cotización comercial verificada. Con ese valor, los repagos simples por energía de 35,6 a 45,4 años exceden los horizontes de diez a veinte años examinados, aun antes de mantenimiento y degradación. Reducir la inversión a 500.000 euros los llevaría a 17,8 años en shopping e industria y 22,7 años en el banco. No se incluyen financiación ni descuento de flujos; un análisis financiero completo necesita más información.

La recarga puede obligar a aumentar potencia contratada o máximos facturables y erosionar el ahorro. A la inversa, una descarga coordinada puede reducir cargos por potencia. No corresponde sumar ese beneficio automáticamente: debe comprobarse que la batería recorta el máximo relevante y permanece disponible cuando ocurre. Los servicios no pueden contabilizarse simultáneamente si compiten por la misma energía o potencia.

Impuestos y costo de acceso

La importación tampoco admite una cifra tributaria universal. El régimen consultado al 1 de noviembre de 2026 contempla derecho extrazona de 0% para BESS que cumplen la apertura específica 8507.60.00.930A, frente a 18% en la residual 8507.60.00.990V [8,9]. Por ello, sería incorrecto afirmar que toda batería importada paga un arancel elevado. Debe verificarse la clasificación del suministro concreto.

También deben distinguirse aranceles no recuperables, IVA que puede generar crédito fiscal y costos logísticos o de instalación. La tasa de estadística tiene topes y excepciones. Las percepciones dependen de la situación fiscal y existen excepciones para bienes de uso. Un desembolso inicial mayor no equivale íntegramente a costo económico definitivo. La financiación del crédito fiscal y los gastos de conexión pueden, sin embargo, constituir barreras relevantes.

Propuestas para habilitar la flexibilidad privada

La primera prioridad es que el usuario pueda capturar una parte del valor verificable que aporta al sistema. Esto requiere señales temporales que reflejen costos y restricciones, o remuneraciones explícitas por reducción de demanda crítica, disponibilidad y servicios compatibles. Una tarifa poco variable no demuestra ausencia de todo mecanismo de gestión de demanda; el problema analizado es la insuficiencia del arbitraje energético bajo el cuadro seleccionado.

La reforma no debería limitarse a ampliar arbitrariamente la diferencia noche a punta. Con mayor generación solar, algunas horas diurnas pueden resultar más favorables que la madrugada. Las señales deben considerar estación y condiciones del sistema. Los programas de flexibilidad necesitan medición, coordinación operativa y reglas de cumplimiento; la agregación puede facilitar la participación de recursos pequeños y medianos.



En materia fiscal se propone arancel de importación cero para todo tipo de baterías recargables destinadas al almacenamiento eléctrico, con independencia de química, capacidad, tensión, cantidad de módulos o formato. El beneficio debería abarcar celdas, módulos, conjuntos y sistemas completos, incluida la electrónica de potencia, gestión, protección y refrigeración que integren el suministro, tanto en contenedores como en otras presentaciones o partidas. Es una propuesta de ampliación tecnológicamente neutral, no la descripción de una exención general vigente.

El objetivo es favorecer que privados financien, instalen y operen almacenamiento a su costo y contribuyan al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). El arancel cero reduce la inversión pero no corrige por sí solo el margen energético negativo del caso argentino. Debe acompañarse de una vía de remuneración por servicios efectivamente prestados y una programación que evite nuevas puntas.

El arancel cero reduce la inversión pero no corrige por sí solo el margen energético negativo del caso argentino

Conclusiones

Con Edesur T3 MT superior a 300 kW de octubre de 2026, el diferencial punta a valle de 4,01% no cubre las pérdidas de una batería con rendimiento completo de 94%. La barrera aparece antes de considerar inversión y degradación, y también afecta el desplazamiento entre valle y resto de un consumidor diurno.

Con Edesur T3 MT superior a 300 kW de octubre de 2026, el diferencial punta a valle de 4,01% no cubre las pérdidas de una batería con rendimiento completo de 94%

La oferta española permite márgenes positivos en ciertas temporadas, pero el arbitraje aislado no recupera la inversión hipotética de un millón de euros en diez a veinte. La comparación muestra la necesidad de evaluar conjuntamente energía, potencia, respaldo y servicios de red, sin confundir ahorro bruto con rentabilidad.

Contratar almacenamiento de red y habilitar flexibilidad privada son medidas complementarias. Si desplazar demanda aporta valor verificable, el consumidor debería disponer de una vía para capturarlo. Una política coherente debe combi-

nar acceso a equipos, señales tarifarias y remuneración por prestaciones, movilizando capital privado donde resulte útil para la red.

Una política coherente debe combinar acceso a equipos, señales tarifarias y remuneración por prestaciones, movilizando capital privado donde resulte útil para la red

Referencias

[1] Secretaría de Energía. Resolución 400/2025. Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva. Anexo I, especialmente apartado 7.1. Texto original y versión actualizada. https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/norma-419016/actualizacion

[2] Secretaría de Energía. Resolución 222/2026 y anexo rectificado por Resolución 225/2026. Precios de septiembre–octubre de 2026. https://www.argentina.gob.ar/normativa/429513_res222corregido_pdf/archivo

[3] Edesur. Cuadro tarifario desde el 1 de octubre de 2026, T3 Grandes Demandas; y explicación de facturación T3 y peaje. https://www.edesur.com.ar/wp-content/uploads/2026/10/CT_OCT26_WEB.jpg https://www.edesur.com.ar/grandes-clientes/facturacion-t3/

[4] Som Energia. Tarifa 6.1TD por períodos. Precios publicados desde el 1 de octubre de 2026 y referencia de servicios de ajuste. https://www.somenergia.coop/es/tarifas-luz/altatension-periodos

[5] CNMC. Circular 3/2020, metodología de peajes. Calendario peninsular; Som Energia, horarios de las tarifas 3.0TD y de alta tensión por períodos. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-1066 https://es.support.somenergia.coop/article/1108-horarios-de-la-tarifa-30td-periodos-y-las-tarifas-de-alta-tension-por-periodos

[6] Secretaría de Energía. Resolución 190/2026. Considerandos sobre AlmaGBA. https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/345282/20260731

[7] Secretaría de Energía. Convocatoria de almacenamiento en nodos críticos del país. Antecedente AlmaGBA y obras en ejecución, 2026. https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gobierno-nacional-lanza-una-convocatoria-para-incorporar-almacenamiento-electrico-en

[8] ARCA. Arancel Integrado, archivo nomenclador_01112026.txt. Aperturas 8507.60.00.930A y 8507.60.00.990V. https://serviciosweb.afip.gob.ar/aduana/arancelintegrado/default.asp

[9] Poder Ejecutivo Nacional. Decreto 781/2025, artículo 3; Anexo II del Decreto 557/2023 actualizado en Biblioteca ARCA. https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-781-2025-419515/texto https://biblioteca.afip.gob.ar/pdfp/AnexoII_efectodec781.pdf

- Fuentes y precios consultados al 1 de noviembre de 2026. Cálculos propios sobre los supuestos indicados. Los resultados anualizados son escenarios de comparación y no pronósticos de factura.

Glosario de siglas

- AlmaGBA: Almacenamiento en el Área Metropolitana de Buenos Aires
- AMBA: Área Metropolitana de Buenos Aires.
- AR$: peso argentino
- BESS: *Battery Energy Storage System*, 'Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías'
- CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA
- CONICET: Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas
- Edenor: Empresa Distribuidora Norte SA
- Edesur: Empresa Distribuidora Sur SA
- FSA: factor de señal de abastecimiento
- GUDI: grandes usuarios de distribuidora
- IPATEC: Instituto Antino Patagónico de Tecnologías Biológicas
- IVA: impuesto al valor agregado
- MT: media tensión
- SA: sociedad anónima
- SADI: Sistema Argentino de Interconexión
- SE: Secretaría de Energía
- T3: Tarifa 3
- TD: transporte y distribución
- USD: *United States Dollar*, 'dólar estadounidense'