



UNIVERSIDAD NACIONAL DE ROSARIO

FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, INGENIERIA Y AGRIMENSURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO FINAL DE INGENIERÍA

Integración de Sistemas BESS en el SADI: Propuestas de Despacho por Seguridad y Optimización

Autores:

Cinalli, Joaquin Oni C-6989/2

Diodati, Emiliano D-3938/1

Tutores:

Mirable, Juan Pablo

De San Juan, Nicolas

Año: 2026

Contenido

Agradecimientos	5
1 Resumen	6
2 Abstract.....	8
3 Introducción.	10
3.1 Contexto Energético Argentino	11
3.2 El Rol Estratégico de los BESS: Herramienta Clave para la Red Moderna .	15
3.3 Planteamiento del Problema: El Desafío de la Integración Operativa en el MEM	19
3.4 Objetivos del Proyecto	21
3.5 Metodología y Alcance	22
4 Estado del Arte y Marco de Referencia Tecnológico	24
4.1 Tecnologías de almacenamiento electroquímico	24
4.2 Aplicaciones Estratégicas en Sistemas de Potencia.....	33
4.2.1 Servicios de Gestión de Energía (Bulk Energy Services).....	34
4.2.2 Servicios Auxiliares (Ancillary Services).....	37
4.2.3 Servicios de Infraestructura de Red (T&D Deferral)	40
4.3 Benchmarking Internacional: Lecciones Aprendidas.....	41
4.3.1 El Modelo de California (CAISO)	41
4.3.2 El Modelo de Australia (AEMO).....	47
4.3.3 El Modelo de Chile (SEN): Gestión de la Congestión.....	50
4.4 Clasificación Funcional: El Dilema de la Identidad Regulatoria.....	55
5 ALMA.....	58
5.1 Diagnóstico Operativo: La Crisis del AMBA	58
5.2 La Solución de Corto Plazo: Programa ALMA GBA.....	63
5.3 Perspectiva de Mediano y Largo Plazo: Evaluación del Programa ALMA SADI 69	
6 Análisis de Impacto y Distribución Topológica de Proyectos BESS en el AMBA	73

6.1	Panorama de los Proyectos BESS ALMAGBA Adjudicados	73
6.2	Metodología de Evaluación Estática: Herramientas y Factores de Sensibilidad 74	
6.3	Identificación de Vínculos Críticos y Ranking de Impacto Nodal.....	77
6.4	Casos de Estudio: Análisis de los Proyectos de Mayor Influencia	80
6.4.1	Eficiencia Nodal y Optimización de Despacho (El Caso Rodríguez)	82
6.4.2	Alivio en Vínculos de Transmisión Críticos (El Caso de la Línea BOSQUES2 132.0 kV - F.VARELA 132.0 kV A)	84
6.4.3	El Riesgo Topológico: Efectos Adversos del Despacho Estático	95
6.5	Límites del Análisis Estático y la Necesidad de una Operación Dinámica .	102
7	Protocolo de Despacho por Causas Forzadas	104
7.1	Niveles de Programación y Planificación de la Operación del SADI	104
7.1.1	[Programación Estacional: Gestión de Riesgo y Reserva Estratégica.	104
7.1.2	Programación Semanal: Optimización y Coordinación de Recursos...	106
7.1.3	Programación Diaria: Ejecución y Gestión del Tiempo Real	107
7.1.4	Metodología de Previsión de Demanda (Semanales y Diarias).....	109
7.2	El Desafío de la Topología: De la Sensibilidad Estática a la Operación Dinámica	110
7.3	Coordinación Operativa: El Eje CAMMESA - SACME	111
7.4	Estrategia de Gestión de Energía y "Gatillo"	114
7.4.1	Aplicación Jerárquica en los Horizontes de Programación.....	117
7.4.2	Operativa del Ciclo de Carga y Descarga: Modulación y Restitución del SOC	118
7.5	Protocolo ante Contingencias Topológicas (Estado N-1)	121
7.5.1	Condición Operativa A: BESS en Estado de Reposo (No Programado) 121	
7.5.2	Condición Operativa B: BESS con Despacho Programado.....	123
7.6	Despacho a Discreción y Gestión en Estado de Alerta	125
8	ALMA SADI.....	128

8.1	Diseño del Stack de Servicios Propuesto para el SADI	128
8.2	El Marco Regulatorio Actual: Análisis Operativo de AlmaSADI.....	131
8.2.1	Perspectivas y Futura Regulación: El Almacenamiento como Servicio de Mercado	133
8.3	Optimización en la Gestión de Energía y Estrategias de Despacho Dinámico	135
8.3.1	Restricciones Regionales y Perfiles Operativos Específicos en el SADI	135
8.3.2	Tipificación de Restricciones Operativas en el SADI	138
8.3.3	Formulación de la Estrategia de Carga y Descarga	146
8.4	Provisión de Servicios Auxiliares en el SADI	152
8.4.1	Respuesta Rápida de Frecuencia (FFR) y Regulación Primaria Avanzada	152
8.4.2	Control de Tensión y Soporte Dinámico de Potencia Reactiva (El Enfoque STATCOM)	155
9	Análisis Económico y Evaluación de Costos Evitados.....	158
9.1	Introducción y Metodología de Evaluación.....	158
9.2	Escenario Base: El Costo del Status Quo (Sin BESS).....	160
9.3	Escenario ALMA GBA: El Costo Operativo del Almacenamiento.....	164
9.4	Comparativa Económica y Balance Sistémico	172
9.5	Conclusiones del Modelo Económico.....	173
10	Conclusiones Generales	176
11	BIBLIOGRAFIA.....	180

Agradecimientos

En primer lugar, queremos expresar nuestro agradecimiento a nuestro director, Ing. Juan Pablo Mirable, y a nuestro codirector, Ing. Nicolás De San Juan, por el tiempo, apoyo y dedicación brindados a este proyecto. Especialmente por sus valiosos aportes y correcciones, fundamentados en su experiencia en el campo de la ingeniería de potencia.

A nuestros padres y madres, por su apoyo incondicional y por el esfuerzo incalculable que realizaron para sostener nuestra educación, a pesar de los obstáculos que surgieron en el camino. También por sus palabras de aliento, su constante preocupación por nuestro bienestar y, principalmente, por inculcarnos los valores que nos guiarán a lo largo de nuestra vida.

A nuestros familiares y amigos, por acompañarnos en los momentos oportunos.

A la universidad pública, por brindarnos la oportunidad de formarnos como profesionales. A los profesores, directivos y personal de la facultad en general, por su dedicación y vocación, pilares fundamentales para que el sistema siga funcionando, cuyos esfuerzos en muchas ocasiones superan el reconocimiento recibido.

1 Resumen

La presente investigación aborda el estudio integral de la operación, el despacho técnico y el modelo de negocio de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) integrados al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), con especial foco en la mitigación de restricciones forzadas de transporte y potencia en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA). La transición energética actual y el incremento sostenido de la demanda máxima han expuesto una brecha estructural crítica entre la expansión del parque generador y el desarrollo de la infraestructura de transmisión troncal de Extra Alta Tensión (500 kV), forzando al operador del sistema a incurrir en elevados sobrecostos por generación local forzada y degradación de los márgenes de seguridad.

Frente a este escenario, se evalúa el quiebre de paradigma que introducen las tecnologías electroquímicas frente a la regulación eléctrica de naturaleza binaria tradicional. Se propone desplazar la concepción unifuncional del almacenamiento hacia una estrategia avanzada de apilamiento de servicios (**Value Stacking**), estructurada jerárquicamente en cinco capas de control: confiabilidad como activo de transmisión virtual (SATA), arbitraje espacio-temporal, respuesta rápida de frecuencia (FFR), soporte dinámico de potencia reactiva (modo STATCOM) e inercia sintética mediante inversores formadores de red (*Grid-Forming*).

Metodológicamente, el impacto topológico nodal de las unidades adjudicadas bajo el programa **ALMA GBA** se analiza mediante una herramienta analítica de estado estacionario fundamentada en matrices de sensibilidad linealizada (**PTDF** y **V-Q**) extraídas de simulaciones de flujo de potencia en la plataforma PSS/E. Los resultados empíricos demuestran que, en redes fuertemente malladas y sectorizadas por color topológico como la de SACME, las consignas de inyección no pueden ser preprogramadas o ciegas frente a la demanda global, puesto que conllevan el riesgo de inducir sobrecargas térmicas secundarias en vínculos adyacentes sanos (desplazando la saturación de la línea Nuevo Puerto - Aguas hacia las ET Rodríguez y Talar). Para suprimir esta vulnerabilidad, se formula un **Protocolo de Validación Secuencial** de tiempo real coordinado entre CAMMESA y SACME.

Asimismo, considerando que el BESS constituye un recurso estrictamente limitado en energía (4 horas de autonomía nominal) y acotado contractualmente para resguardar el Estado de Salud (SOH) de las celdas, se desarrolla un algoritmo de gestión energética basado en el análisis estadístico de la Curva de Duración de Carga horaria. Se establece una relación de compromiso 70/30 para la asignación de la cuota operativa anual de 180

ciclos equivalentes, indexando los umbrales automáticos de disparo preventivo ($P_{umbral_{SADI}} = 21724 \text{ MW}$ y $P_{umbral_{GBA}} = 8267 \text{ MW}$) para reservar el 30% del inventario energético como resguardo exclusivo ante contingencias en Estado N-1.

Finalmente, la investigación proyecta la federalización del recurso mediante la propuesta **ALMA SADI**, delineando las bases de la reforma del Anexo 23 de *Los Procedimientos* para implementar mercados de control de frecuencia especiales. El estudio concluye con la propuesta de institucionalización de la figura del **Despachador de Almacenamiento** dentro del organismo encargado del despacho, consolidando al BESS como el activo de flexibilidad de rápido despliegue más preciso y eficiente para garantizar la resiliencia, sustentabilidad económica y seguridad operativa del sistema interconectado nacional.

2 Abstract

This research presents a comprehensive study of the operation, technical dispatch, and business model of Battery Energy Storage Systems (BESS) integrated into the Argentine Interconnection System (SADI), with a specific focus on mitigating forced transmission and power constraints in the Buenos Aires Metropolitan Area (AMBA). The ongoing energy transition and the sustained growth of peak demand have exposed a critical structural gap between generation capacity expansion and the development of the Extra-High Voltage (**500 kV**) grid transmission infrastructure. This imbalance forces the system operator to incur high overcosts due to forced local generation and compromised grid security margins.

In this context, the paradigm shift introduced by electrochemical technologies against traditional binary power regulations is evaluated. This paper proposes shifting from a unifunctional storage approach toward an advanced service stacking strategy (**Value Stacking**), hierarchically structured into five control layers: reliability as a Storage as a Transmission Asset (SATA), spatiotemporal arbitrage, Fast Frequency Response (FFR), dynamic reactive power support (STATCOM mode), and synthetic inertia via grid-forming (*Grid-Forming*) inverters.

Methodologically, the nodal topological impact of the units awarded under the **ALMA GBA** program is analyzed through a steady-state analytical tool based on linearized sensitivity matrices (PTDF and V-Q) extracted from power flow simulations in the PSS/E platform. The empirical results demonstrate that within highly meshed networks sectorized by topological coloring—such as SACME's grid— injection set-points cannot be pre-programmed or blind to global demand, as they pose a risk of inducing secondary thermal overloads on healthy adjacent links (shifting the saturation of the Nuevo Puerto - Aguas line toward the Rodríguez and Talar substations). To eliminate this vulnerability, a real-time Sequential Validation Protocol is formulated, coordinated between CAMMESA and SACME.

Furthermore, considering that BESS is a strictly energy-limited resource (4 hours of nominal autonomy) and contractually bounded to safeguard the cells' State of Health (SOH), an energy management algorithm is developed based on the statistical analysis of the hourly Load Duration Curve. A 70/30 compromise ratio is established for the allocation of the 180 annual equivalent cycles quota, indexing the automatic preventive trigger thresholds ($P_{threshold_{SADI}} = 21724 \text{ MW}$ y $P_{threshold_{GBA}} = 8267 \text{ MW}$) to reserve 30% of the energy inventory as an exclusive safeguard against N-1 contingencies.

Finally, this research projects the federalization of the resource through the **ALMA SADI** proposal, outlining the basis for reforming Annex 23 of *Los Procedimientos* to implement specialized frequency control markets. The study concludes with the proposed institutionalization of the Storage Dispatcher role within the independent system operator, consolidating BESS as the most precise and efficient fast-deploying flexibility asset to guarantee the resilience, economic sustainability, and operational security of the national interconnected power system.

3 Introducción.

La industria eléctrica global atraviesa el cambio de paradigma más profundo de su historia. El modelo tradicional, basado en grandes generadores rotantes despachables y un flujo de potencia unidireccional hacia la demanda, está dando paso a un sistema dinámico, descentralizado y dominado por la generación renovable variable (VRE). En este contexto de transición energética, el análisis técnico y operativo demuestra que la flexibilidad ha dejado de ser un atributo deseable para convertirse en un requisito indispensable para garantizar la seguridad y estabilidad del suministro [1].

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS, por sus siglas en inglés) emergen en este escenario no solo como una solución tecnológica, sino como un elemento capaz de desacoplar temporalmente la generación del consumo. Su capacidad de respuesta rápida y su versatilidad para actuar alternativamente como carga y como generador los posicionan como herramientas críticas para la modernización de las redes eléctricas [2].

La República Argentina enfrenta este desafío global con sus propias particularidades. Mientras el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) incorpora cuotas crecientes de energía eólica y solar, la infraestructura de transporte opera cerca de sus límites técnicos, generando cuellos de botella que amenazan la confiabilidad del servicio en los principales centros de consumo. Ante esta realidad, la evaluación técnica sugiere que la incorporación de almacenamiento a gran escala se presenta como una de las alternativas más viables para mitigar estas restricciones estructurales.

Sin embargo, el análisis del marco regulatorio evidencia que la velocidad del avance tecnológico ha superado la capacidad de adaptación de la normativa vigente. La reciente iniciativa para incorporar BESS en el Área Metropolitana de Buenos Aires (ALMA GBA) ha expuesto la tensión existente entre la necesidad operativa de estos activos y un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que requiere readaptarse para integrarlos y remunerarlos adecuadamente [3].

El presente capítulo establece las bases conceptuales y contextuales de este proyecto. Se analiza la situación actual de la matriz energética argentina y sus desafíos estructurales (1.1), se evalúa el rol estratégico y tecnológico de los BESS (1.2), se plantea la problemática de la integración operativa en el MEM (1.3) y se definen los objetivos (1.4) y la metodología (1.5) que guiarán la propuesta de un nuevo marco operativo para el almacenamiento de energía en el país.

3.1 Contexto Energético Argentino

La evaluación de la viabilidad de los sistemas BESS requiere comprender primeramente la estructura de la matriz de generación y el comportamiento de la demanda. La configuración actual del SADI presenta características estructurales que definen tanto las limitaciones operativas de la red como las oportunidades para el arbitraje económico.

La matriz energética argentina exhibe una marcada dependencia de los hidrocarburos. La generación térmica convencional no solo actúa como base, sino que constituye el recurso marginal por excelencia para el cubrimiento de los picos de demanda. Según datos operativos de CAMMESA correspondientes a septiembre de 2025, el gas natural satisface cerca del 50% de la generación total, consolidándose como el vector principal debido a su relación costo-eficiencia [4].

Sin embargo, la vulnerabilidad del sistema se expone en situaciones de alta exigencia o ante restricciones de suministro de gas, escenarios donde se recurre a combustibles líquidos (fueloil y gasoil) o a generadores de menor eficiencia. En ciertos casos críticos, se requiere el ingreso al despacho de base de turbovapores de larga data exclusivamente para asegurar la potencia en los picos. Como se observa en la Tabla 1.1, la utilización de estos recursos alternativos presenta una desventaja económica evidente frente al gas natural.

Tipo de Combustible	Precio Medio en Central (USD/MMBTu)	Costo Variable Total (USD/MWh)	Generación Mensual (GWh)
Gas Natural	5.7	48.3	4.652
Alternativos (FO/GO)	22.3	220.6	45

Tabla 3-1. Comparativa de Costos Variables de Producción (septiembre 2025). Fuente: Elaboración propia en base a informes mensuales de CAMMESA (septiembre 2025) [4].

Nota: Este diferencial de casi 4.5 veces en el costo variable (48.3 vs 220.6 USD/MWh) sugiere una ventaja fundamental en la implementación de BESS: la capacidad de almacenar energía económica para desplazar el despacho forzado con combustibles líquidos de alto costo.

A la base térmica se suma una participación creciente de fuentes renovables intermitentes y una base firme hidroeléctrica y nuclear. Para el invierno de 2025 (julio), la matriz de oferta se configuró de la siguiente manera [5]:

- Térmica: 48% (Rol de flexibilidad y potencia firme).
- Hidroeléctrica (>50 MW): 20% (Base y regulación).
- Renovables (Ley 26.190): 15% (Crecimiento interanual del 16%).
- Nuclear: 7% (Base).
- Importación: 10%.

El crecimiento sostenido de las renovables, alcanzando coberturas del 16% de la demanda, introduce nuevos desafíos de rampa y variabilidad. Esta dinámica acentúa la necesidad de disponer de servicios auxiliares de respuesta rápida, perfilando a la tecnología de baterías como una alternativa técnica ideal para este nicho.

Por otro lado, el análisis del perfil de consumo eléctrico en Argentina muestra un cambio drástico en la última década. El sistema transitó de una demanda mayormente industrial (caracterizada por un perfil predecible y plano) a una matriz fuertemente residencial. Esto ha derivado en un consumo marcadamente "termosensible": la demanda fluctúa en correlación directa con la temperatura ambiente [6].

El factor determinante de este cambio es la masificación de los equipos de climatización. En la temporada estival, el encendido simultáneo de estos aparatos genera picos de consumo agudos que imponen un estrés severo sobre la red. Adicionalmente, al tratarse de cargas inductivas (motores), demandan una elevada potencia reactiva, lo cual provoca caídas de tensión que pueden derivar en el colapso del servicio si no son compensadas con inmediatez.

Frente a esta dinámica, la incorporación de sistemas BESS sugiere aportar ventajas operativas significativas mediante dos mecanismos:

- **Cobertura de Picos:** Facilitan la inyección de potencia activa durante las horas de máximo estrés térmico, contribuyendo al abastecimiento de la rampa residencial.
- **Control de Tensión:** Tienen la capacidad de aportar potencia reactiva de forma cuasi-instantánea, estabilizando los perfiles de tensión y mitigando el riesgo de desconexión de cargas inductivas y elementos de red.

Más allá del balance entre generación y demanda, el análisis operativo del SADI indica que el principal cuello de botella radica en la infraestructura de transmisión. La falta de expansión de la red en concordancia con el crecimiento de la demanda ha forzado al sistema a operar cerca de sus límites técnicos, una vulnerabilidad reconocida formalmente mediante la declaración de Emergencia del Sector Energético Nacional (Decreto N° 55/2023 y sus respectivas prórrogas) [7].

El diagnóstico técnico elaborado por CAMMESA y la Secretaría de Energía revela un estado de situación crítico [8]:

- **Saturación de Corredores:** Se verifica una carencia de capacidad remanente tanto en el sistema de transporte en Extra Alta Tensión (500 kV) como en la distribución troncal.
- **Riesgo de Abastecimiento:** La operación sostenida bajo estas condiciones incrementa la probabilidad de Energía No Suministrada (ENS) y colapsos de tensión, con antecedentes severos documentados en el AMBA durante los períodos 2022 y 2023.
- **Ineficiencia Económica (Sobrecostos):** Las restricciones topológicas obligan a ejecutar un "despacho forzado" de generación local de baja eficiencia en los nodos de consumo, impactando negativamente en el costo monómico del sistema.

Esta saturación de la red, particularmente focalizada en el área del GBA (objeto del programa ALMA GBA), permite evaluar a los BESS no solo como herramientas de gestión de energía, sino como potenciales "activos de transmisión virtual". Su inserción sugiere la posibilidad de inyectar potencia en nodos críticos, ofreciendo un alivio topológico inmediato sin requerir el tendido de nuevas líneas físicas en el corto plazo.

Sin embargo, el diagnóstico de vulnerabilidad del SADI no se agota en las áreas importadoras ni en los escenarios de máxima exigencia. En el extremo opuesto del espectro operativo, los períodos de mínima demanda y la gestión de los nodos exportadores imponen desafíos de igual o mayor criticidad, los cuales justifican plenamente la integración de sistemas de almacenamiento.

Por un lado, el ingreso masivo de generación renovable intermitente en los extremos del país (como los parques eólicos en la Patagonia o fotovoltaicos en Cuyo) ha transformado a estas regiones en grandes nodos exportadores. La falta de expansión de la infraestructura troncal provoca que, durante los momentos de alta disponibilidad del

recurso primario, las líneas de evacuación se saturan rápidamente. Esta limitación de transporte fuerza al OED a aplicar vertimientos obligatorios (*curtailment*), desperdiciando energía limpia y económica por pura restricción física. En este contexto, un BESS emplazado en un nodo exportador actúa como un amortiguador, absorbiendo los excedentes de generación durante el día para inyectarlos en la red una vez que las líneas recuperan capacidad de transporte.

Por otro lado, los escenarios de mínima demanda (típicamente durante las madrugadas) introducen severos problemas de control de tensión y estabilidad. Al operar con bajos niveles de carga, las extensas líneas de Extra Alta Tensión exhiben un comportamiento fuertemente capacitivo (Efecto Ferranti), elevando la tensión local a niveles que amenazan la integridad de los aisladores y el equipamiento de maniobra. Es precisamente en estos valles de consumo donde el BESS invierte su rol sistémico: mediante la fase de carga absorbe potencia activa para elevar el piso de la demanda, mientras que su inversor opera en el cuarto cuadrante absorbiendo potencia reactiva (modo inductivo) para reducir y estabilizar los perfiles de voltaje, un servicio esencial que las líneas tradicionales no pueden proveer por sí solas.

Para mitigar el déficit de infraestructura, el marco regulatorio ha evaluado mecanismos orientados a la captación de inversión privada para obras públicas, materializados en las Resoluciones N° 311/2025 y N° 715/2025, las cuales habilitan esquemas de concesión para la ampliación del transporte [9]. En este contexto, se han priorizado planes estratégicos de expansión, destacándose el proyecto "AMBA I". La ejecución de esta obra se considera prioritaria, estimándose que permitirá el ingreso de generación más eficiente al anillo del Gran Buenos Aires, desplazando generación local costosa y generando un ahorro proyectado a valor presente de USD 912 millones [10].

El contexto de largo plazo se encuentra condicionado por los compromisos internacionales de descarbonización (NDC a 2030, neutralidad a 2050) y las metas establecidas por la Ley 27.191 (20% de participación renovable para fines de 2025) [11]. En esta línea, la Agencia Internacional de Energía (AIE) plantea dos escenarios de evolución para Argentina que sugieren una demanda creciente de sistemas de almacenamiento [12]:

- **Escenario STEPS (Políticas Declaradas):** Proyecta la continuidad de la dominancia de los hidrocarburos con un incremento del consumo final en torno al 50%.

- **Escenario APS (Promesas Anunciadas):** Anticipa una fuerte electrificación y mejoras en eficiencia. Se estima que la generación eólica y solar podrían alcanzar el 67% de la matriz, un escenario que requeriría la incorporación masiva de recursos de flexibilidad y almacenamiento.

Finalmente, el proceso de "Normalización del MEM" sugiere una migración planificada desde un esquema centralizado hacia uno de competencia basado en señales de precios, un factor que resulta determinante para evaluar el modelo de negocio de los BESS [13]:

- **Gestión de Combustibles:** Propone una descentralización gradual para que los generadores gestionen su propio suministro de gas, exponiendo los costos reales de producción y permitiendo al organismo encargado del despacho concentrar sus esfuerzos en la eficiencia eléctrica.
- **Remuneración Spot Dinámica:** Sugiere la implementación de la fórmula $\text{Precio} = \text{CVP} + \text{RMA}$, donde la Renta Marginal Adaptada incentiva la eficiencia operativa, ya que este esquema remunera y fomenta el ingreso de nuevas unidades generadoras de mayor rendimiento.
- **Señal de Potencia:** Apunta al establecimiento de un precio de referencia para la potencia disponible (aprox. 12 USD/MW-hr en horas punta), lo cual crearía un flujo de ingresos previsible, beneficiando la bancabilidad de activos de capacidad firme como las baterías.
- **Estacionalización:** Plantea la protección de la demanda residencial mediante precios estacionales, mientras se evalúa la liberación del segmento de Grandes Usuarios para la contratación en el Mercado a Término (MAT).

3.2 El Rol Estratégico de los BESS: Herramienta Clave para la Red Moderna

La transición energética global hacia matrices descarbonizadas ha posicionado a los BESS como una tecnología habilitadora fundamental. Su capacidad para desacoplar temporalmente la generación de la demanda otorga al sistema eléctrico la flexibilidad necesaria para integrar porcentajes crecientes de energías renovables variables, garantizando al mismo tiempo la seguridad y calidad del suministro.

La transformación del sector eléctrico está marcada por la masiva incorporación de fuentes renovables variables no gestionables, principalmente solar fotovoltaica (FV) y eólica. Según el análisis REmap de IRENA [14], se proyecta que la participación renovable

en la generación eléctrica mundial podría escalar del 25% actual al 86% para 2050, con la eólica y la solar representando cerca del 60% del total.

Esta transición introduce una variabilidad e incertidumbre operativa sin precedentes. Para gestionar esta nueva dinámica, los sistemas de potencia requieren activos capaces de responder en rangos de tiempo que van desde milisegundos hasta horas. Los BESS se destacan por esta versatilidad, permitiendo absorber, almacenar y reinyectar energía de manera controlada, facilitando no solo la integración de VRE, sino también la electrificación de consumos aislados. Sin embargo, someter a estos activos a las normativas de regulación tradicional diseñadas para máquinas rotantes podría generar una degradación prematura por micro-ciclado, lo que sugiere la conveniencia de evolucionar hacia servicios de Respuesta Rápida de Frecuencia (FFR) [15].

El despliegue masivo de BESS ha sido catalizado por una drástica reducción en los costos de capital, impulsada inicialmente por la industria de la electrónica de consumo y acelerada exponencialmente por el sector de la movilidad eléctrica.

El costo total instalado de sistemas BESS a escala de red (utility-scale) ha disminuido un 93% entre 2010 y 2024, pasando de 2571 USD/kWh a 192 USD/kWh [16]. Datos recientes indican una caída adicional del 40% solo en 2024, alcanzando los 165 USD/kWh para sistemas llave en mano, producto de la sobrecapacidad industrial global, liderada por China [17].

Las proyecciones de BloombergNEF e IRENA anticipan que esta trayectoria continuará, estimando que los costos de los paquetes de baterías de iones de litio podrían descender hasta los 62 USD/kWh para 2030 [5]. Esta reducción impacta directamente en el Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE, similar al costo monómico), haciendo que los sistemas híbridos (Solar + BESS) sean ya competitivos frente a la generación térmica convencional de punta, con valores de LCOE de 0,079 USD/kWh en EE.UU. y 0,051 USD/kWh en Australia [18].

Aunque existen diversas químicas (como las baterías de flujo o de sodio-azufre), la tecnología de Iones de Litio (Li-ion) domina el mercado actual con más del 90% de la capacidad instalada [19], debido a su alta densidad energética y eficiencia de ciclo completo (round-trip efficiency) del 80-96%. Dentro de esta familia, se destacan dos variantes principales:

- **Litio-Ferro-Fosfato (LFP):** Estándar actual para aplicaciones estacionarias debido a su mayor seguridad térmica, ciclo de vida prolongado y menor costo por ausencia de cobalto.
- **Níquel-Manganeso-Cobalto (NMC):** Ofrecen mayor densidad energética, siendo predominantes en vehículos eléctricos, pero también utilizadas en aplicaciones estacionarias donde el espacio es una restricción.

Aplicaciones Estratégicas: Del Peak Shaving a los Servicios Auxiliares

El valor económico y técnico de un BESS reside en su capacidad de multi-servicio o "apilamiento de valor" (value stacking), participando simultáneamente en diversos segmentos de la operación del sistema [20].

Servicios a Nivel de Sistema (Utility-Scale)

- **Regulación de Frecuencia:** Gracias a su respuesta en milisegundos, los BESS son superiores a los generadores síncronos convencionales para corregir desviaciones de frecuencia. Experiencias como la Hornsdale Power Reserve en Australia han demostrado la eficacia técnica y económica de las baterías en mercados de servicios auxiliares (FCAS en Australia) [21].
- **Gestión de Rampas y "Curva de Pato":** Los BESS permiten suavizar las rampas abruptas de demanda neta que ocurren al atardecer en sistemas con alta penetración solar, desplazando energía del mediodía a las horas pico y reduciendo la necesidad de encender plantas de gas de ciclo abierto ineficientes [22].
- **Arbitraje de Energía (Time-Shifting):** Consiste en la compra de energía en momentos de precios bajos (valle) para su venta en momentos de precios altos (pico). Si bien es la aplicación más básica, suele requerir de otros ingresos complementarios para justificar la inversión. Luego, el "Peak-Shaving" es la consecuencia del arbitraje de energía (aplanamiento del pico).
- **Arranque en Negro (Black Start):** En combinación con inversores grid-forming, los BESS pueden energizar secciones de la red tras un colapso total, agilizando la restauración del servicio.

Soporte a la Infraestructura (Transmisión y Distribución)

Los BESS actúan como "Activos Virtuales de Transmisión", inyectando potencia en nodos congestionados durante las horas críticas. Esto permite diferir inversiones de capital

(CAPEX) en nuevas líneas o transformadores, optimizando el uso de la infraestructura existente.

Integración de Renovables

Permiten transformar una fuente intermitente en un recurso semi-despachable, reduciendo los vertidos de energía (curtailment) por exceso de generación y suavizando las fluctuaciones de potencia (smoothing) para cumplir con los códigos de red.

Esta versatilidad permite que un mismo activo migre de una función de soporte de red (como en ALMA GBA) a una de servicios de mercado (futuro ALMA SADI), dependiendo de la necesidad operativa del momento.

Dinámica de Mercado y Barreras de Implementación

A pesar de sus beneficios técnicos probados, el despliegue de BESS enfrenta desafíos regulatorios y económicos, particularmente en mercados emergentes.

Muchos de los beneficios que los BESS aportan al sistema (como la mayor resiliencia o la estabilidad de inercia sintética) no siempre están monetizados en los mercados actuales. Esto genera una brecha de viabilidad donde los ingresos capturables por el inversor privado no alcanzan a cubrir los costos, aunque el beneficio social neto sea positivo.

Factores Habilitadores	Barreras Principales
Reducción sostenida de costos tecnológicos (CAPEX).	Altos costos iniciales y de financiamiento en economías volátiles.
Marcos regulatorios avanzados (ej. Orden FERC 841 en EE.UU. [23]) que habilitan la participación plena en mercados.	Regulaciones obsoletas que no definen al almacenamiento como un activo independiente (carga/generador).
Incentivos fiscales (ej. IRA en EE.UU.) y mandatos de adquisición de capacidad.	Falta de mercados líquidos para servicios auxiliares y señales de precios de largo plazo.
Necesidad técnica imperiosa de flexibilidad por penetración VRE.	Riesgos de contraparte y falta de experiencia técnica local.

Tabla 3-2. Factores Habilitadores vs. Barreras para el Despliegue de BESS. Elaboración propia en base a análisis de mercado.

En conclusión, el análisis sugiere que la masificación de los BESS no depende ya de la madurez tecnológica, sino de la estructuración de marcos regulatorios que reconozcan su naturaleza única y permitan remunerar adecuadamente la multiplicidad de servicios que prestan a la red.

3.3 Planteamiento del Problema: El Desafío de la Integración Operativa en el MEM

La incorporación de BESS a gran escala introduce una variable inédita en la operación del SADI. A diferencia de la generación térmica convencional, cuya disponibilidad operativa se asume constante mientras exista suministro de combustible, un BESS se define técnicamente como un Recurso de Energía Limitada (Energy-Limited Resource).

Esta característica sugiere un cambio de paradigma en la lógica de despacho: la decisión de inyectar potencia ya no depende únicamente del costo marginal o de la demanda instantánea, sino que está intrínsecamente restringida por el Estado de Carga (SOC) y la necesidad de períodos de recuperación. El desafío actual no reside solo en la instalación física de los activos, sino en evaluar la adaptación de los procedimientos de operación en tiempo real para gestionar recursos que pueden actuar alternativamente como generadores, cargas o compensadores síncronos virtuales.

Si bien los pliegos licitatorios recientes han establecido el marco comercial y contractual para el ingreso de estos actores, la normativa operativa de detalle se encuentra en una etapa de definición y desarrollo. Los procedimientos técnicos vigentes en CAMMESA, diseñados históricamente para un parque generador rotante y unidireccional, podrían beneficiarse de actualizaciones específicas para integrar eficientemente la tecnología de almacenamiento.

El problema central que aborda este proyecto se orienta al análisis de criterios de despacho técnico. Actualmente, el Organismo Encargado del Despacho (OED) enfrenta el desafío de evaluar nuevas funciones operativas —conceptualmente análogas a un "Despacho de Almacenamiento"— que permitirían administrar estos activos no solo como reserva de potencia, sino como herramientas dinámicas de control de flujo y tensión.

Asimismo, se plantea el riesgo operativo del 'despacho ciego': una inyección de potencia ordenada por el OED para resolver un déficit macro-sistémico podría, por las leyes de Kirchhoff, saturar vínculos adyacentes sanos, evidenciando un conflicto topológico entre el sistema interconectado y la red de distribución local.

ALMA GBA y ALMA SADI: Dos Modelos para Dos Necesidades

El análisis de la integración de BESS en Argentina revela la coexistencia de dos lógicas operativas distintas que requieren ser armonizadas, las cuales constituyen el núcleo de estudio de este trabajo:

- **Lógica de Seguridad (Caso ALMA GBA):** Responde a una necesidad de confiabilidad local en el Área Metropolitana de Buenos Aires. Aquí, el problema es determinístico: ¿Cómo optimizar el uso de la batería para aliviar la saturación de un transformador o línea específica ante un pico de demanda estival? El desafío es maximizar la "Potencia Firme" y gestionar la energía escasa (4 horas de autonomía) para cubrir la curva de carga sin agotar el recurso prematuramente.
- **Lógica de Optimización (Visión ALMA SADI):** Responde a una visión de futuro liberalizado y de eficiencia económica a nivel nacional. Aquí, el problema es estocástico y de mercado: ¿Qué estrategias permiten operar el BESS para realizar arbitraje de energía, proveer servicios auxiliares (frecuencia) y complementar la variabilidad de las energías renovables?

A diferencia de las grandes centrales hidroeléctricas o térmicas concentradas, los proyectos de almacenamiento adjudicados presentan una topología distribuida, conectándose en diversos niveles de tensión (132 kV / 33 kV / 13,2 kV) cerca de los centros de consumo. Esto sugiere que la operación no puede regirse únicamente por variables sistémicas globales, sino que requiere una **visión nodal**.

El problema técnico radica en determinar el impacto estático real de cada BESS en su punto de conexión. Es necesario validar, mediante simulación de flujo de potencia o herramientas similares, cómo la inyección de potencia activa y reactiva de estas unidades afecta los perfiles de tensión locales y los factores de carga de la red de transporte, para asegurar que el despacho cumpla efectivamente con el objetivo de alivio de infraestructura sin introducir nuevas congestiones.

En resumen, la problemática a resolver en este Proyecto Final radica en la conveniencia de estructurar procedimientos operativos unificados que sugieran al OED cómo despachar los sistemas BESS con criterios claros de seguridad y economicidad.

Se plantea, por tanto, la conveniencia de analizar estrategias de despacho diferenciadas: una para contingencias y requerimientos locales ("Causas Forzadas"/ALMAGBA) y otra para la optimización del recurso en el mercado

("Optimización Energética"/ALMASADI), soportadas por simulaciones estáticas que validen su viabilidad técnica en la red.

3.4 Objetivos del Proyecto

Objetivo General

Analizar técnicamente la integración operativa de los BESS en el SADI, mediante la aplicación de matrices de sensibilidad topológica (PTDF) para casos aplicados en el área GBA y el desarrollo de propuestas de despacho diferenciadas para la gestión de seguridad por requerimientos locales y la optimización energética de mercado.

Objetivos Específicos

- **Caracterizar y Contrastar Modelos de Negocio:** Analizar el estado del arte de la tecnología BESS y diferenciar los paradigmas de implementación en Argentina: el modelo contractual rígido de "Potencia Firme" (Programa ALMA GBA) frente a la visión futura de servicios de mercado liberalizados (Escenario ALMA SADI), identificando las implicancias operativas de cada uno.
- **Validar el Impacto Estático en la Red (Caso de Estudio):** Evaluar, mediante la aplicación de matrices de sensibilidad topológica (PTDF), el comportamiento de una unidad BESS inserta en un nodo crítico del GBA. Se busca cuantificar su aporte en el alivio de carga de transformadores y líneas.
- **Evaluar Criterios de Despacho por "Causas Forzadas" (Seguridad):** Analizar alternativas operativas para la gestión de BESS ante restricciones de seguridad (V, P, S) y requerimientos locales. Esto implica evaluar curvas de carga típicas (verano/invierno) para determinar la efectividad de la autonomía de las baterías en el aplanamiento de picos térmicos y contingencias de red.
- **Explorar Estrategias de Optimización Energética (Mercado):** Analizar el rol del BESS como herramienta de optimización del despacho económico, estableciendo analogías y diferencias operativas con las centrales de bombeo hidráulico. Se evaluará su potencial para la gestión de la "Demanda Neta" ante escenarios de alta penetración renovable y provisión de servicios sistémicos.

3.5 Metodología y Alcance

Estructura Metodológica

Para dar cumplimiento a los objetivos planteados, el proyecto adopta un enfoque de ingeniería aplicada, combinando el análisis regulatorio-operativo con el análisis de datos obtenidos mediante técnicas de simulación computacional. El desarrollo se estructura en tres fases metodológicas secuenciales:

- **Relevamiento y Marco Teórico:** Recopilación de documentación técnica oficial (Pliegos ALMA GBA, Resoluciones de la Secretaría de Energía, Procedimientos de CAMMESA) y benchmarking de experiencias internacionales (CAISO, AEMO, Chile) para establecer las bases conceptuales y regulatorias.
- **Modelado y Simulación Estática:** Utilización de factores de distribución de potencia (PTDF) derivados de matrices de sensibilidad para evaluar el impacto nodal estático en un caso de estudio representativo en el área GBA. Se analizará el comportamiento del BESS en régimen permanente (Steady State), evaluando variables de estado como flujos de potencia activa y factores de carga en transformadores y líneas.
- **Análisis de Escenarios Operativos:** Evaluación de estrategias de despacho mediante el procesamiento de curvas de carga reales (obtenidas de datos históricos del SADI/SOTR) en herramientas de cálculo (planillas de cálculo avanzadas). Se contrastarán escenarios "sin BESS" vs. "con BESS" para validar la autonomía de las unidades (4 horas) frente a picos de demanda estivales y evaluar estrategias de optimización energética tipo "bombeo".

Alcance Temático

El proyecto se circunscribe al ámbito del SADI, con un foco específico en el Área Gran Buenos Aires (GBA) para el estudio de caso de alivio de infraestructura (Programa ALMA GBA). El análisis abarca desde la caracterización tecnológica de los equipos BESS (baterías de Litio-Ion, inversores grid-forming/grid-following) hasta su integración en la operación de tiempo real, considerando tanto los aspectos de seguridad (Causas Forzadas) como las perspectivas futuras de mercado y servicios auxiliares (Visión ALMA SADI).

Delimitaciones y Exclusiones

Con el fin de acotar el estudio a un análisis de factibilidad operativa y desempeño en estado estacionario, se establecen las siguientes exclusiones explícitas:

- **Análisis Dinámico y Transitorios:** No se realizarán estudios de estabilidad transitoria, coordinación de protecciones o fenómenos electromagnéticos de alta velocidad. El BESS se modelará como un elemento de potencia controlado en régimen estático.
- **Ingeniería de Detalle Constructiva:** No forma parte del alcance el diseño civil, el dimensionamiento de protecciones internas del BESS, ni el diseño de sistemas de refrigeración o layouts electromecánicos de planta.
- **Modelado Económico-Financiero Complejo:** Si bien se abordan conceptos de mercado y optimización económica, el trabajo no constituye un plan de negocios ni una evaluación financiera de proyecto de inversión (VAN/TIR), centrándose en la economía operativa (reducción de costos operativos y optimización del recurso).

4 Estado del Arte y Marco de Referencia Tecnológico

La evaluación de la transición energética global sugiere que se ha alcanzado un punto de inflexión, traccionado por el compromiso internacional de triplicar la capacidad renovable hacia 2030. Sin embargo, el análisis técnico evidencia que la integración masiva de Fuentes de Energía Renovable Variable No Operable, caracterizadas por su aleatoriedad e intermitencia, erosiona la inercia física del sistema y desafía los paradigmas de operación tradicionales [25]. En este escenario, la implementación de sistemas BESS trasciende el rol de una mera tecnología emergente, presentándose como una alternativa técnica viable y competitiva para aportar flexibilidad, permitiendo desacoplar temporalmente la curva de generación de la curva de demanda.

El presente capítulo establece el marco técnico de los BESS, evaluando su arquitectura, la química de sus celdas y las métricas de rendimiento que condicionan su viabilidad económica. Si bien se toman como referencia manuales y directrices públicas de alcance global (DOE/EPRI, NERC, IRENA), los conceptos analizados constituyen la base de ingeniería para fundamentar las estrategias operativas de los proyectos que se integrarán al MEM argentino.

4.1 Tecnologías de almacenamiento electroquímico

La evaluación comparativa de las diversas tecnologías de almacenamiento a gran escala (hidráulico de bombeo, aire comprimido, volantes de inercia) sugiere que el almacenamiento electroquímico en baterías (BESS) presenta ventajas competitivas insoslayables. Su alta modularidad, densidad energética y, fundamentalmente, sus tiempos de respuesta en el orden de los milisegundos, justifican su adopción como la alternativa tecnológica prioritaria para aplicaciones de soporte en redes de transmisión y distribución [26]. A continuación, se analizan los fundamentos técnicos que rigen su funcionamiento y dimensionamiento.

Arquitectura y Componentes del Sistema

La ingeniería de un BESS a escala de red (*utility-scale*) sugiere abandonar la concepción del equipo como un componente pasivo. Resulta conveniente evaluarlo como un ecosistema complejo de subsistemas electroquímicos, electrónicos y térmicos cuya interacción dinámica define tanto la eficiencia de ciclo como la seguridad operativa de la planta. Esta arquitectura modular presenta la ventaja operativa de permitir una escalabilidad asimétrica en potencia y energía.

Siguiendo el esquema funcional propuesto por el *DOE/EPRI Electricity Storage Handbook* [27], la arquitectura de un BESS se estructura operativamente en tres dominios fundamentales:

1. Bloque de Almacenamiento (DC Block)

Constituye el núcleo electroquímico del sistema donde reside la capacidad energética. Su construcción se estructura bajo una jerarquía física diseñada para optimizar la gestión de tensiones y corrientes:

- **Celdas y Módulos:** Las celdas individuales (la unidad mínima) se conectan en configuraciones serie-paralelo para conformar módulos.

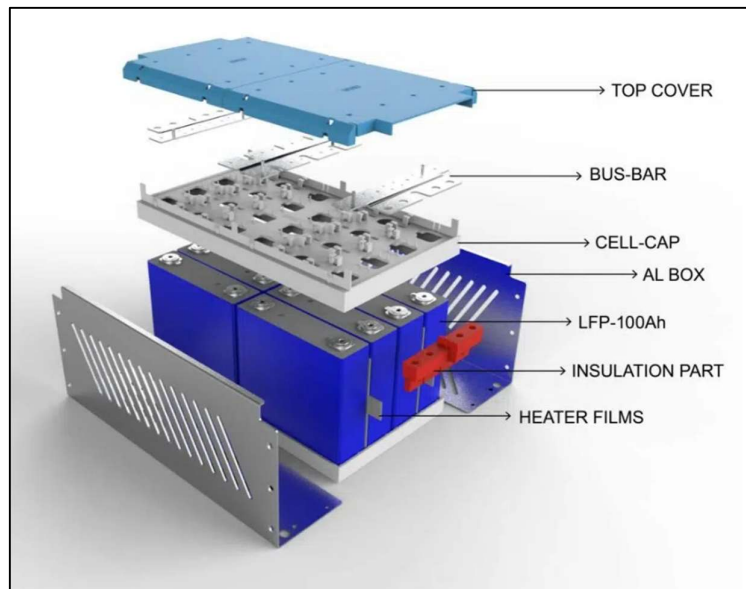


Figura 4-1. Módulo de batería de litio.

- **Racks y Strings:** La agrupación de módulos en racks verticales y su posterior conexión en serie permite alcanzar los niveles de tensión de corriente continua (DC) requeridos. En sistemas modernos a gran escala, operar en el rango de 1000V a 1500V DC presenta la ventaja técnica de minimizar las pérdidas óhmicas y reducir la sección transversal de los conductores, optimizando el costo de capital (CAPEX) del proyecto.

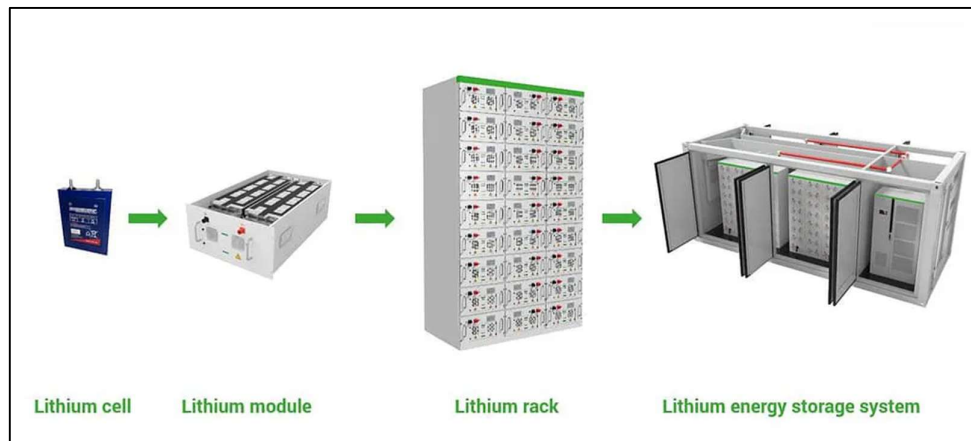


Figura 4-2. Sistema de baterías de litio.

- **Sistema de Gestión de Baterías (BMS):** Representa el lazo de control crítico de bajo nivel. El análisis de fallas en sistemas BESS demuestra que una operación deficiente del BMS conlleva la desventaja de acelerar la degradación por desbalanceo de celdas o, en casos extremos, derivar en riesgos de deflagración térmica. Por ello, el BMS monitorea en tiempo real la tensión, la corriente y la temperatura, ejecutando algoritmos algorítmicos para la estimación del Estado de Salud (SOH) y la protección activa. Ante desviaciones de los umbrales de seguridad, el sistema tiene la potestad de aislar los racks de manera autónoma mediante la apertura de contactores de CC [28].

2. Sistema de Conversión de Potencia (PCS)

El PCS constituye la interfaz de acoplamiento crítico entre el banco de baterías (DC) y la red eléctrica (AC). En la topología de un BESS, el PCS trasciende la función básica de rectificación e inversión; representa el núcleo electrónico que dota al activo de su versatilidad dinámica [29].

Su función primaria bidireccional permite:

- **Modo Carga (Rectificador):** Conversión de la corriente alterna de la red en corriente continua para la restitución del inventario electroquímico.
- **Modo Descarga (Inversor):** Conversión de la energía química en corriente alterna sincronizada con los parámetros de la red local.

Adicionalmente, el diseño avanzado del PCS ofrece la ventaja de operar en los cuatro cuadrantes del plano P-Q, habilitando la inyección o absorción de Potencia Reactiva de manera independiente al flujo de Potencia Activa. Esta característica técnica sugiere que el BESS puede ser despachado como un compensador estático continuo (similar a un STATCOM). Sin embargo, al modelar la operación, se debe considerar una restricción

física ineludible: la capacidad máxima de inyección o absorción de reactivos (MVar) se encuentra permanentemente limitada por la potencia aparente nominal (S) de diseño del hardware y su factor de potencia mínimo operativo.

Comportamiento Dinámico y Aporte a la Potencia de Cortocircuito:

La evaluación sistémica del PCS, tipificado como un Recurso Basado en Inversores (IBR), evidencia un desafío operativo frente a las máquinas rotantes tradicionales. A diferencia de un generador sincrónico, el aporte de corriente de falla del BESS se encuentra estrictamente limitado por la fragilidad y la envolvente térmica de sus semiconductores de potencia (IGBTs) [30]. El firmware del inversor restringe deliberadamente esta inyección a valores típicamente acotados entre 1.1 y 1.2 p.u. (110% a 120% de su corriente nominal).

Esta limitación técnica introduce una desventaja sistémica en redes débiles, dado que reduce la potencia de cortocircuito local, pudiendo ocasionar fenómenos de "ceguera de protección" (*protection blinding*) en los relés de distancia convencionales de la red de transporte. Para mitigar este efecto adverso sin incurrir en la penalidad económica de sobredimensionar masivamente el hardware, se sugiere parametrizar lógicas de Inyección Rápida de Corriente de Falla (*Fast Fault Current Injection*). Esta estrategia obliga al inversor a priorizar instantáneamente la inyección capacitiva ante hundimientos de tensión, cumpliendo con las directrices de confiabilidad modernas para soportar transitorios [31].

3. Balance de Planta (BoP - Balance of Plant)

Comprende la integración de los sistemas auxiliares que garantizan las condiciones de entorno requeridas para la operación estable de la planta:

- **Gestión Térmica (HVAC):** La cinética de degradación de las celdas de Litio exhibe una sensibilidad térmica extrema. Operar fuera de las franjas óptimas (típicamente $23^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$) acelera irreversiblemente el envejecimiento de los electrodos. La implementación de sistemas de refrigeración (por aire o enfriamiento líquido) resulta vital para maximizar la vida útil, aunque presenta la desventaja inherente de introducir una carga parásita (consumo propio) que disminuye la Eficiencia de Ciclo Completo (RTE) del sistema.
- **Seguridad y Supresión de Incendios:** La viabilidad y asegurabilidad de las instalaciones exige la adopción de esquemas de mitigación basados en guías de cumplimiento estrictas. Estos sistemas dictaminan las estrategias de detección temprana de gases de venteo y la supresión térmica para encapsular y mitigar el riesgo de *thermal runaway* (fuga térmica en cascada) [32].

- Sistema de Gestión de Energía (EMS):** Constituye la capa de control de alto nivel o "cerebro económico" del proyecto. El análisis operativo sugiere que el EMS debe evaluar continuamente las señales de mercado, las consignas del centro de control y las restricciones físicas subyacentes informadas por el BMS. En el contexto del MEM argentino, el EMS es la interfaz encargada de traducir los requerimientos sistémicos a *set-points* eléctricos ejecutables por los inversores, asegurando el cumplimiento eficiente de las órdenes de despacho sin vulnerar la integridad estructural del activo.

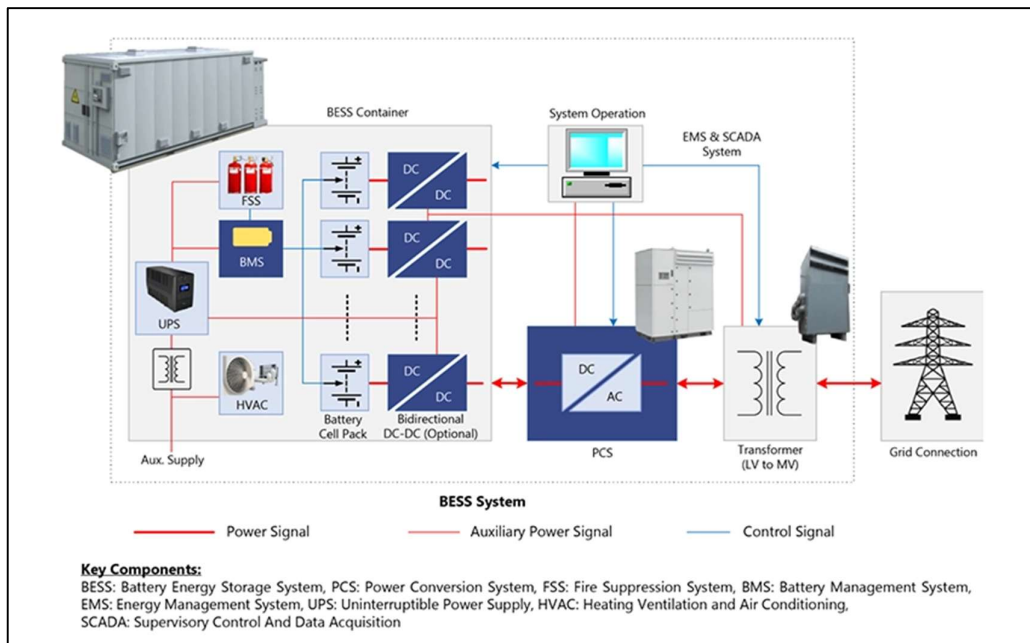
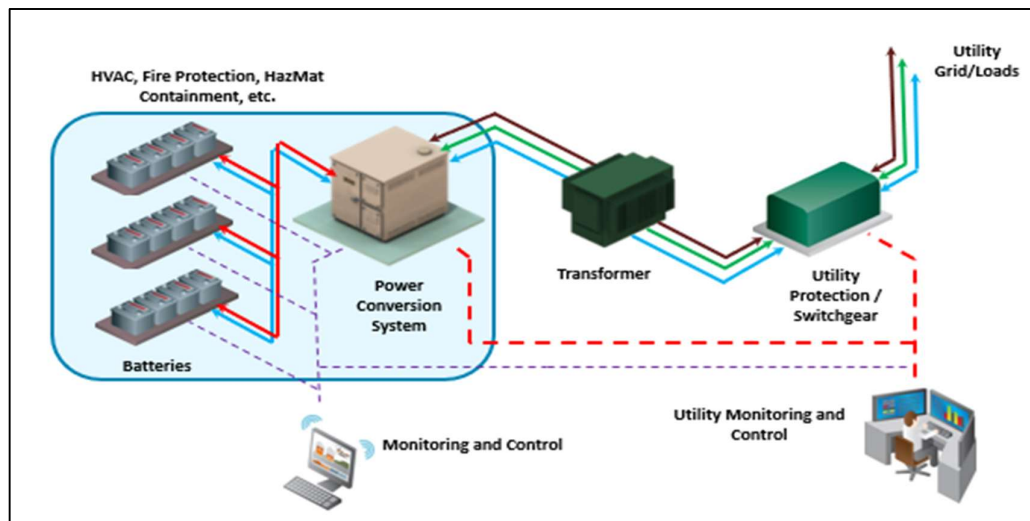


Figura 4-3. Diagrama de Arquitectura de un BESS: Interacción BMS, EMS y PCS.

Química de Celdas

La evaluación del mercado de almacenamiento estacionario evidencia una marcada convergencia tecnológica durante la última década. Si bien existen múltiples variantes electroquímicas, el análisis sugiere que la selección de la tecnología óptima para proyectos a escala de red exige evaluar un compromiso técnico-económico entre la densidad energética, la expectativa de vida útil cíclica y el Costo Nivelado de Almacenamiento (LCOS) [33].

Tecnología	Principio Electroquímico	Ventajas Técnicas	Desventajas y Riesgos Operativos
Ión-Litio (Li-ion)	Movimiento de iones de Litio entre cátodo y ánodo durante carga/descarga.	Alta Eficiencia (>90%): Bajas pérdidas térmicas. Densidad Energética: Alta compactación (kWh/m ²). Respuesta: Milisegundos.	Seguridad: Riesgo de fuga térmica (thermal runaway) ante fallas del BMS o daño mecánico. Degradación: Pérdida de capacidad irreversible asociada al ciclado.
Sulfuro de Sodio (NaS)	Reacción entre sodio líquido y azufre a alta temperatura (~300°C) con electrolito sólido.	Vida Útil: Excelente durabilidad y tolerancia a regímenes de ciclos profundos. Materiales: Abundantes y sin criticidad en la cadena de suministro.	Operación: Requiere un consumo parásito constante para la calefacción del electrolito, lo cual penaliza severamente la eficiencia neta del ciclo.
Baterías de Flujo (VRFB)	La energía se almacena en tanques externos de electrolito líquido (ej. Vanadio).	Desacople P/E: Capacidad de escalar la energía (MWh) independientemente de la potencia (MW). Sin Degradación: El electrolito no sufre desgaste cíclico.	Densidad: Muy baja (requiere áreas de implantación extensas). Complejidad: Incorpora partes móviles (bombas de flujo) que incrementan el mantenimiento.

Tabla 4-1. Evaluación Comparativa de Tecnologías para Aplicaciones Estacionaria.

Hacia el período 2023-2024, el análisis de tendencias de mercado confirma que la variante química LFP (Litio-Ferro-Fosfato) se ha consolidado como el estándar dominante para aplicaciones estacionarias, acaparando más del 80% de la cuota de mercado global

y desplazando a las celdas NMC (Níquel-Manganeso-Cobalto), las cuales mantienen su nicho en la movilidad eléctrica [34].

La selección de la composición del cátodo se evalúa como una decisión estratégica que trasciende la simple optimización de espacio. En infraestructuras críticas (*utility-scale*) como las proyectadas para el SADI, la estabilidad termodinámica de los materiales activos bajo estrés térmico se considera el factor preponderante. La adopción de tecnología LFP presenta la ventaja de una mayor resiliencia ante el sobrecalentamiento, mitigando significativamente la probabilidad de fallos sistémicos en comparación con químicas basadas en cobalto.

Métricas de Rendimiento

Para la correcta modelización paramétrica de un BESS en plataformas de simulación u optimización tecno-económica, resulta conveniente caracterizar con precisión sus variables de estado operativas [35]:

- **Capacidad Energética Nominal (MWh):** Definida como la integral de la potencia en el dominio temporal, representa el volumen del "reservorio" energético. En el diseño de proyectos, se sugiere establecer una distinción rigurosa entre la capacidad instalada física (*Nameplate*) y la capacidad operativa útil, dimensionando márgenes de seguridad para restringir descargas profundas y preservar el activo.
- **Potencia Nominal (MW):** Constituye la máxima tasa de transferencia energética que el PCS es capaz de sostener en régimen continuo sin exceder sus límites térmicos, definiendo la aptitud del sistema para el aplanamiento de picos agudos.
- **Duración de Descarga (Horas):** Cuantificada a través de la relación C-rate $C = \frac{Energia(MWh)}{Potencia(MW)}$ (Energía/Potencia), esta métrica delinea el perfil operativo del negocio:
 - *Sistemas de Corta Duración (<1h):* Se evalúan como óptimos para la inyección de potencia instantánea y servicios de regulación de frecuencia.
 - *Sistemas de Larga Duración (4h+):* Como es el caso del programa ALMA GBA. Su diseño sugiere una idoneidad técnica superior para proveer capacidad firme, viabilizar el arbitraje de energía y diferir expansiones en la red de transmisión.

En el marco de la licitación ALMA GBA, la estipulación de 4 horas de autonomía (equivalente a un régimen de 0.25C) no obedece a un parámetro arbitrario, sino que se evalúa como un óptimo técnico-económico. La operación a tasas de descarga

conservadoras (0.25C - 0.5C) presenta la ventaja de atenuar el estrés mecánico interno de los electrodos en celdas LFP, permitiendo proyectar ciclos de vida útil superiores a las 6.000 iteraciones. Esta configuración facilita alinear la durabilidad electroquímica del banco de baterías con los plazos estándar de los Contratos de Abastecimiento (PPA) a 15 años.

- **Eficiencia de Ciclo Completo (Round-Trip Efficiency - RTE):** Esta métrica consolida el rendimiento neto "AC-a-AC" de la planta, es decir, el cociente entre la energía inyectada a la red y la energía previamente absorbida. Contar con un RTE elevado (frecuentemente entre 85% y 92% para sistemas Li-ion) resulta crítico al evaluar la viabilidad financiera del arbitraje, puesto que condiciona el diferencial (*spread*) mínimo de precios de mercado requerido para que el ciclo sea rentable, debiendo compensar las pérdidas del PCS, las ineficiencias de Coulomb de la celda y los consumos parásitos del sistema HVAC.

$$RTE = \frac{Energía_{Descargada(AC)}}{Energía_{Cargada(AC)}}$$

- **Profundidad de Descarga (DoD) y Estado de Salud (SOH):**
 - *DoD*: Representa el porcentaje de la capacidad total extraída durante un evento de descarga. El análisis de degradación confirma una relación no lineal; mayores profundidades de descarga aceleran exponencialmente el deterioro físico de la celda.
 - *SOH*: Índice porcentual que contrasta la capacidad de retención actual de la batería frente a su condición de fábrica. Desde una perspectiva contractual, el Fin de Vida Útil comercial (*End of Life* - EOL) suele decretarse cuando el SOH decrece al 80% (o 60%, según el acuerdo), abriendo la posibilidad de reutilizar los módulos en esquemas de "segunda vida".

La gestión preventiva de la cinética de degradación se evalúa como imperativa para asegurar la rentabilidad a largo plazo. Si bien la reducción del DoD incrementa matemáticamente el número de ciclos disponibles, el análisis de sensibilidad sobre el Costo de Ciclo de Vida (LCC) sugiere la existencia de rendimientos decrecientes. Restringir la banda operativa por debajo del 40% de DoD no aparenta ofrecer ventajas económicas sustanciales, dado que, en dicho régimen subutilizado, el envejecimiento por calendario (*calendar aging* —la degradación natural por el paso del tiempo y la temperatura—) asume el protagonismo como factor dominante de pérdida de capacidad [35].

Evolución de las Arquitecturas de Control: Grid-Following vs. Grid-Forming

La evaluación de la estabilidad dinámica en redes eléctricas que transicionan hacia escenarios de alta penetración renovable y baja inercia mecánica, sugiere la conveniencia de una evolución técnica en la topología de control de los inversores [36]:

1. **Inversores Grid-Following (GFL):** Representan el estándar tecnológico predominante en la actualidad. Su diseño los configura para operar funcionalmente como fuentes de corriente controladas. Para ejecutar la inyección, requieren "leer" y sincronizarse permanentemente con una señal de tensión externa provista por la red, utilizando algoritmos de lazo de seguimiento de fase (*Phase-Locked Loops* o PLL).
 - *Limitación Operativa:* Presentan la desventaja de ser altamente dependientes de la fortaleza de la red. En escenarios de "redes débiles" (nodos con alta impedancia y baja potencia de cortocircuito) o ante eventos de fallas transitorias severas, el PLL puede perder su referencia, desencadenando inestabilidad de control, oscilaciones y la posterior desconexión del activo. Asimismo, carecen de la capacidad intrínseca para operar en condición de isla.
2. **Inversores Grid-Forming (GFM):** Se evalúan como la tecnología de vanguardia necesaria para garantizar los servicios de confiabilidad sistémica en el futuro mercado (ALMA SADI). Estos equipos se estructuran como fuentes de tensión controladas, poseyendo la capacidad algorítmica de establecer magnitud y frecuencia en sus terminales de manera autónoma, "formando" efectivamente los parámetros de la red local sin depender de un generador síncrono externo.
 - *Ventajas Estratégicas:*
 - **Black Start (Arranque en Negro):** Tienen la aptitud para energizar secciones colapsadas de la red o conformar micro-redes estables, estableciendo la referencia eléctrica fundamental para que otros recursos generadores puedan sincronizarse.
 - **Inercia Sintética/Virtual:** Mediante la implementación de algoritmos de Máquina Síncrona Virtual (VSM), estos inversores ofrecen la ventaja crítica de inyectar potencia activa en fracciones de milisegundo en oposición a caídas de frecuencia. Esta característica permite mitigar de forma inmediata la Tasa de Variación de Frecuencia (RoCoF) ante perturbaciones, demostrando un desempeño que, bajo evaluación dinámica, resulta técnicamente

superior al retardo inherente de la respuesta mecánica de los reguladores de velocidad en turbinas convencionales.

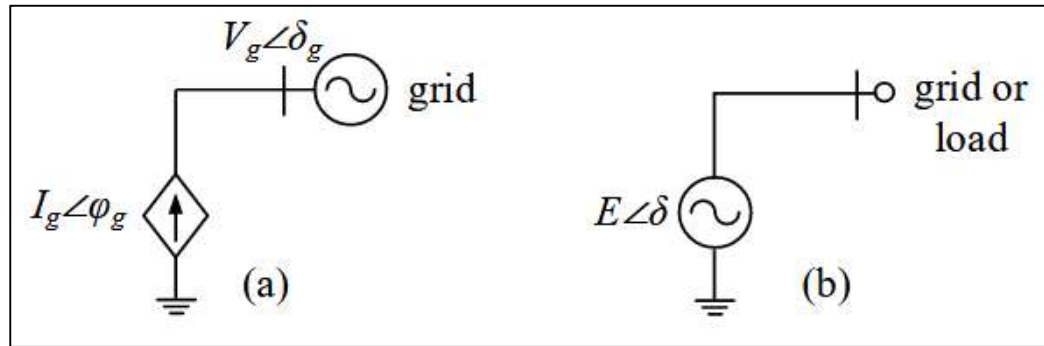


Figura 4-4. Grid-following vs Grid-forming.

4.2 Aplicaciones Estratégicas en Sistemas de Potencia

La evaluación de la penetración de los BESS en las redes eléctricas modernas sugiere un cambio de paradigma operativo, impulsado por una reducción sostenida en los costos de capital y una exigencia técnica creciente de flexibilidad sistémica. A diferencia de la generación térmica convencional, cuya operación es estrictamente unidireccional y se diseña para un propósito singular, la electrónica de potencia confiere a los BESS una versatilidad intrínseca para ofrecer un amplio espectro de servicios. Esta capacidad analizada abarca desde la gestión de grandes bloques de energía (*Bulk Energy*) hasta el soporte localizado de infraestructura crítica [37].

La naturaleza multifuncional de estos activos ha establecido el "Apilamiento de Valor" (*Value Stacking*) como el paradigma económico y operativo central. Desde la perspectiva de la ingeniería de proyectos, este concepto evalúa que la viabilidad financiera de un BESS se maximiza al co-optimizar su operación para proveer múltiples servicios a través de diversas escalas temporales —desde la respuesta inercial en milisegundos hasta el desplazamiento de carga en un horizonte de horas—. Esta capacidad de actuar como un activo modular y polivalente presenta la ventaja de convertir a los BESS en una tecnología esencial para garantizar una operación eficiente y segura en redes con alta penetración renovable, aunque introduce la desventaja de complejizar significativamente los algoritmos de control y la gestión del Estado de Carga (SOC).

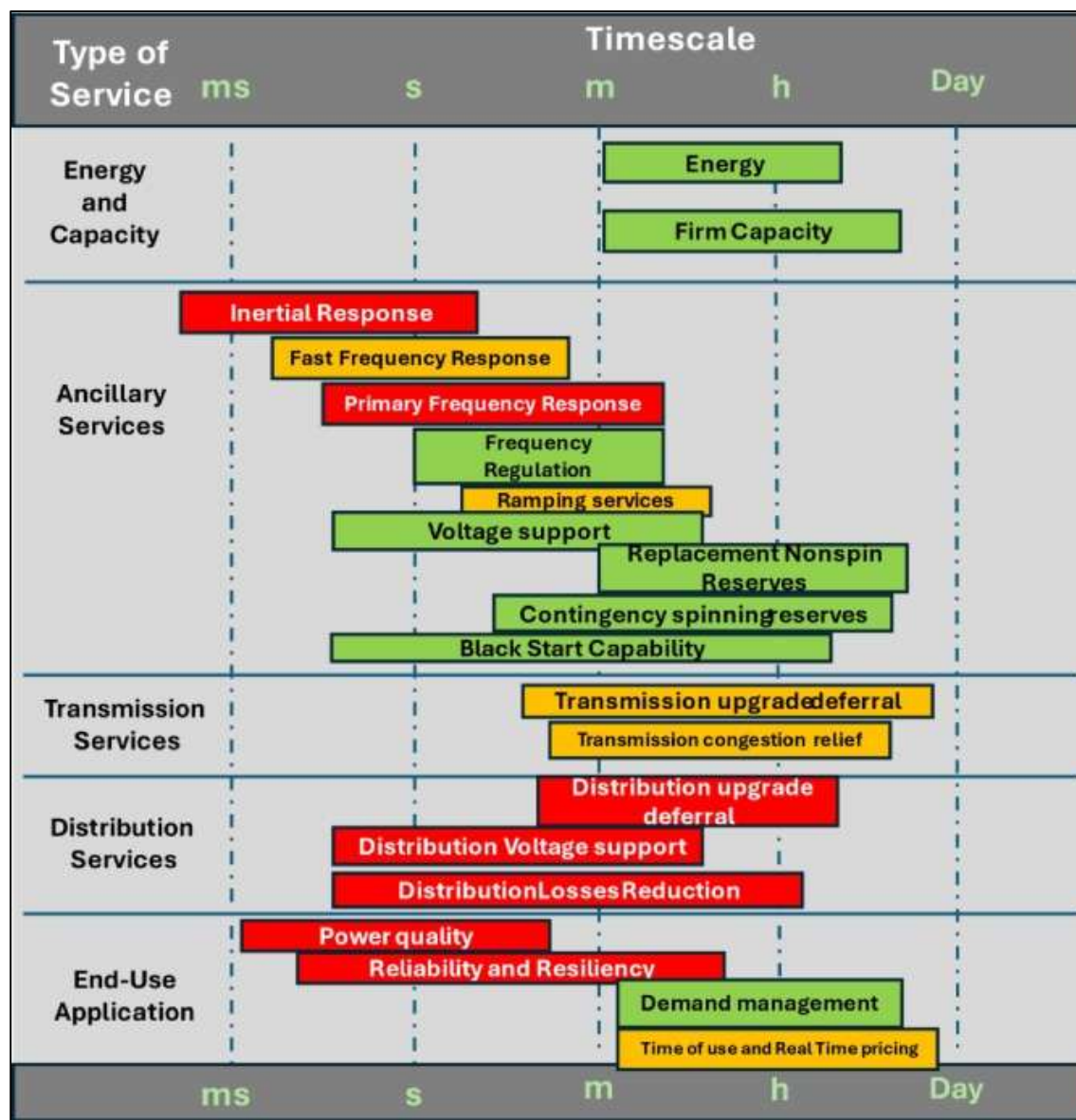


Figura 4-5. Servicios provistos por BESS en escala de tiempo.

En el marco del presente proyecto, se analizará cómo estas capacidades teóricas sugieren los dos modelos de implementación vigentes en Argentina: el uso como infraestructura de red para seguridad (caso ALMA GBA) y su potencial para servicios de mercado (visión ALMA SADI).

4.2.1 Servicios de Gestión de Energía (Bulk Energy Services)

Los servicios de gestión de energía a gran escala se evalúan como una de las aplicaciones más estratégicas, permitiendo a los BESS participar directamente en el MEM. En este rol, el almacenamiento actúa de manera análoga a una central de generación despachable, presentando la ventaja de optimizar la asignación de recursos energéticos,

mitigar la volatilidad de los precios *spot* y mejorar la eficiencia económica global del sistema.

A. Arbitraje de Energía (Energy Arbitrage)

El análisis del arbitraje de energía indica que su mecanismo fundamental reside en la estrategia de despacho económico basada en diferenciales de precios temporales ("comprar barato y vender caro"). Operativamente, esto sugiere comandar la carga del sistema durante períodos de bajo costo marginal —coincidentes con valles de demanda o excedentes de generación renovable— y descargar la energía almacenada durante los picos de demanda, cuando los precios de mercado se elevan debido al ingreso de generación térmica ineficiente.

Desde una perspectiva técnica, la rentabilidad de esta operación se encuentra gobernada por la siguiente restricción de eficiencia:

$$\text{Beneficio} \approx (\text{Precio}_{\text{Venta}} \times E_{\text{Desc}}) - (\text{Precio}_{\text{Compra}} \times E_{\text{Carga}}) - \text{Costo}_{\text{O\&M}}$$

Donde la relación entre la energía descargada y cargada está definida por la Eficiencia de Ciclo Completo (RTE). El RTE cuantifica las pérdidas electroquímicas y de conversión, operando como una variable dinámica que se ve afectada por la tasa de carga/descarga (C-rate) y la temperatura. Para que el arbitraje resulte viable, se sugiere que el diferencial (*spread*) de precios debe ser lo suficientemente holgado para cubrir tanto el costo de la energía disipada en el ciclo como la penalización por la degradación física de la batería [38].

Evaluación de Viabilidad Económica en el SADI: Si bien el arbitraje representa la aplicación más intuitiva, la evidencia empírica sugiere limitaciones operativas. Estudios internacionales realizados en mercados de alta liquidez (como la red del WECC en Estados Unidos) concluyen que el arbitraje de energía puro suele resultar insuficiente para proveer los flujos de caja necesarios que justifiquen el CAPEX de nuevas instalaciones [39]. Sin embargo, al evaluar el contexto del SADI, se observa que la viabilidad del arbitraje no depende exclusivamente del *spread* de precios tarifarios, sino de las restricciones físicas de la red de transporte. La capacidad de almacenar energía económica que se encuentra transitoriamente "atrapada" por congestión en corredores saturados, para despacharla cuando los vínculos se liberan, añade una ventaja de alivio topológico ineludible que refuerza la conveniencia de aplicar estrategias de *Value Stacking*. En el contexto de este proyecto, el arbitraje se considerará una función secundaria para el caso

ALMA GBA, pero central para la propuesta de optimización futura (ALMA SADI) que se desarrollará en el Capítulo 8.

B. Capacidad Firme (Electric Supply Capacity)

La evaluación técnica de los BESS sugiere su idoneidad para proporcionar Suficiencia de Recursos (*Resource Adequacy*), desempeñando una función crítica tradicionalmente reservada a las centrales de punta (*peaker plants*) de ciclo abierto. Esta aplicación consiste en garantizar la inyección de una Potencia Firme durante las ventanas temporales de demanda máxima, contribuyendo directamente a sostener el margen de reserva y la confiabilidad de la red.

En el contexto regulatorio argentino, este servicio constituye la piedra angular del programa ALMA GBA. Al asegurar una disponibilidad garantizada, el BESS deja de ser evaluado como un recurso intermitente y pasa a ser remunerado por su capacidad puesta a disposición (USD/MW-mes), en analogía con una central térmica convencional.

Las especificaciones técnicas de la industria han convergido hacia un estándar de 4 horas de duración (descarga a 0.25C). La adopción de esta métrica se evalúa como un óptimo técnico-económico, dimensionado específicamente para cubrir la morfología temporal del pico de demanda vespertino en sistemas saturados sin incurrir en el costo prohibitivo de un banco de baterías sobredimensionado. Las proyecciones económicas sugieren que esta configuración compite favorablemente en costos nivelados con las turbinas de gas, presentando ventajas competitivas decisivas como su capacidad de arranque instantáneo (*Fast Response*) y la nulidad de emisiones locales, factores que viabilizan su instalación en zonas urbanas densamente pobladas [40].

C. Integración de Energías Renovables Variables

La implementación de BESS se evalúa como una herramienta crítica para mitigar los desafíos operativos introducidos por la intermitencia de fuentes como la solar fotovoltaica y la eólica. Su capacidad de respuesta ultrarrápida sugiere dos mecanismos principales de asistencia:

- *Control de Tasa de Rampa (Ramp Rate Control)*: Los BESS presentan la ventaja de actuar como un "filtro de potencia", suavizando fluctuaciones abruptas (por ejemplo, el paso de nubosidad sobre un parque solar que induce variaciones superiores al 10% de la potencia nominal en escasos segundos). El sistema compensa la derivada inyectando o absorbiendo energía en milisegundos, asegurando que la variación de potencia inyectada al nodo (dP/dt) cumpla con los

gradientes máximos establecidos en Los Procedimientos de CAMMESA, evitando perturbaciones de tensión.

- *Reducción de Vertidos (Curtailment Mitigation)*: En escenarios combinados de alta generación renovable y baja demanda (o congestión de elementos de transmisión), el operador del sistema se ve forzado a restringir la generación limpia por seguridad. Los BESS ofrecen la ventaja de capturar esta energía excedentaria que de otro modo resultaría en un vertimiento forzado, desplazando su inyección hacia bloques horarios de mayor consumo. Esta capacidad se evalúa como fundamental para maximizar el Factor de Capacidad efectivo de los parques renovables y mitigar el riesgo de activos varados en zonas con redes débiles [41].

4.2.2 Servicios Auxiliares (Ancillary Services)

Los servicios auxiliares se evalúan como el soporte vital del sistema eléctrico, englobando las funciones técnicas necesarias para mantener la estabilidad (frecuencia), la seguridad (reservas) y la calidad de onda (tensión) en tiempo real. Históricamente, estos servicios operaban como subproductos inherentes a la masa rotante de los generadores síncronos. Sin embargo, el análisis técnico sugiere que la electrónica de potencia que gobierna los BESS —particularmente la topología de sus inversores— presenta una superioridad dinámica significativa, ofreciendo la ventaja de desacoplar la respuesta analizada de las limitaciones mecánicas tradicionales y aportando una velocidad y precisión inalcanzables para las máquinas térmicas convencionales [42].

A. Regulación de Frecuencia (Frequency Regulation)

Este servicio tiene por objeto corregir los desbalances instantáneos entre generación y demanda para mantener la frecuencia de la red en su valor nominal (50 Hz). En la planificación operativa, se desagrega en regulación primaria (estabilización automática en el orden de los segundos) y secundaria (restauración del valor nominal mediante el Control Automático de Generación - AGC).

- *Superioridad Dinámica*: Mientras que una turbina térmica presenta la desventaja de requerir ajustes físicos en válvulas de vapor o combustible —un proceso mecánico con constantes de tiempo dilatadas de varios segundos y estrés térmico acumulativo en los materiales—, la alternativa basada en BESS ofrece la ventaja de conmutar de plena carga a plena descarga en milisegundos (evidenciado en ensayos hechos en laboratorio y analizado prácticamente en Hornsdale Power Reserve [137]), limitada únicamente por la parametrización de rampa de los inversores.

- **Eficiencia de Sustitución:** La precisión con la que un BESS sigue la señal del AGC sugiere que es posible mitigar el "sobre-movimiento" (sobre y subamortiguado) o el retardo típico de la generación convencional. Evaluaciones de mercado en sistemas avanzados (como PJM o CAISO) sugieren la existencia de una relación de equivalencia no lineal: 1 MW de almacenamiento de respuesta rápida posee la aptitud técnica para reemplazar funcionalmente a múltiples MW de reserva térmica convencional, lo cual presenta la ventaja de liberar a estas últimas para operar estables en su punto de máxima eficiencia en lugar de "perseguir" aleatoriamente las oscilaciones de frecuencia [43].

B. Reservas Operativas (Operating Reserves)

Las reservas se evalúan como capacidades de generación mantenidas en disponibilidad para responder ante contingencias topológicas N-1, tales como el disparo imprevisto de una línea de transmisión o la salida intempestiva de un generador base.

- **Reserva Rotante (Spinning):** El esquema tradicional conlleva la desventaja económica y ambiental de mantener centrales térmicas sincronizadas operando a "Mínimo Técnico", quemando combustible de forma ineficiente solo para asegurar margen de subida ante una eventualidad. En contraste, la opción de proveer "Reserva Rotante Sintética" mediante BESS ofrece la ventaja de mantener el activo en estado de espera (*stand-by*) con un consumo parásito despreciable y nulas emisiones locales. No obstante, el análisis operativo sugiere que someter al BESS a la regulación tradicional (RPF) con bandas muertas estrechas induce un micro-ciclado perjudicial para las celdas. Por ello, resulta conveniente estructurar la reserva mediante protocolos de Respuesta Rápida de Frecuencia (FFR) exclusivos para contingencias severas, resguardando la vida útil del activo.
- **Reserva Fría (Non-Spinning):** Para la cobertura de reservas con ventanas de activación de 10 a 30 minutos, la tecnología BESS presenta la ventaja de eliminar por completo los tiempos de arranque y calentamiento (*warm-up*) inherentes a las máquinas térmicas, sugiriendo una disponibilidad del 100% al momento exacto en que el operador instruye el despacho [44].

C. Soporte de Tensión y Control de Reactivos (Voltage Support)

El análisis del Sistema de Conversión de Potencia (PCS) de un BESS moderno confirma su capacidad para operar en los cuatro cuadrantes del plano de potencia (P-Q), lo que significa que la gestión de la Potencia Activa (P) puede controlarse de manera independiente a la Potencia Reactiva (Q).

- **Operación como STATCOM:** El inversor sugiere una alta efectividad para inyectar (régimen capacitivo) o absorber (régimen inductivo) Volt-Amperes Reactivos (VARs) con el fin de regular la tensión en el Punto de Conexión Común (PCC). Esta alternativa se evalúa como la principal herramienta para mitigar colapsos de tensión en los nodos débiles del GBA.

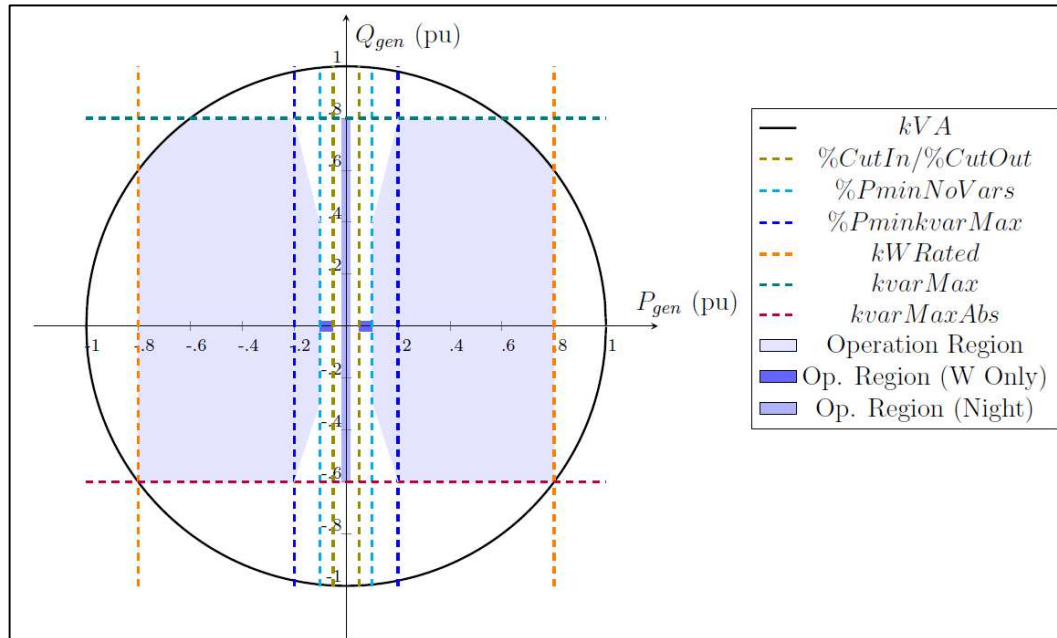


Figura 4-6. Curva de capacidad de inversor [134]

- **Valor Latente:** Esta capacidad ofrece la ventaja de estar disponible incluso en ausencia de flujos de potencia activa ($P=0$). El análisis sugiere que el BESS puede prestar servicios de control de calidad de potencia las 24 horas del día sin introducir la desventaja de un desgaste electroquímico en las celdas, ya que el manejo de reactivos es una función puramente electrónica del inversor y no drena el SOC de la batería [45].

D. Arranque en Negro (Black Start) y Formación de Red

El servicio de arranque en negro se evalúa como una capacidad crítica para restaurar el sistema tras un colapso total (*blackout*), permitiendo energizar los servicios auxiliares de grandes centrales y magnetizar transformadores de potencia. Aquí es donde se justifica la aplicación de la tecnología *Grid-Forming* (GFM).

Mediante la implementación de algoritmos de control por caída (*droop control*), el BESS sugiere un comportamiento asimilable a una fuente de tensión ideal, estableciendo

su propia referencia interna de tensión y frecuencia (V , f). Esto permite evaluar tres ventajas operativas frente a los inversores convencionales [46]:

- *Establecimiento de Isla*: Capacidad para energizar zonas desenergizadas, creando una microred estable y aislada.
- *Soporte de Magnetización*: Aptitud para soportar las corrientes de inserción (*inrush currents*) de los transformadores de transmisión, evitando la desventaja de caídas bruscas de tensión que pudiesen desestabilizar el nodo.
- *Referencia de Sincronismo*: Actúa como una "barra infinita virtual" para que otros generadores renovables o térmicos locales puedan sincronizarse e ingresar en servicio de forma escalonada.

4.2.3 Servicios de Infraestructura de Red (T&D Deferral)

Más allá de los servicios puros de potencia y energía, la evaluación técnica sugiere que los BESS introducen una categoría de valor innovadora al actuar como "Alternativas No-Cableadas" (*Non-Wire Alternatives* - NWA). Este enfoque sugiere la posibilidad de transformar la planificación tradicional de las redes de Transmisión y Distribución (T&D) — históricamente basadas en activos estáticos y sobredimensionados— hacia un modelo de gestión modular y quirúrgico [47].

A. Aplazamiento de Inversiones por Alivio de Congestión

El dimensionamiento tradicional de los activos de transmisión se rige bajo criterios determinísticos para cubrir la demanda pico extrema, un evento que estadísticamente suele concentrarse en un número muy reducido de horas al año (por ejemplo, olas de calor estivales). La desventaja de este enfoque tradicional es que, durante el resto del año, esa costosa infraestructura opera subutilizada, representando una ineficiencia estructural en la asignación de capital.

Este principio sustenta la evaluación del caso de estudio del programa ALMA GBA mediante dos conceptos centrales:

- *Mecanismo de Local Peak Shaving*: Sugiere la conveniencia de ubicar estratégicamente el BESS en una subestación congestionada para inyectar potencia activa "aguas abajo" del transformador exclusivamente durante las horas críticas en que la demanda supera la capacidad nominal de transporte.
- *Lógica Económica del Diferimiento (Deferral)*: Al recortar el pico de carga, el BESS evita la desventaja de la degradación térmica acelerada del transformador, posibilitando posponer su reemplazo o repotenciación masiva.

Desde el punto de vista financiero, este mecanismo faculta a las empresas transportistas o distribuidoras para diferir inversiones de capital (CAPEX) intensivas por un período determinado. El beneficio económico neto estimado se sugiere calcular mediante la formulación del Valor Presente de la inversión postergada [48]:

$$Valor_{Diferimiento} = C_{Inversion} \times \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n}\right)$$

Donde:

- $C_{Inversion}$ es el costo de capital de la infraestructura tradicional evitada.
- r es la tasa de descuento (WACC).
- n es el número de años de aplazamiento logrado por la batería.

Adicionalmente, se identifica una ventaja operativa ausente en las redes convencionales: la **Movilidad del Activo**. Una vez que la restricción de transporte subyacente es resuelta mediante obras de fondo (o la red es estructuralmente reconfigurada), el sistema de contenedores BESS puede ser desconectado, transportado y reubicado en otro nodo crítico del sistema, mitigando la desventaja del riesgo financiero asociado a los activos varados (*stranded assets*).

4.3 Benchmarking Internacional: Lecciones Aprendidas

El análisis técnico sugiere que el diseño de un marco regulatorio y operativo para la tecnología de almacenamiento en Argentina se beneficia al capitalizar las lecciones aprendidas en jurisdicciones internacionales que ya han transitado la curva de aprendizaje de la integración masiva. La evaluación comparada de estas experiencias permite identificar tanto los mecanismos de mercado que presentan ventajas de eficiencia operativa (*best practices*) como aquellas fricciones normativas que introducen desventajas o retrasos en el despliegue del almacenamiento. A continuación, se examinan los modelos de mayor relevancia para fundamentar las alternativas adaptables al contexto local.

4.3.1 El Modelo de California (CAISO)

El mercado eléctrico operado por el California Independent System Operator (CAISO) se evalúa como uno de los referentes globales más consolidados en la gestión de redes con alta penetración renovable. Antes de analizar el rol específico de las baterías, resulta conveniente evaluar la arquitectura de mercado sobre la que operan, la cual se caracteriza por una elevada granularidad a través de Precios Marginales Locales (LMP) y mecanismos

avanzados de co-optimización entre energía y servicios auxiliares [49]. La experiencia de esta región no solo aporta un marco de referencia técnico, sino que opera como un laboratorio empírico donde se validaron las soluciones al problema de la sobreoferta de generación renovable intermitente.

El principal catalizador de las adecuaciones regulatorias en esta jurisdicción fue el fenómeno físico-operativo denominado "Curva de Pato". Este concepto describe la distorsión severa experimentada por el perfil de la Demanda Neta (definida como la demanda total del sistema menos la contribución instantánea de la generación renovable variable) a raíz de la incorporación masiva de energía solar fotovoltaica.

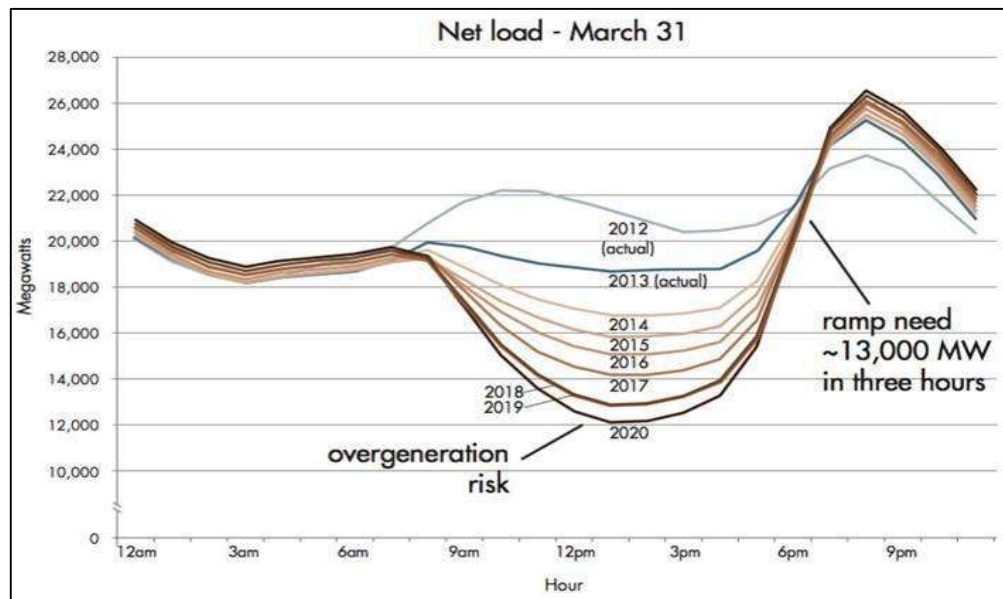


Figura 4-7: Curva del pato en California.

El análisis de este fenómeno evidencia la introducción de dos restricciones físicas críticas sobre la red de transmisión, las cuales modificaron drásticamente las condiciones operativas habituales del operador independiente:

- Sobre-generación de Mediodía:** Durante las horas de máxima irradiancia (09:00 a 17:00 hs), el exceso de inyección solar fotovoltaica deprime la demanda neta hacia niveles mínimos. Esta condición presenta la desventaja de forzar a las unidades térmicas convencionales a operar por debajo de sus mínimos técnicos admisibles o a desconectarse, induciendo con frecuencia escenarios de precios marginales de energía negativos. De acuerdo con datos publicados por el Departamento de Monitoreo de Mercado de CAISO, durante el año 2024 la absorción de energía por parte de sistemas BESS en fase de carga logró capturar aproximadamente el 14.7% de la demanda total durante este bloque horario,

demostrando una ventaja sustancial en la mitigación de los vertidos forzados (*curtailment*) de energía limpia [50].

- **Rampa Vespertina (Evening Ramp):** Al atardecer, la generación fotovoltaica cesa de forma simultánea con el incremento natural del consumo residencial. Esta dinámica impone una severa restricción técnica al operador, quien debe despachar y sincronizar miles de megavatios de generación alternativa en ventanas temporales extremadamente estrechas (elevadas tasas de dP/dt), comprometiendo los márgenes de estabilidad de frecuencia del sistema en régimen transitorio si no se dispone de recursos de alta velocidad.

Esta realidad física propició que el almacenamiento de energía transitara de ser evaluado como una opción tecnológica a consolidarse como un activo indispensable para proveer flexibilidad operativa. La necesidad de modular la morfología de la demanda neta impulsó el desarrollo de un marco regulatorio orientado a remunerar la capacidad de respuesta rápida, característica donde los recursos electroquímicos presentan ventajas de desempeño frente a las plantas térmicas tradicionales.

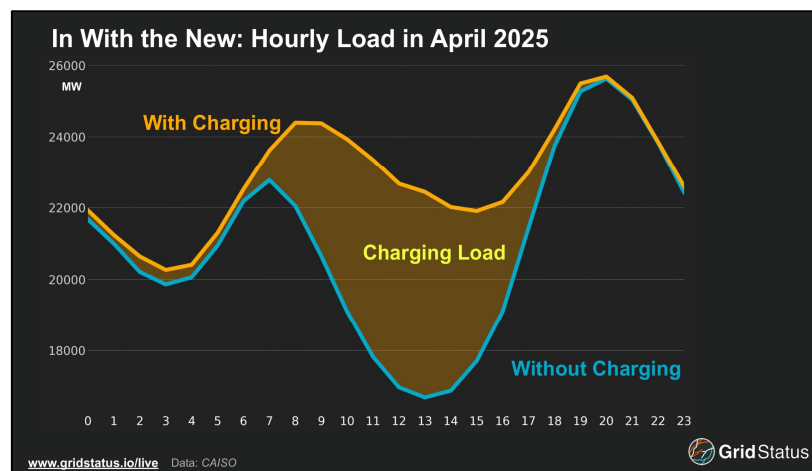


Figura 4-8: Demanda de carga BESS.

La integración integral de los BESS en los mercados mayoristas estadounidenses fue impulsada mediante una directiva federal vinculante: la Orden 841, emitida por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) [51]. Este instrumento normativo dismanteló las barreras de entrada tradicionales, sugiriendo la obligación de los operadores del sistema (ISO/RTO) de reconocer formalmente las propiedades físicas y operativas bidireccionales del almacenamiento.

Los pilares fundamentales establecidos en dicha ordenanza introdujeron ventajas estructurales para el sector:

- **Modelo de Participación Universal:** Sugiere la creación de reglas de mercado explícitas que facultan a las unidades de almacenamiento para proveer y cobrar por todos los servicios (capacidad firme, energía y servicios auxiliares) que sean técnicamente aptos de suministrar, erradicando barreras que discriminaran la participación por tipo de hardware.
- **Mitigación de la "Doble Imposición":** La directiva adoptó un principio determinante para la viabilidad financiera de los proyectos: la energía que un BESS retira de la red con el objetivo de su posterior re-inyección debe ser tratada y facturada al Precio Marginal Local (LMP) mayorista aplicable al nodo de conexión.

Análisis Regulatorio Basado en Analogía de Infraestructura: Esta medida regulatoria presenta la ventaja fundamental de viabilizar el arbitraje económico, eximiendo a la fase de carga del pago de cargos por uso del sistema de transmisión o distribución, peajes minoristas e impuestos al consumo final. La desventaja de no implementar este criterio radica en el estrangulamiento del spread económico, haciendo inviable el modelo de negocio. Conceptualmente, la norma equipara el almacenamiento a un activo pasivo de transporte, como un transformador de potencia. Si bien un transformador consume energía en forma de pérdidas óhmicas y magnéticas para cumplir su función técnica, el regulador no lo categoriza como un usuario final ni le impone peajes minoristas por dichas pérdidas. Bajo la lógica de la FERC 841, el almacenamiento se evalúa como infraestructura activa del sistema y sus ineficiencias de ciclo completo son entendidas como el costo operativo necesario para dotar de flexibilidad a la red. No obstante, este enfoque introduce la desventaja de requerir reconfiguraciones complejas en los sistemas de medición y liquidación del operador para diferenciar estrictamente la energía destinada al almacenamiento de los consumos auxiliares propios de la estación comercial.

La implementación práctica de estos lineamientos regulatorios en CAISO se ejecutó a través del desarrollo de un modelo computacional especializado denominado Recurso No Generador (NGR, *Non-Generator Resource*) [52].

Modelo de Participación de Mercado: El Recurso No Generador

El análisis del modelo NGR sugiere que la innovación central de este esquema no reside en el hardware físico de las baterías, sino en su digitalización algorítmica para los sistemas de despacho. El NGR constituye la representación matemática de la física de un activo bidireccional dentro del software de optimización del mercado mayorista.

Técnicamente, el NGR se define como un recurso parametrizado para operar en un continuo de potencia, abarcando capacidades que van desde la generación negativa

($P_{min} < 0$ modo de absorción o carga) hasta la generación positiva ($P_{max} < 0$, modo de inyección o descarga).

Esta topología de software presenta la ventaja de introducir la **Curva de Oferta Unificada**. A diferencia de los esquemas regulatorios tradicionales que imponen la desventaja de requerir registros separados como "Carga" y "Generador" bajo identificadores independientes, el NGR unifica la oferta cruzando de forma matemática el eje cero. Esta característica faculta al algoritmo de despacho económico para ordenar transiciones instantáneas entre carga y descarga si las señales de precios nodales lo justifican, capitalizando la flexibilidad de rampa que poseen los inversores de estado sólido.

Gestión del Estado de Carga (SOC) en la Optimización

La restricción operativa más crítica al modelar un BESS reside en su condición de recurso limitado en energía. El algoritmo de CAISO gestiona esta variable incorporando el Estado de Carga (SOC) como una variable de estado dinámica sujeta a restricciones continuas dentro del problema de optimización matemática. Esta inclusión presenta la ventaja de garantizar la factibilidad física de las instrucciones operativas emitidas en tiempo real, evitando escenarios donde el software ordene inyecciones de potencia activa sobre un banco de baterías con SOC agotado.

Para instrumentar este control, el operador procesa las restricciones energéticas provistas diariamente por los agentes del mercado mediante los siguientes parámetros:

- **Límites de Energía (E_{max} , E_{min}):** Fronteras duras en MWh que determinan la capacidad útil disponible para el horizonte operativo diaria.
- **SOC Inicial (DA-ISOC):** Pronóstico del nivel de energía almacenada al inicio del ciclo de optimización diario (*Day-Ahead*).
- **SOC Objetivo Final (EOH SOC):** Parámetro opcional en tiempo real que brinda la ventaja al operador de forzar al algoritmo a preservar un nivel energético prefijado al cierre de una hora específica (por ejemplo, asegurar un SOC del 100% inmediatamente antes del inicio de la rampa vespertina).

Innovación en Co-optimización Estocástica (Factores de Atenuación):

Hacia finales de 2023, CAISO incorporó una actualización en el modelado del impacto de los Servicios Auxiliares sobre el inventario energético del BESS, sustituyendo el

enfoque determinístico por la aplicación de **Factores de Atenuación** (*Attenuation Factors*) [53].

Esta mejora algorítmica ofrece la ventaja de corregir distorsiones en la proyección del SOC. Si una unidad resulta adjudicada con una reserva de regulación de frecuencia (*Regulation Up*), el consumo real de energía (MWh) no es igual al producto matemático estático de la potencia por el tiempo, sino que depende de la integral estocástica de la señal del Control Automático de Generación (AGC). Los factores de atenuación estiman estadísticamente este intercambio energético real. Su ventaja operativa radica en internalizar con mayor precisión el costo de oportunidad del recurso y mitigar el riesgo de despachos infactibles que agoten la batería prematuramente. Por el contrario, introduce la desventaja de elevar de forma notable la no-linealidad del problema de optimización, demandando una mayor robustez y velocidad de cómputo en los sistemas del centro de despacho.

Parámetros de Oferta y Representación Física

La interfaz operativa entre el activo físico y el mercado mayorista se consolida a través del procesamiento del *Master File* y los vectores de oferta diarios. Los parámetros técnicos fundamentales requeridos para caracterizar al BESS en el modelo se detallan a continuación:

- **Límites de Potencia Activa (MW):** Establecen los rangos admisibles de operación transitoria (P_{max} en descarga, P_{min} en carga), definiendo la amplitud de la banda operativa del inversor.
- **Límites de Energía (MWh):** Capacidad de almacenamiento útil, operando como una restricción dura que el optimizador del mercado tiene prohibido violar.
- **Velocidad de Rampa Operativa (MW/min):** Gradiente de toma de carga. Para recursos electroquímicos, este valor es elevado, otorgándoles ventajas de prioridad en el despacho de servicios auxiliares rápidos frente a la generación térmica convencional.
- **Eficiencia de Ciclo (RTE %):** Factor multiplicador de pérdidas. El algoritmo procesa este valor para calcular el costo de oportunidad de la carga. Si el RTE es bajo, el optimizador requerirá una desventaja de spread de precios mayor antes de emitir una orden de despacho de arbitraje.
- **Curva de Oferta (MWh):** Vector de precios y bloques que permite parametrizar ofertas con valores negativos en fase de carga (disposición económica a pagar por absorber energía excedentaria) y valores positivos en fase de descarga.

El modelo NGR se evalúa internacionalmente como uno de los estándares de software más avanzados para la integración de almacenamiento. No obstante, una vez digitalizado el recurso mediante estas variables de estado, la eficiencia asignativa se ve supeditada a la resolución temporal de la liquidación económica, característica que se analiza bajo el esquema australiano.

4.3.2 El Modelo de Australia (AEMO)

Mientras California ofrece un marco de referencia basado en pagos de capacidad, la evaluación del *National Electricity Market* (NEM) de Australia sugiere la viabilidad de integrar almacenamiento en un entorno regulatorio de "Solo Energía" (*Energy-Only*). Este esquema presenta la ventaja de incentivar la inversión privada mediante señales de escasez pura y volatilidad de precios extrema, aunque introduce la desventaja de elevar notablemente el riesgo financiero y la incertidumbre en los flujos de fondos de los proyectos de inversión [54].

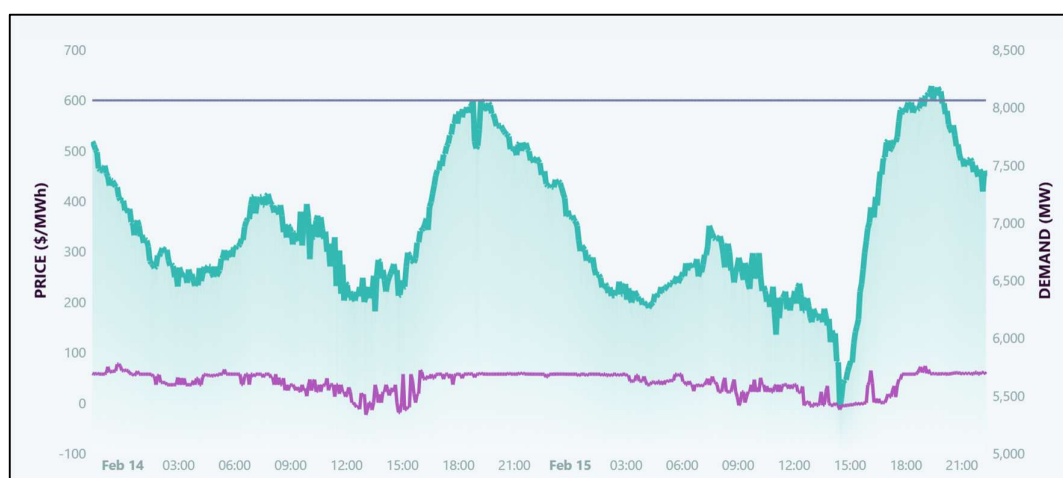


Figura 4-9: Precio y demanda. 15 de febrero 2026. Mercado Australiano de Energía Eléctrica.

Este caso de estudio se evalúa como altamente representativo para el SADI argentino debido a las marcadas analogías topológicas entre ambas redes de transmisión: sistemas de desarrollo longitudinal, caracterizados por una baja densidad de demanda local, grandes distancias eléctricas y la presencia de corredores tipificados como "redes débiles". En este contexto, el análisis de la operación ejecutada por el operador independiente *Australian Energy Market Operator* (AEMO) sugiere que la velocidad de respuesta del activo constituye el atributo técnico de mayor valor sistémico para mitigar perturbaciones de frecuencia y mantener la estabilidad en tiempo real [55].

El análisis financiero de los BESS en el esquema australiano indica que su rentabilidad no se encuentra ligada exclusivamente a las fluctuaciones de precios, sino a la resolución

temporal de las transacciones de mercado. Resulta conveniente analizar cómo la sincronización entre la mecánica del despacho centralizado y las ventanas de liquidación opera como el marco habilitador para capitalizar y monetizar la velocidad de reacción de los inversores de potencia a través de dos mecanismos de diseño algorítmico:

1. **El Algoritmo Central (NEMDE):** La gestión del despacho se encuentra centralizada en el *NEM Dispatch Engine* (NEMDE), un motor de optimización lineal que ejecuta ciclos iterativos cada 5 minutos [56]. Su función objetivo se orienta a maximizar el excedente del mercado (minimizar el costo de operación sistémico) bajo el estricto cumplimiento de las restricciones físicas de la red de transporte. El NEMDE presenta la ventaja de co-optimizar de manera simultánea el mercado de Energía (*Spot*) y los ocho submercados de Servicios Auxiliares de Control de Frecuencia (FCAS). Esta formulación matemática evalúa dinámicamente en cada intervalo si resulta más eficiente asignar un megavatio de potencia del BESS al despacho de energía activa o reservarlo para proveer soporte de frecuencia, promoviendo una alta eficiencia asignativa instantánea.
2. **La Reforma de Liquidación en Cinco Minutos (5MS):** Hasta la implementación de esta reforma, el mercado adolecía de una desventaja de desconexión entre la física operativa y el esquema financiero: el despacho técnico se ejecutaba cada 5 minutos, pero la liquidación comercial promediaba las transacciones en bloques de 30 minutos [57]. Esta asimetría diluía las señales de precios ante contingencias; un pico de precio extremo (por ejemplo, el tope de mercado de 15.000 AUD/MWh gatillado por una falla en un intervalo de 5 minutos) se suavizaba al promediarse con 25 minutos de operación normal. El análisis de la reforma *Five-Minute Settlement* (5MS) demuestra que la alineación de las ventanas físicas y financieras eliminó esta distorsión. El impacto evaluado sobre los BESS sugiere que estos activos operan como los beneficiarios primarios del cambio regulatorio. A diferencia de las turbinas de gas de ciclo abierto o plantas de carbón convencionales, que experimentan desventajas técnicas para arrancar o rampar en un horizonte de 5 minutos, las baterías ofrecen la ventaja de responder instantáneamente. Bajo el esquema 5MS, dicha inyección de potencia rápida se remunera íntegramente al precio de escasez del intervalo específico, transformando una virtud de control electrónico en una ventaja competitiva de monetización directa.

El Mercado de Servicios Auxiliares (FCAS)

El análisis de los esquemas de compensación indica que los Servicios Auxiliares de Control de Frecuencia (*Frequency Control Ancillary Services* - FCAS) constituyen el pilar

fundamental para sustentar el flujo de fondos de los proyectos BESS en el NEM. Reportes operativos de la industria sugieren que, durante las fases iniciales del despliegue tecnológico, hasta el 73% de los ingresos totales generados por los activos electroquímicos provenían exclusivamente de la participación en estos submercados de control [58]. El operador AEMO centraliza la adquisición de ocho productos diferenciados de FCAS, estructurados en dos categorías que resulta conveniente evaluar como alternativas de replicación para el SADI:

- **FCAS de Contingencia (Contingency Services):** Se evalúan como esquemas de protección activa ante perturbaciones severas, tales como el disparo intempestivo de una unidad de generación base o la falla de un vínculo troncal de interconexión. Su diseño técnico los segmenta en función del tiempo de respuesta exigido para contener la desviación de frecuencia:
 - *Very Fast (1 segundo):* Producto incorporado en la normativa del NEM. Requiere la inyección de la totalidad de la potencia comprometida en un lapso inferior a 1 segundo ante variaciones de frecuencia fuera de la banda muerta [59]. El análisis de este mercado sugiere que opera de forma cuasi-exclusiva para activos de electrónica de potencia (BESS), aportando la ventaja de mitigar transitorios en redes con degradación de inercia física.
 - *Fast (6 segundos):* Su objetivo primordial radica en contener la caída de frecuencia (*arrest frequency*). Esta ventana representa el segmento donde los BESS presentan ventajas de desempeño para desplazar paulatinamente la actuación de los gobernadores mecánicos de centrales térmicas.
 - *Slow (60 segundos) y Delayed (5 minutos):* Servicios orientados a la estabilización y la restitución paulatina de los márgenes de reserva operativa. En estas franjas, el BESS compite de forma directa con la generación térmica rápida.
- **FCAS de Regulación (Regulation Services):** Consisten en esquemas de compensación continua orientados a corregir desviaciones menores y habituales entre la generación proyectada y el consumo real. En este modo operativo, el BESS procesa y ejecuta consignas enviadas desde el AGC (*Automatic Generation Control*) del operador con una periodicidad típica de 4 segundos.
 - *Mecanismo de Asignación de Costos ("Quien Causa, Paga" / Causer Pays):* El análisis regulatorio de este servicio revela la conveniencia de aplicar el principio de asignación directa de costos conocido como *Causer Pays* [60]. Bajo esta normativa, los costos de adquirir reservas de regulación se

trasladan como un cargo a aquellos agentes de mercado que inducen los desvíos (tales como generadores renovables con desvíos respecto a su pronóstico o cargas industriales fluctuantes). Inversamente, la adopción de este esquema presenta la ventaja de incentivar el desempeño de activos precisos como los BESS: al responder fielmente a las consignas del AGC y contribuir a reducir el error de control global del sistema, la batería mejora su "Factor de Contribución", lo cual faculta la recepción de pagos netos y reduce sus costos de operación.

Dinámica de Saturación y Riesgo de Canibalización:

El análisis de la evolución del NEM evidencia una paradoja económica derivada del éxito en el despliegue tecnológico de los BESS. La incorporación acelerada de activos electroquímicos de gran escala (como la extensión de *Hornsedale Power Reserve* y la *Victorian Big Battery*) derivó en una saturación prematura de los submercados de FCAS [61]. Debido a que los servicios auxiliares constituyen mercados poco profundos en términos de volumen absoluto (es decir, se requiere un número acotado de megavatios para cubrir la demanda de regulación sistémica), la sobreoferta de potencia rápida indujo una deflación estructural en los precios de casación (*clearing*) de dichos servicios.

Este fenómeno expone una desventaja crítica para el planeamiento de nuevos proyectos, sugiriendo que los esquemas de inversión ya no pueden sustentar su factibilidad financiera basándose de forma exclusiva en ingresos por servicios de frecuencia. Esta saturación obliga a los desarrolladores a diversificar sus perfiles de despacho hacia el arbitraje de energía pura (capitalizando las ventanas de volatilidad del 5MS) y hacia la suscripción de contratos bilaterales de soporte de infraestructura de transmisión, validando de manera empírica la necesidad de estructurar los proyectos bajo el paradigma analizado del *Value Stacking*.

4.3.3 El Modelo de Chile (SEN): Gestión de la Congestión

La configuración del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile se evalúa como un caso de estudio ilustrativo para el análisis de la transición energética global. Su diseño geográfico y eléctrico presenta una marcada asimetría estructural: los recursos de generación solar a gran escala se concentran de forma masiva en el Norte Grande (Desierto de Atacama), mientras que los centros de consumo urbano e industrial predominan en la zona Centro-Sur del país. El análisis técnico evidencia que la velocidad de expansión de los parques renovables ha superado la capacidad de desarrollo de la infraestructura de transporte troncal, forzando al sistema a operar bajo condiciones de

estrés técnico permanente y transformando al almacenamiento de energía de una alternativa tecnológica opcional a una necesidad operativa prioritaria [62].

A. El Imperativo Físico: Congestión y Vertimientos (Curtailment)

La geografía eléctrica chilena exhibe una dependencia crítica respecto a la capacidad de sus elementos serie, tales como líneas de transmisión de gran longitud y transformadores de acoplamiento. De acuerdo con las directrices de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT SyCS), la operación del sistema se rige bajo el Criterio de Seguridad N-1, buscando garantizar que ante la pérdida intempestiva de una instalación simple, los efectos transitorios no comprometan la integridad de la red [63]. No obstante, la saturación física de estos corredores de transporte ha derivado en vertimientos (*curtailment*) masivos de energía fotovoltaica limpia durante los bloques diurnos.

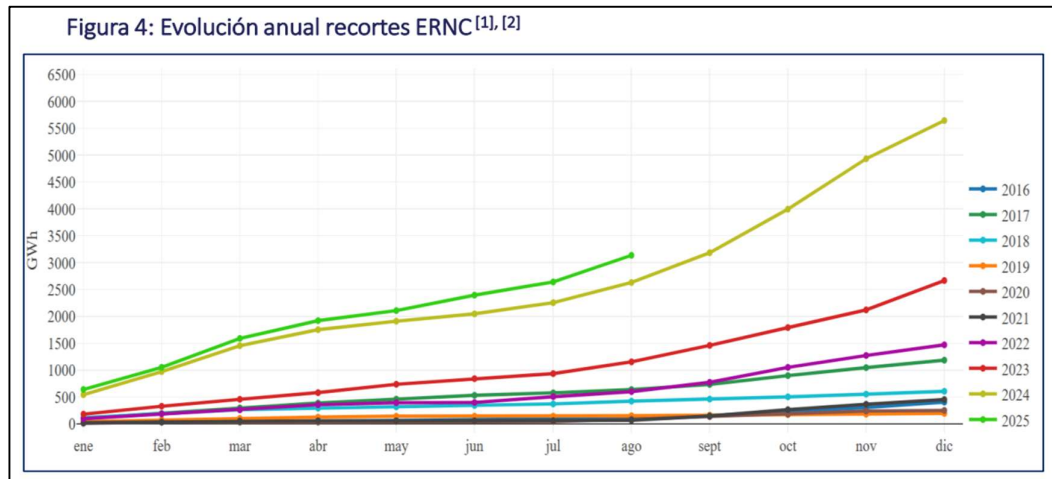


Figura 4-10. Evolución de recortes anuales de generación renovable en Chile.

Desde la perspectiva del análisis de redes, el despacho económico se encuentra fuertemente condicionado por el Límite por Contingencias establecido en la normativa vigente. Este parámetro se define operacionalmente como el valor mínimo surgido entre la Capacidad Térmica en régimen permanente, el Límite de Estabilidad Transitoria y el Límite por Regulación de Tensión. En los nodos del norte de Chile, la baja inercia mecánica del área y la elevada impedancia característica de sus conexiones ("redes débiles") sugieren que el sistema alcanza sus restricciones de estabilidad y tensión mucho antes de aproximarse a la capacidad de conducción térmica nominal de los conductores conductores.

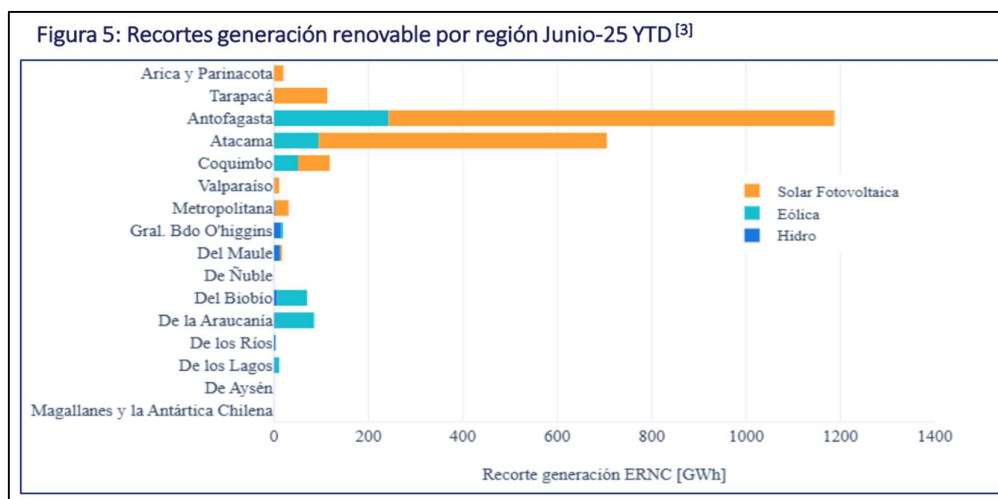


Figura 4-11. Recortes de generación renovable en Chile por región.

En este escenario, la incorporación de sistemas BESS se evalúa como un habilitador estratégico: al proporcionar soporte dinámico de tensión mediante el control electrónico de reactivos y aportar estabilidad ante transitorios, permite elevar el Límite por Contingencias global del corredor sin requerir la construcción inmediata de nuevos tendidos físicos. Esta alternativa ofrece la ventaja de facultar al operador para administrar el sistema de forma segura en zonas de "Estado de Alerta", absorbiendo los excedentes renovables en fase de carga para mitigar el desperdicio del recurso.

No obstante, resulta conveniente advertir que la réplica de estas estrategias de absorción e inyección masiva en redes densamente malladas —como el caso del AMBA— no resulta inocua. Como se analizará en el Capítulo 7, la operación en sistemas interconectados mallados exige algoritmos de validación topológica mediante matrices de sensibilidad (PTDF) para evitar que el alivio de un corredor sectorizado induzca congestiones secundarias indeseadas en vínculos adyacentes.

B. El Desacople de Precios y la Viabilidad Financiera

El sistema de tarificación basado en costos marginales en Chile ha enviado señales de alerta técnica mediante la manifestación recurrente del fenómeno de "costos marginales cero" [64]. La saturación persistente de los elementos serie impide que el bajo costo de la producción solar del norte sea transferido eficientemente hacia la demanda del sur. Como consecuencia directa, los Precios Marginales Locales (LMP) de los nodos de inyección se desacoplan de forma extrema de los nodos de retiro, erosionando la ecuación de ingresos de los proyectos de generación.

Para aquellos agentes tipificados como "generadores puros" (recursos expuestos al mercado *spot* sin el respaldo de contratos de largo plazo o con descalces de ubicación de barras), este escenario introduce la desventaja de un riesgo inminente de activos varados (*asset stranding*). Operar en un entorno donde el precio de mercado se deprime a cero durante las ventanas de máxima radiación solar afecta la generación de flujos de caja necesarios para el repago del capital. Este estrangulamiento económico se evalúa como el motor primordial para la adopción de almacenamiento electroquímico, buscando restaurar la viabilidad financiera mediante el desplazamiento temporal (*time-shifting*) de los bloques de energía hacia ventanas horarias nocturnas caracterizadas por precios marginales positivos.

C. Marco Regulatorio Habilitante: La Ley 21.505

La promulgación de la Ley 21.505 introdujo una reconfiguración regulatoria para los BESS, otorgándoles personería jurídica independiente en el mercado eléctrico [65]. Según las actualizaciones incorporadas en la NT SyCS, los sistemas de almacenamiento puros se categorizan formalmente como "Equipos de Compensación de Energía Activa", un diseño normativo que presenta la ventaja de habilitar tres pilares de remuneración simultáneos para robustecer el modelo de negocio: pagos por Suficiencia (Remuneración de Potencia Firme) por disponibilidad en horas de punta sistémica, ingresos por Arbitraje de Energía para el control de vertidos, y participación en el mercado de Servicios Complementarios (SSCC) para el control de frecuencia y tensión.

Sin embargo, para acceder a dichos esquemas de remuneración, la autoridad regulatoria sugiere estándares de desempeño de alta precisión que configuran al BESS como un activo de seguridad crítica:

- **Resiliencia Dinámica (RoCoF):** Los inversores deben poseer la capacidad técnica de soportar tasas de cambio de frecuencia de hasta 2 Hz/s sin desconectarse por protección, contribuyendo a estabilizar redes con baja inercia.
- **Sincronización de Alta Precisión:** Se exige la adopción de estampas de tiempo sincronizadas vía GPS con un margen de error máximo de $\pm 100 \mu s$ respecto a la Hora Oficial para la totalidad de los registros de eventos de la planta.
- **Precisión en el control AGC:** Para la habilitación en el servicio de regulación secundaria de frecuencia, la precisión en la medición del lazo de control debe ser superior al 0,003%, una condición restrictiva frente a los parámetros convencionales.

El estricto cumplimiento de estas exigencias de diseño sugiere que el BESS no debe ser considerado como una simple batería de respaldo pasiva, sino como un elemento de control activo que aporta robustez ante la variabilidad de la matriz energética.

D. Lección Crítica: Localización de Mercado vs. Planificación Centralizada

El análisis comparado de los marcos regulatorios permite identificar una distinción fundamental en la filosofía de despliegue de la infraestructura. La experiencia chilena se evalúa como un modelo eminentemente *Price-Signal Driven* (impulsado por señales de precio), donde la localización espacial de los BESS ha operado de forma reactiva, respondiendo de manera privada a la saturación de subestaciones ya congestionadas donde el arbitraje resultaba rentable por defecto. En contraste, el enfoque del Programa ALMA en Argentina sugiere una visión *Systemic-Value Driven* (impulsada por el valor sistémico), donde el planificador técnico predefine las ubicaciones óptimas para maximizar el beneficio global de la red [66].

Esta divergencia conceptual posee implicancias operativas profundas que conviene evaluar a través de sus ventajas y desventajas relativas:

- **Expansión Virtual del Transporte:** Mientras que un esquema de localización libre presenta la desventaja de inducir concentraciones ineficientes de activos en un único nodo comercialmente atractivo, el modelo de planificación centralizada ofrece la ventaja de utilizar el almacenamiento para expandir virtualmente la capacidad de transporte en corredores pre-estudiados antes de que ocurra la falla del vínculo. La ubicación responde a estudios de flujo de carga que determinan dónde un megavatio de batería aporta el mayor factor de alivio a la congestión.
- **Mitigación del Riesgo de Canibalización de Precios:** La localización libre introduce el riesgo de que la acción simultánea de múltiples agentes privados sature localmente el nodo. Si se instala un volumen excesivo de almacenamiento en una misma barra, la descarga simultánea de los activos durante el pico vespertino podría desplomar el precio marginal en esa franja horaria específica. Esta desventaja de "canibalización" destruiría el *spread* económico de arbitraje que justificaba la inversión privada. El diseño centralizado mitiga este riesgo regulando los cupos de potencia por nodo.
- **Coordinación Infraestructural de Largo Plazo:** La lección aplicable al SADI sugiere que la planificación territorial de las baterías debe coordinarse con los planes de expansión del Sistema de Transporte Nacional (STN) [67]. Al pre-asignar barras de conexión mediante pliegos técnicos, se reduce el riesgo de redundancia

de activos y se promueve que la batería actúe como un complemento temporal eficiente de la red, y no como un parche reactivo ante la obsolescencia de las líneas de transmisión.

4.4 Clasificación Funcional: El Dilema de la Identidad Regulatoria

La integración de los sistemas BESS sugiere un profundo dilema de tipificación para el marco regulatorio eléctrico tradicional, el cual fue históricamente diseñado e implementado bajo una lógica estrictamente binaria y de flujo unidireccional (Generación → Transmisión → Consumo). A diferencia de los activos convencionales de la red, un sistema de almacenamiento electroquímico carece de una identidad física estática; por el contrario, su clasificación funcional se encuentra supeditada al sentido instantáneo del flujo de potencia activa y al objetivo operativo específico de su despacho.

Esta naturaleza flexible introduce una complejidad normativa que sugiere la conveniencia de evaluar al BESS bajo tres dimensiones funcionales simultáneas, analizando las ventajas y desventajas regulatorias de cada enfoque:

A. El BESS como Generador Virtual (Virtual Generation)

Durante la fase de descarga de las celdas ($P > 0$), el comportamiento del BESS resulta indistinguible del de una central de generación convencional desde la perspectiva del operador del sistema. El activo inyecta potencia activa y reactiva al nodo de conexión, contribuyendo de manera directa a la oferta neta instantánea y al sostenimiento de la seguridad del servicio.

- *Diferencia Crítica y Desafío de Despacho:* A diferencia de una unidad térmica convencional, cuya disponibilidad operativa continua se asume constante mientras se disponga de un suministro de combustible, el BESS constituye un Recurso Limitado en Energía. Su capacidad para operar como generador es finita y se encuentra restringida por el Estado de Carga (SOC) remanente en el banco de baterías. Esta particularidad introduce la desventaja de requerir algoritmos de despacho sofisticados que gestionen este "inventario energético" de forma estratégica. Consecuentemente, el análisis técnico sugiere que para que el BESS sea reconocido y remunerado de forma confiable como Potencia Firme en el mercado argentino, resulta conveniente que el algoritmo de despacho de CAMMESA evolucione hacia un monitoreo del SOC en tiempo real. Esta actualización doctrinaria brindaría la ventaja de asegurar que el activo conserve permanentemente la reserva de energía necesaria para cumplir con su compromiso

de alivio de infraestructura local —como en el caso del programa ALMA GBA— antes de habilitar o autorizar su participación en servicios secundarios de mercado.

B. El BESS como Carga Despachable (Controllable Load)

Durante la fase de absorción o carga ($P < 0$), el sistema se comporta físicamente como un consumidor industrial de gran escala, detrayendo potencia activa de la red eléctrica. Sin embargo, el análisis regulatorio moderno sugiere que el activo no debe ser tipificado normativamente bajo esta categoría tradicional.

- *Diferencia Crítica y Ventaja Impositiva:* El consumo de potencia de un BESS no constituye un "consumo final" (entendido como la destrucción irreversible de la energía para transformarla en trabajo mecánico o calor industrial), sino una retención transitoria orientada a su posterior re-inyección al sistema. Bajo el principio de neutralidad tecnológica adoptado en marcos de referencia avanzados (como la Orden FERC 841 de EE.UU.) [68], se evalúa que esta fase de carga debe ser eximida del pago de peajes de distribución, cargos por demanda máxima o impuestos minoristas. La adopción de este criterio presenta la ventaja de eliminar sobrecostos transaccionales artificiales que degradarían la rentabilidad del ciclo, permitiendo que la batería actúe exclusivamente como un facilitador de la eficiencia del sistema. No obstante, introduce la desventaja de requerir reconfiguraciones complejas en los sistemas de medición comercial del operador para segregar con exactitud la energía destinada al almacenamiento de los consumos parásitos propios del balance de planta (HVAC y auxiliares).

C. El BESS como Infraestructura de Transmisión (Storage as Transmission Asset - SATA)

Esta dimensión representa la clasificación conceptual más innovadora y la que fundamenta operativamente los esquemas de confiabilidad local. En lugar de evaluar el almacenamiento como un agente de mercado (productor o consumidor), este enfoque sugiere analizar al BESS como una alternativa no-cableada (*Non-Wire Alternative* - NWA) incorporada a la red de transporte [69].

- *El Concepto SATA y Diferimiento de CAPEX:* Tradicionalmente, la única metodología viable para mitigar una congestión topológica en la red de transmisión consistía en la ampliación física de la infraestructura (tendido de conductores o adición de transformadores). El BESS introduce la capacidad técnica de "mover la energía en el dominio temporal". Si un vínculo de transmisión experimenta saturación térmica exclusivamente durante una ventana de 4 horas al día, la

instalación de una batería para absorber el exceso de flujo antes de la restricción y liberarlo con posterioridad se evalúa como funcionalmente equivalente a una repotenciación física de la línea. En este modo operativo, el BESS presenta la ventaja de no comercializar energía ni perseguir el arbitraje de precios especulativo; presta un servicio puro de soporte de red, actuando como una "Línea de Transmisión Virtual". Esta alternativa técnica faculta al planificador para diferir inversiones de capital (CAPEX) de alta intensidad. Su principal desventaja radica en la necesidad de adecuar los marcos regulatorios de separación de actividades (*unbundling*), definiendo excepciones transparentes para que las empresas transportistas operen estos activos electroquímicos sin distorsionar la competencia en el mercado de generación.

D. El BESS como Activo Híbrido: El concepto de "Dualidad Operativa"

A diferencia de los componentes convencionales de los sistemas de potencia, cuya función es unívoca, la electrónica de potencia confiere a los BESS la ventaja de alternar su identidad funcional en fracciones de segundo. Esta **Dualidad Operativa** exige que el marco normativo evolucione hacia una caracterización dinámica que defina la remuneración del activo en función del servicio instantáneo prestado a la red [70].

El análisis técnico sugiere que un mismo equipo posee la capacidad para actuar simultáneamente como Infraestructura de Transmisión (SATA) para mitigar una sobrecarga térmica en un cable del anillo del GBA y, en la misma ventana temporal, proveer Soporte de Tensión mediante la inyección controlada de reactivos a través del PCS. Esta complementariedad presenta una ventaja crítica: el manejo de potencia reactiva es una función de control puramente electrónica de los inversores de estado de sólido que no drena el inventario electroquímico de las celdas, permitiendo ejecutar estrategias avanzadas de apilamiento de valor (*Value Stacking*) para maximizar la rentabilidad social y privada del proyecto sin acelerar la cinética de degradación por ciclado.

5 ALMA

5.1 Diagnóstico Operativo: La Crisis del AMBA

Desde una perspectiva de planificación de sistemas eléctricos de potencia, el AMBA se evalúa como uno de los desafíos técnicos más complejos y urgentes dentro del SADI. Al concentrar aproximadamente el 40% de la demanda total del país en una superficie geográfica reducida, la región opera como un sumidero masivo de potencia activa y reactiva. Los diagnósticos técnicos elaborados por el organismo encargado del despacho sugerirían de manera coincidente que la red de Alta Tensión (AT) opera con márgenes de seguridad degradados durante los períodos de máxima exigencia térmica, expuesta a riesgos latentes de inestabilidad de tensión ante la falla de vínculos críticos [71].

El análisis de la infraestructura indica que esta condición responde a una brecha estructural cuantificable. Mientras la demanda máxima de potencia escaló un 26% en la última década, la expansión de la red de transporte en Extra Alta Tensión (500 kV) se limitó a un incremento acotado a nivel nacional, una tasa de crecimiento que se evalúa como insuficiente para acompañar la dinámica del consumo residencial [72]. Este estancamiento de la red troncal actúa como un "techo físico" para el sistema: presenta la desventaja de limitar la libre evacuación de la generación de bajo costo variable ubicada en el Comahue (hidroeléctrica) o en la Patagonia (eólica) hacia el nodo de consumo del AMBA por restricciones de capacidad de transporte en los corredores interconectados.

De acuerdo con el marco normativo de *Los Procedimientos* [73], la optimización del Despacho Económico —cuyo objetivo primordial es minimizar el costo total de operación y abastecimiento— encuentra una restricción dura en los límites físicos de la red. Para el caso del AMBA, la suficiencia del abastecimiento local se encuentra supeditada a la siguiente inequación fundamental simplificada de seguridad:

$$Demanda_{AMBA} \leq Generacion_{Local} + Capacidad_{Importacion}$$

Dentro de esta formulación, la variable crítica se identifica como la Capacidad de Importación, la cual se encuentra parametrizada por los límites térmicos en estado estacionario y los márgenes de estabilidad transitoria de los corredores de 500 kV que convergen en el área (específicamente el Corredor Comahue-GBA y el Corredor Litoral).

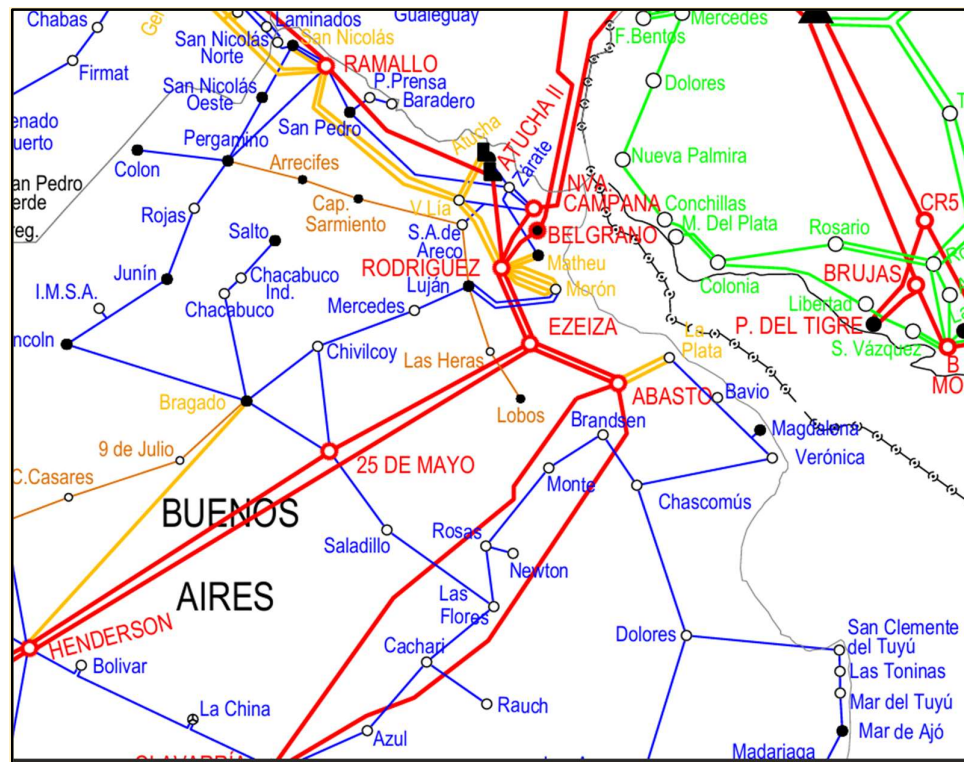


Figura 5-1. Unifilar geográfico GBA.

Cuando la demanda estival o invernal del AMBA supera los umbrales máximos de dichos vínculos, se configura un escenario de Congestión de Transporte. Bajo estas condiciones, la energía económica excedentaria del resto del país experimenta un bloqueo físico fuera del anillo metropolitano, impidiendo al operador del sistema incrementar los flujos de importación desde el exterior aun cuando se disponga de margen de generación disponible en el SADI. La evaluación técnica del Anexo 2 del Pliego ALMA GBA sugiere que este estado de saturación ha identificado nodos críticos donde la inyección localizada de potencia resulta prioritaria para mitigar el riesgo de cortes por falta de transporte, destacándose las Estaciones Transformadoras (ET) de Ezeiza, General Rodríguez y Abasto como puntos vitales que operan frecuentemente cerca de sus límites de transformación y estabilidad de tensión [74].

A nivel operativo, cada uno de los nodos críticos del anillo presenta problemáticas particulares asociadas a la evacuación o suministro de potencia. Para gestionar esta complejidad, la operación y supervisión de la red por parte de SACME (S.A. Centro de Movimiento de Energía) se apoya en una representación del sistema mediante diagramas unifilares dinámicos. Para facilitar la toma de decisiones en tiempo real, la red de alta tensión se encuentra sectorizada mediante un esquema de coloreo topológico, el cual permite identificar de forma inmediata la conectividad y el estado de los equipos [75].



En esta arquitectura operativa, existen equipos definidos —principalmente transformadores de potencia— que poseen la capacidad de "otorgar color" a otros elementos de la red. Estos colores agrupan conjuntos de líneas y cables que conforman distintos subsistemas operativos utilizados para la evacuación o abastecimiento de potencia dentro del área metropolitana. Esta zonificación presenta la ventaja técnica de permitir al operador estimar con precisión el balance de carga y generación asociado a cada sector, facilitando la compensación de flujos ante fallas, sobrecargas o maniobras de mantenimiento programado. No obstante, introduce la desventaja de requerir una reconfiguración dinámica compleja en los sistemas de supervisión cuando se alteran los acoplamientos de barras. El análisis de las principales ET del anillo metropolitano permite identificar las siguientes particularidades operativas por nodo:

- **Nodo Abasto:** El principal desafío operativo se asocia a un escenario de exceso de generación local en condiciones de baja demanda. La concentración de múltiples centrales de ciclo combinado sugiere que, ante reducciones de la carga local, el nodo adopta un perfil netamente exportador hacia el SADI, introduciendo restricciones potenciales para la evacuación eficiente de la potencia desde dicha barra.
- **Nodo General Rodríguez:** Se evalúa la coexistencia de tres situaciones críticas diferenciadas según el subsistema topológico afectado:
 - *Subsistema Violeta – Evacuación hacia Nuevo Puerto:* Canaliza el vector de generación de las unidades CEPUTV10 y NP06. El análisis de flujo sugiere que la operación simultánea y a plena carga de ambas unidades introduce el riesgo de sobrecarga por límite térmico en los cables de transmisión asociados.
 - *Subsistema Rojo – Puerto Nuevo:* Compuesto por cinco vínculos de transmisión utilizados para exportar la potencia de los ciclos combinados y turbovapores de Central Puerto (PN09 y unidades de respaldo despachadas). La simultaneidad de alta generación térmica local sugiere la desventaja de provocar sobrecargas en los conductores por exceso de potencia evacuada.
 - *Subsistema Violeta – Rodríguez 132 kV:* Exhibe un comportamiento inverso, caracterizado por una elevada concentración de demanda local residencial. Esta condición sugiere la conveniencia de despachar el aporte de la CT Parque Pilar como herramienta de alivio directo sobre los factores de carga de las líneas de subtransmisión del área.

Ante la imposibilidad física de incrementar la importación por los corredores troncales saturados, el operador del sistema se ve forzado a implementar el mecanismo de **Generación Forzada por Seguridad**. Esta alternativa presenta la ventaja inmediata de sostener la demanda local dentro de los límites operativos admisibles y proveer el soporte de potencia reactiva necesario para regular los perfiles de tensión nodales. Sin embargo, conlleva severas desventajas desde una perspectiva económica y fiscal:

- **Despacho de Unidades Ineficientes:** Exige alterar el orden de mérito económico global para encender turbinas de gas de ciclo abierto o motores diésel antiguos ubicados dentro del área restringida. Estas unidades presentan la desventaja de registrar un elevado consumo específico de combustible y, con frecuencia, requieren el uso de combustibles líquidos importados (gasoil o fueloil) de alto costo variable frente al gas natural de base.
- **Sobrecosto Sistémico e Impacto Fiscal:** Evaluaciones estadísticas del mercado eléctrico mayorista indican que estas restricciones operativas han impulsado el Costo Monómico Medio del SADI hacia picos superiores a los 87 USD/MWh en períodos de extremo estrés estival [76]. Debido a que las tarifas estacionales cubren una porción acotada de estos costos de producción locales forzados, el diferencial resultante se traduce de forma directa en un incremento de la carga de subsidios sobre el Tesoro Nacional.

El análisis de planificación energética tradicional sugiere que las soluciones estructurales de fondo —tales como la construcción de la nueva ET Plomer en 500 kV o el cierre del anillo de transmisión Ezeiza-Vivoratá— demandan plazos de ejecución prolongados (estimados entre 3 y 5 años) e inversiones de capital intensivas que superan los 1.000 millones de USD [72]. La urgencia del diagnóstico operativo del AMBA sugiere que dichos horizontes temporales resultan incompatibles con la necesidad de asegurar el suministro en el corto plazo.

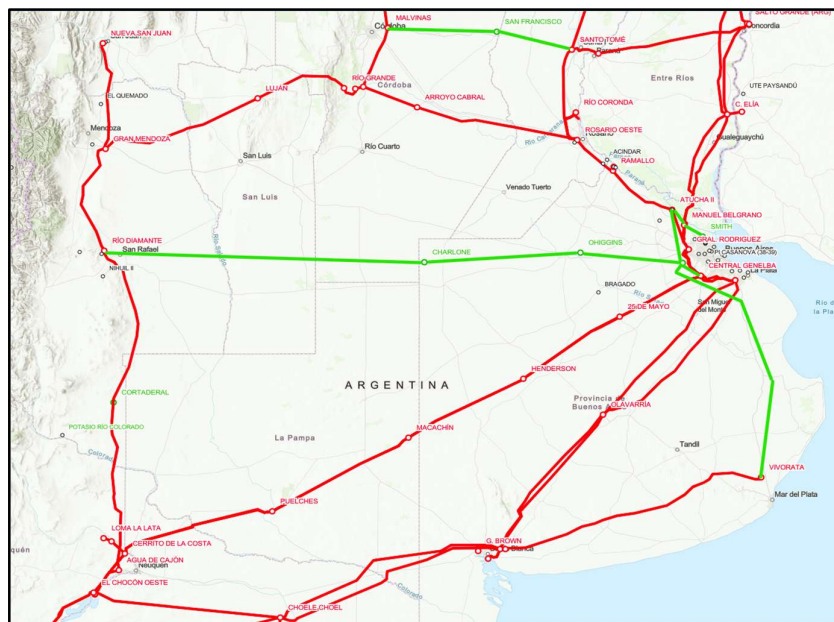


Figura 5-4. Unifilar de 500 KV donde se observan en verde las posibles futuras estaciones transformadoras con sus respectivas líneas.

Bajo este escenario se justifica la evaluación de los BESS contemplados en el Programa ALMA. A diferencia de las obras de transmisión tradicionales, la tecnología electroquímica ofrece las ventajas de un despliegue modular rápido (menor a 12 meses) y una alta flexibilidad de localización. Al ser insertados aguas abajo de las restricciones térmicas del anillo, los BESS sugieren un comportamiento asimilable al de una "Generación Virtual" durante las horas de máxima demanda estival. Esta alternativa técnica presenta la ventaja de permitir el aplazamiento de inversiones físicas masivas en transmisión (*T&D Deferral*), reducir las erogaciones por generación forzada con combustibles líquidos y optimizar el factor de utilización de la infraestructura existente.

No obstante, el análisis de ingeniería advierte que la resolución de estas congestiones regionales superpuestas no puede abordarse mediante criterios de despacho aislados o puramente locales. Como se demostrará de forma paramétrica en el Capítulo 6, la inserción de nueva potencia inyectada en una red fuertemente mallada y sectorizada por colores exige una evaluación rigurosa mediante matrices de sensibilidad estática (PTDF) para cuantificar los impactos cruzados entre nodos, garantizando que el alivio de un subsistema específico no induzca la saturación forzada de vínculos adyacentes.

5.2 La Solución de Corto Plazo: Programa ALMA GBA

Frente al diagnóstico de saturación en el transporte en alta tensión y al riesgo latente de colapso de tensión en el anillo metropolitano, la Secretaría de Energía instruyó a

CAMMESA la implementación del Programa ALMA GBA (Almacenamiento Local en el AMBA) mediante la promulgación de la Resolución SE 67/2025 [77]. Este programa se evalúa como un hito estructural en la regulación eléctrica argentina, introduciendo por primera vez la incorporación de tecnología BESS a gran escala bajo un esquema de activos de infraestructura crítica con asignación centralizada, distanciándose del modelo convencional de mercado libre.

Arquitectura Técnica de la Licitación

El análisis de los pliegos técnicos sugiere que el objetivo primario de la convocatoria no se orienta a capturar márgenes por arbitraje de precios estacionales, sino a garantizar la provisión de **Potencia Firme** para la confiabilidad local del área. La licitación se estructuró con el propósito de adjudicar capacidad de inyección en nodos de conexión predefinidos del anillo de 500 kV y las redes de subtransmisión de 220/132 kV, allí donde las restricciones de transporte exhiben un carácter más severo [78].

- **Potencia Adjudicada:** Si bien las metas iniciales contemplaban un bloque de 500 MW, la compulsa finalizó con la adjudicación de una capacidad superior a los 600 MW de potencia nominal. Esta potencia se distribuye en proyectos de escala diversa (abarcando rangos desde los 15 MW hasta módulos de 150 MW), lo cual presenta la ventaja de ofrecer una inserción capilar y flexible en la red.
- **Nodos Críticos:** De acuerdo con las especificaciones del Anexo 2 del Pliego, la concentración de la capacidad se localiza en las ET que operan operativamente como los principales sumideros de carga del sistema: Ezeiza, General Rodríguez, Abasto, Matheu y Costanera.



- **Definición del Producto:** La normativa impone la exigencia de una autonomía mínima de 4 horas operando a potencia nominal continua. Desde la perspectiva de la ingeniería de diseño, esto implica el requerimiento de que cada 1 MW de potencia contratada se encuentre respaldado obligatoriamente por 4 MWh de capacidad útil de almacenamiento de energía al inicio de su vida útil (BOL — *Beginning of Life*).

El análisis del modelo de negocio indica que se articula mediante Contratos de Abastecimiento de Largo Plazo (PPA), cuyo diseño busca otorgar condiciones de viabilidad financiera (*bankability*) a los proyectos frente a escenarios macroeconómicos de alta volatilidad [79].

- **Partes Contractuales:** A diferencia de los esquemas aplicados en licitaciones renovables previas (como el programa RenMDI), el contrato se suscribe de manera directa entre el Vendedor (agente generador titular del BESS) y las Sociedades Distribuidoras del área metropolitana (EDENOR S.A. y EDESUR S.A.) en su carácter de Compradores de la potencia firme local.

- **Garantía de CAMMESA:** La Compañía Administradora opera institucionalmente como Garante de Última Instancia. Esta alternativa regulatoria presenta la ventaja de atenuar el riesgo de contraparte para los inversores privados: ante eventuales descalces impositivos o incumplimientos de pago por parte de las distribuidoras, CAMMESA asume la cobertura de los flujos correspondientes utilizando los recursos del Fondo de Estabilización del MEM.
- **Plazo de Vigencia:** Los contratos estipulan una duración de 15 años computados a partir de la fecha de Habilitación Comercial. No obstante, el marco normativo introduce una desventaja de riesgo temporal mediante una cláusula de penalización por demora crítica: si la planta no alcanza su operación comercial antes del 1 de enero de 2027, el plazo contractual de 15 años comienza a reducirse de manera proporcional al retraso, operando como un incentivo riguroso para acelerar el despliegue físico de las obras.

Mecanismo de Remuneración

El esquema retributivo diseñado para el programa refleja la naturaleza del BESS como un activo de soporte de infraestructura y no como un mero comercializador de bloques de energía. La estructura de ingresos de los proyectos se desagrega en dos cargos principales:

- **Cargo Fijo por Disponibilidad (USD/MW-mes):** Constituye el vector principal de ingresos de la planta. Este componente remunera la potencia neta puesta a disposición y bajo control del operador del sistema, con independencia de si la batería es efectivamente ciclada o mantenida en estado de espera (*stand-by*). Los resultados de la compulsa evidenciaron niveles de precios competitivos, registrándose valores promedio en torno a los 12.591 USD/MW-mes para el segmento general, y ofertas agresivas en el orden de los 10.161 USD/MW-mes para el caso de Central Costanera [76].
- **Cargos Variables por Energía:** Se reconoce una compensación económica por los bloques de energía neta efectivamente inyectados a la red durante las órdenes de descarga. A diferencia de un esquema de neutralidad económica absoluta, el diseño definitivo del pliego introduce una asignación de riesgos específica respecto al rendimiento del equipamiento que condiciona la estrategia financiera del proyecto:
 - **Costo de Pérdidas a Cargo de la Central:** El marco contractual estipula taxativamente que las pérdidas energéticas asociadas al ciclo de eficiencia completa (RTE) deben ser absorbidas e internalizadas de forma íntegra por

el agente generador titular del BESS. Estas pérdidas se determinan mediante balance comercial como la diferencia neta entre el consumo total registrado por los medidores durante la fase de carga y la inyección total verificada en la descarga.

- **Valorización de la Ineficiencia:** La energía disipada en forma de calor o demandada por los consumos parásitos auxiliares (HVAC y balances de planta) es valorizada y facturada al precio regulado predefinido en el Pliego de Bases y Condiciones (PBC), fijado en 20 USD/MWh. Este mecanismo introduce una clara desventaja de riesgo tecnológico para el inversor privado: un BESS que exhiba un RTE degradado o un deficiente control térmico sufrirá un impacto financiero adverso recurrente sobre sus flujos de caja. No obstante, este diseño presenta la ventaja sistémica de actuar como un incentivo riguroso para la selección de tecnologías Tier 1 de alta eficiencia electroquímica, obligando al desarrollador a optimizar los algoritmos de gestión de energía para reducir al mínimo la penalización por pérdidas retenidas.

Exigencias Técnicas y Operativas

El análisis de las directrices operativas indica que la gestión de los sistemas BESS bajo el programa ALMA GBA se estructura bajo una modalidad centralizada y reactiva. Las unidades no programan sus consignas respondiendo a señales instantáneas de precios del mercado *spot*, sino acatando órdenes directas de seguridad emitidas por el despacho central.

- **Analogía de "Bombeo Distribuido":** Operativamente, el SADI procesa al BESS de manera análoga a una unidad de generación con capacidad de bombeo hidráulico. Resulta conveniente que el generador informe de forma continua su disponibilidad a través del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), permitiendo al despacho la visualización del SOC del banco de baterías en tiempo real [80].
- **El Rol del SACME:** Cada instrucción de carga o descarga es coordinada por CAMMESA pero requiere de la validación técnica del SACME, entidad que ejerce como la autoridad final de despacho en el área metropolitana. Se sugiere que esta validación se sustente en la ejecución de algoritmos de seguridad topológica (evaluación de estados N y N-1), certificando de forma predictiva que la maniobra de inyección o absorción no vulnerará los límites térmicos locales de los

transformadores o cables de subtransmisión adyacentes, tal como se propone en el Capítulo 6.

- **Perfil de Uso y Ciclado:** El pliego técnico establece una restricción física de uso fijada en un límite exigible de 180 ciclos completos equivalentes por año. Si bien este régimen de utilización discrecional presenta la ventaja de reservar el activo para cubrir las ventanas críticas de estrés estival e invernal, impone un desafío de gestión de energía (*Energy Management*) ineludible. Administrar un inventario anual finito obliga a evaluar estrategias de optimización estadística; resulta conveniente segmentar y reservar una cuota de ciclos para el aplanamiento programado del pico y otra franja exclusiva para la mitigación de contingencias intempestivas de red, criterios que se abordarán en el Capítulo 6.

Régimen de Penalizaciones

El diseño regulatorio del programa transfiere el riesgo tecnológico y de disponibilidad de potencia de forma íntegra hacia el inversor privado. El esquema de multas e infracciones se caracteriza por una severidad elevada, buscando garantizar que la capacidad contratada se encuentre efectivamente disponible durante las horas de mayor vulnerabilidad sistémica.

De acuerdo con las disposiciones de la Circular N° 2 del Pliego [81], la penalización horaria (PEN_h) ante eventos de indisponibilidad no programada se formula mediante la siguiente expresión:

$$PEN_h = K_h \times P_{contratada}$$

Donde el factor de penalización (K_h) opera como una variable escalar cuyo valor se incrementa en correlación directa con la gravedad del déficit operativo que experimente el sistema en el instante de la falla del BESS:

- **350 \$USD/MWh:** Aplicable en bloques horarios caracterizados por registrar un déficit en los márgenes de reserva operativa del SADI.
- **750 \$USD/MWh:** Aplicable en horas donde se verifiquen restricciones forzadas de demanda en magnitudes inferiores al 10% de la carga del nodo.
- **1.500 \$USD/MWh:** Aplicable en ventanas críticas asociadas a eventos de cortes de demanda superiores al 10% del área metropolitana.

Este esquema de sanciones presenta la ventaja de alinear firmemente el incentivo financiero del operador privado con el resguardo de la seguridad del suministro público. Sin embargo, introduce la desventaja de exponer al proyecto a un elevado riesgo de

penalización impositiva ante fallas fortuitas del hardware o degradaciones del sistema de refrigeración durante olas de calor extremo.

5.3 Perspectiva de Mediano y Largo Plazo: Evaluación del Programa ALMA SADI

La implementación del programa ALMA GBA se evalúa fundamentalmente como la fase inicial o "punta de lanza" de una estrategia de planificación eléctrica de alcance superior. Sobre la base de las directrices de mediano plazo del organismo encargado del despacho (CAMMESA) y las proyecciones de normalización del Mercado Eléctrico Mayorista, se analiza la conveniencia de expandir la capacidad de almacenamiento bajo un nuevo paradigma de gestión federal denominado ALMA SADI.

Federalización del Recurso y Escala del Proyecto

A diferencia de la etapa fundacional, condicionada por la emergencia operativa de las distribuidoras del Área Metropolitana de Buenos Aires, la transición hacia el esquema ALMA SADI sugiere una federalización de la tecnología, extendiendo su alcance técnico a la totalidad de las jurisdicciones provinciales del interconectado.

- **Escala y Periodicidad:** Desde una perspectiva de planificación adaptativa, el análisis técnico sugiere la conveniencia de estructurar convocatorias nacionales para un bloque de potencia estimado en 700 MW. Se evalúa como una ventaja regulatoria sustituir los eventos de licitación únicos por un esquema de Rondas Semestrales. Esta alternativa presenta la ventaja de permitir incorporar "Confiabilidad Adicional" de manera escalonada en concordancia con la evolución real de la demanda futura, mitigando la desventaja de incurrir en sobrecapacidades o inversiones redundantes antes de que se materialicen los escenarios de saturación.
- **Cambio de Contraparte Contractual:** El cambio conceptual más significativo radica en la figura jurídica del comprador. En el esquema ALMA SADI, el BESS deja de ser evaluado como un activo contratado de forma bilateral por una Distribuidora local para transformarse normativamente en un **"Servicio para el Mercado"**. Bajo este modelo, el costo de disponibilidad del almacenamiento es absorbido de forma prorrateada por la totalidad de los Agentes del MEM. Esta estructura presenta la ventaja de reconocer que los beneficios técnicos aportados por la batería (tales como la estabilidad dinámica de frecuencia, el soporte de tensión regional y la consecuente reducción de los precios marginales locales) son ubicuos y derraman sobre la eficiencia global del sistema.

- **Criterio de Localización Territorial:** La asignación de nodos de conexión continuará respondiendo a señales de saturación y zonificación topológica por colores. Sin embargo, el esquema sugiere la ventaja de incorporar la participación activa de los entes de planificación provinciales. Esta colaboración descentralizada facilita la identificación de restricciones de transporte regionales específicas en redes de 132 kV que hoy obligan al operador a incurrir en la desventaja de despachar generación térmica forzada ineficiente o a aplicar vertimientos crónicos sobre parques renovables locales.

Nueva Operatoria Técnica: El Despachador de Almacenamiento y Mercado de Servicios

La incorporación masiva de sistemas BESS distribuidos en el SADI exige la estructuración de procedimientos operativos y rutinas de cálculo inexistentes en la normativa actual. El análisis de la gestión de redes complejas sugiere la conveniencia de institucionalizar la figura del **"Despachador de Almacenamiento"** dentro de la estructura técnica del OED, asignándole funciones específicas orientadas a la administración de recursos bidireccionales:

A. Gestión de Inventario Energético ("Bombeo Distribuido")

A diferencia de los despachos térmicos convencionales, los cuales se programan basándose de forma unívoca en la disponibilidad de potencia y combustible, la operación de ALMA SADI requiere regirse bajo la lógica analizada de Recursos Limitados en Energía.

- *Procedimiento Operativo:* Se sugiere que los agentes comercializadores tengan la obligación de reportar en tiempo real el SOC de sus bancos de celdas a través del SOTR. El Despachador de Almacenamiento evaluará estos activos de manera agregada, asimilándolos funcionalmente a una Central de Bombeo Distribuida. El algoritmo programará las consignas de carga (absorción de potencia) durante los valles de demanda nocturnos o en coincidencia con el cenit de generación solar (mediodía), ordenando la descarga durante las ventanas de demanda máxima.
- *Restricción por Validación Nodal:* A diferencia de una central de bombeo hidráulica concentrada, este esquema distribuido introduce la necesidad de ejecutar validaciones topológicas locales previas a cada maniobra. El software/mecanismo de despacho deberá verificar, mediante factores de sensibilidad, que los flujos de corriente inducidos por la carga o descarga del BESS no saturen los transformadores ni vulneren las restricciones térmicas de la red de distribución

troncal local, balanceando el beneficio macroeconómico con la seguridad física de los nodos de conexión.

B. Mercado de Servicios Auxiliares (Ancillary Services)

Bajo las tendencias regulatorias orientadas a la normalización de precios (marcada por la proyección de la Resolución 400), la remuneración del BESS sugiere evolucionar desde un pago único por capacidad firme hacia la monetización de prestaciones técnicas avanzadas, donde la electrónica de potencia presenta ventajas de desempeño frente a las máquinas rotantes síncronas:

- **Regulación de Frecuencia (RPF/RSF):** El esquema operativo actual conlleva la desventaja de requerir que las turbinas térmicas operen de forma continua en régimen "desbiasado" (por debajo de su capacidad máxima) para reservar margen de subida ante desvíos de frecuencia. Esta práctica introduce ineficiencias de consumo específico y eleva los costos de producción. Las baterías ofrecen la ventaja de inyectar o absorber potencia activa en milisegundos ante variaciones del balance carga-generación. Sin embargo, para evitar la desventaja de una degradación prematura de los electrodos por micro-ciclado continuo ante el "ruido" normal de la red, el análisis técnico sugiere no someter al BESS a la regulación primaria clásica. Resulta conveniente evolucionar hacia servicios de **Respuesta Rápida de Frecuencia (FFR)** configurados con bandas muertas amplias. En este rol, el BESS no persigue fluctuaciones menores, sino que opera como un amortiguador instantáneo ante contingencias severas, inyectando potencia para frenar la rampa de caída (RoCoF) y brindar el margen de tiempo necesario para la entrada en régimen de los gobernadores mecánicos de las centrales térmicas convencionales [82].
- **Sustitución de Reserva Rotante (Spinning Reserve):** Para salvaguardar la seguridad del SADI ante fallas intempestivas (contingencias N-1), el operador recurre actualmente a un despacho preventivo que altera el orden de mérito económico. Esta política impone la desventaja de mantener unidades térmicas girando en vacío al "Mínimo Técnico" y centrales hidroeléctricas operando con un número excesivo de turbinas sincronizadas para un bajo nivel de carga, exponiendo los rodets a fenómenos de cavitación y vibraciones que aceleran su mantenimiento. Asimismo, para sostener esta reserva rotante, se reduce la potencia hidráulica en las horas pico, forzando el ingreso de generación térmica diésel costosa y obligando a erogar el agua excedentaria durante los valles, lo cual induce ciclos de arranque y parada ineficientes en el parque térmico de base. La opción de

proveer esta reserva mediante BESS presenta la ventaja de mantener el activo en estado de espera con costo variable cero y cero emisiones. La batería puede reemplazar funcionalmente a la reserva rotante térmica y a la reserva hidráulica subutilizada, cobrando un cargo por "Disponibilidad de Reserva Rápida". Esta alternativa genera un ahorro sistémico significativo al permitir apagar máquinas térmicas ineficientes y optimizar la gestión del recurso hídrico estacional en las grandes cuencas.

- **Soporte de Tensión Nodal:** Al encontrarse distribuidos de forma capilar cerca de los centros de consumo y en los extremos de las líneas de subtransmisión, los inversores de los BESS ofrecen la ventaja de gestionar la potencia reactiva localmente. El PCS puede inyectar o absorber MVAR bajo demanda del centro de control regional, operando como un compensador estático (STATCOM virtual) para estabilizar perfiles de tensión en nodos de alta fluctuación inductiva, optimizando la capacidad de transporte neta de los corredores zonales sin incurrir en desgaste electroquímico [84].

6 Análisis de Impacto y Distribución Topológica de Proyectos BESS en el AMBA

6.1 Panorama de los Proyectos BESS ALMAGBA Adjudicados

El análisis del proceso de incorporación de sistemas BESS en el Área Metropolitana de Buenos Aires sugiere una estrategia de despliegue orientada a mitigar contingencias locales mediante la adjudicación de múltiples proyectos distribuidos en nodos críticos. De acuerdo con los registros institucionales de la convocatoria, doce propuestas se encuentran en etapas avanzadas de tramitación contractual, habiendo completado el proceso administrativo formal de firma de contrato un bloque de ocho proyectos base [85].

La evaluación de la distribución geográfica y eléctrica de estas unidades confirma que la capacidad se distribuye entre las áreas de concesión de los agentes distribuidores EDENOR S.A. y EDESUR S.A., vinculándose directamente en el nivel de subtransmisión de 132 kV. Entre los sistemas de mayor envergadura contemplados en el pliego, se destacan el BESS Nuevo Puerto (Central Puerto) y el BESS Matheu (MSU Energy), ambos con una potencia nominal adjudicada de 150 MW dentro de la jurisdicción técnica de EDENOR, seguidos por el proyecto BESS Alma Sur (Central Dock Sud) con una capacidad de 90 MW en el área operativa de EDESUR.

El análisis de la distribución espacial permite evaluar las ventajas de este esquema de implantación:

- **Ventajas de la Localización Aguas Abajo:** Al posicionar los centros de almacenamiento en las proximidades inmediatas de los centros de gran concentración de carga y de los corredores de transformación más exigidos del anillo metropolitano, se reduce el factor de carga de los transformadores de interconexión de 500/220 kV y se optimiza el perfil de tensiones nodales local.
- **Desventajas Asociadas a la Red Mallada:** La inserción de potencias elevadas (como bloques de 150 MW) en subestaciones de 132 kV densamente malladas introduce desafíos térmicos secundarios, puesto que los flujos inyectados no se evacúan de manera unidireccional, sino que se distribuyen por las ramas adyacentes de acuerdo con sus reactancias, pudiendo saturar vínculos locales.

Proyecto y Empresa	Distribuidor	Potencia Adjudicada [MW]
04 - BESS CHINGOLO SULL - SULLAIR	EDESUR	24
11 - BESS ALMA SUR - CDOCKSUD	EDESUR	90
25 - BESS COSTANERA - CCOSTANERA	EDESUR	55
26 - BESS NUEVO PUERTO - CPUERTO	EDENOR	150
08 - BESS PILAR - EDS3	EDENOR	50
09 - BESS PARQUE - EDS3	EDENOR	50
10 - BESS SAN FERNANDO - ALUAR	EDENOR	30
12 - BESS GLEW - ROWING	EDESUR	22
15 - BESS MATHEU - MSU	EDENOR	150
16 - BESS ORO VERDE - MSU	EDENOR	30
21 - BESS MASCHWITZ - GENNEIA	EDENOR	40
24 - BESS BROWN - ROWING	EDESUR	22

6.2 Metodología de Evaluación Estática: Herramientas y Factores de Sensibilidad

PROYECTO FINAL Joaquin Cinalli, Emiliano Diodati Página 74 de 188

state). No obstante, introduce la desventaja de omitir el comportamiento transitorio no lineal del sistema y las oscilaciones dinámicas de frecuencia y ángulo de fase ante fallas de cortocircuito, centrándose exclusivamente en el balance final de flujos de potencia activa y reactiva.

La herramienta se construyó a partir de la extracción de datos de flujos de potencia simulados en la plataforma PSS/E, utilizando el modelo completo de la red del SADI para las demandas extremas proyectadas. A partir de estas simulaciones de base, se calcularon los factores de sensibilidad de cada nodo de almacenamiento respecto a las líneas y transformadores críticos del AMBA.

Técnicamente, un Factor de Sensibilidad (S_{li}) se define como la derivada parcial de una variable de flujo o estado de la red respecto a una variable de control (en este caso, la inyección nodal de potencia activa de un BESS), evaluada en un punto de operación o equilibrio predeterminado (P_0) [86]. Matemáticamente, representa el coeficiente linealizado que relaciona un cambio incremental en la inyección de potencia en un nodo i con la variación neta resultante en el flujo de una rama l :

$$S_{li} = \frac{\partial(\text{Variable de Red } l)}{\partial(\text{Inyección en Nodo } i)} \approx \frac{\Delta \text{Flujo}}{\Delta P}$$

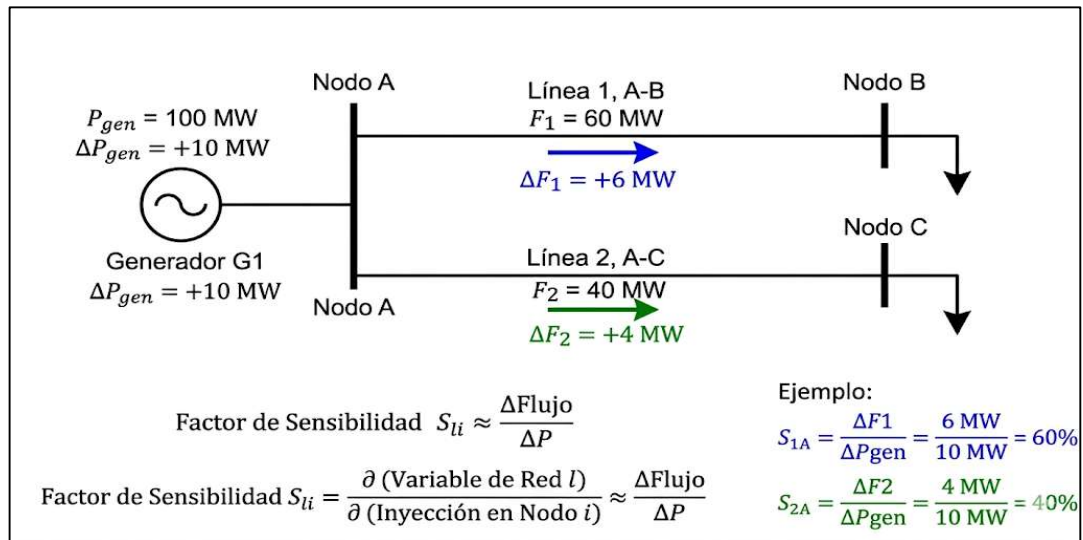


Figura 6-2 - Diagrama unifilar ilustrativo del principio de distribución de los factores de sensibilidad en una red eléctrica de potencia.

Para ejemplificar la aplicación práctica de esta formulación, se evalúa un escenario donde un incremento de inyección de potencia activa de $\Delta P_{gen} = +10 \text{ MW}$ en un Nodo A se distribuye a través de las ramas acopladas en función de sus impedancias equivalentes. Si este estímulo genera un incremento de flujo de +6 MW en la Línea 1 y de +4 MW en la

Línea 2, el cálculo matemático determina que los factores de sensibilidad correspondientes son $S_{1A} = 0,6$ (o 60%) y $S_{2A} = 0,4$ (o 40%), respectivamente.

El análisis de sensibilidad del sistema eléctrico para la evaluación de los BESS se desagrega en dos dimensiones técnicas principales de acuerdo con la variable de control bajo estudio [87]:

- **Factores de Distribución de Potencia de Transferencia (PTDF):** Cuantifican la variación del flujo de potencia activa en una línea o transformador ante una modificación unitaria de la potencia activa inyectada en un nodo determinado. Su formulación matemática se sustenta sobre la matriz de susceptancia nodal (β), abstrayendo puramente la conectividad topológica y las reactancias del sistema (enfoque de flujo de carga de CC).
- **Sensibilidad de Tensión (V-Q):** Evalúa el cambio en el módulo de la tensión nodal ante variaciones en la inyección de potencia reactiva. Estos coeficientes se extraen de la inversa de la submatriz Jacobiana del sistema (J_{QV}^{-1}), permitiendo analizar la efectividad del PCS del BESS para operar como soporte de tensión.

La viabilidad operativa y la consistencia matemática de la planilla estática diseñada reposan sobre la aplicación del **Principio de Superposición**. Este teorema establece que, en un sistema linealizado, la respuesta total producida por múltiples estímulos simultáneos es equivalente a la suma algebraica de las respuestas que cada estímulo generaría si actuara de forma aislada.

Al ser aplicados a la ingeniería de sistemas de potencia, los factores de sensibilidad permiten expresar la variación total de flujo en un elemento de red específico (y) ante el despacho simultáneo de múltiples proyectos BESS mediante la siguiente sumatoria:

$$y = \sum_{i=1}^n S_i \cdot \Delta P_i$$

Donde S_i es el factor de sensibilidad (PTDF) correspondiente al nodo i , y ΔP_i es la inyección de potencia del BESS en dicho nodo.

La adopción de este enfoque linealizado presenta la ventaja fundamental de dotar al operador de una herramienta de screening rápido, viabilizando el cálculo inmediato de escenarios de red complejos mediante operaciones matriciales directas. La desventaja de esta metodología radica en que pierde precisión a medida que el sistema se aleja del punto de operación inicial (P_0), desestimando las variaciones en las pérdidas de transmisión y los acoplamientos no lineales entre potencia activa y tensiones, factores que requerirían

flujos de potencia iterativos completos (como los algoritmos de Newton-Raphson o Gauss-Seidel).

6.3 Identificación de Vínculos Críticos y Ranking de Impacto Nodal

El análisis histórico de los datos de despacho de CAMMESA revela una brecha estructural significativa en la evolución del SADI. Durante el período comprendido entre 2010 y 2024, la potencia instalada en la región compuesta por el Gran Buenos Aires, la provincia de Buenos Aires y el Litoral (GBA-BAS-LIT) experimentó un crecimiento absoluto de 8.649 MW, ascendiendo de 12.254 MW a 20.903 MW, lo cual representa un incremento relativo del 70.6% [88].

No obstante, la evaluación de la localización de esta nueva generación expone una asimetría crítica para el transporte:

- **Déficit de Potencia Firme Local en el AMBA:** De la capacidad total adicionada, solo aproximadamente 380 MW se instalaron de manera directa dentro del área de control del GBA, mientras que la demanda máxima requerida en dicho nodo residencial e industrial escaló en más de 2.500 MW en el mismo horizonte temporal.
- **Desventajas de la Centralización de Oferta en PBA:** La mayor parte del parque generador se incorporó en el resto de la provincia de Buenos Aires (PBA). Esta configuración obligó al sistema a elevar de forma sostenida los volúmenes de importación de energía a través de los corredores de 500 kV y a incrementar el despacho preventivo de generación local forzada por saturaciones topológicas.

Adicionalmente, el análisis del parque generador remanente en el GBA devela una alta vulnerabilidad: cerca de 1.300 MW de la capacidad local corresponden a centrales de turbovapor (TV) de larga data con elevados consumos específicos. Descontando las adiciones renovables intermitentes, el área metropolitana no incorporó nueva potencia firme de base, lo que acentúa la necesidad de disponer de recursos de respuesta rápida.

Por el lado de la demanda, la potencia máxima requerida en el pico del sistema nacional pasó de 20.843 MW a 29.653 MW (un incremento del 42%, equivalente a 8.810 MW adicionales). Al contrastar esta exigencia con la oferta real, el análisis sugiere considerar que la disponibilidad media ponderada del parque generador se ubica en torno al 75% debido a indisponibilidades programadas y fallas forzadas [88]. Este margen de potencia disponible experimenta mermas severas adicionales debido a factores de entorno, tales como la pérdida de eficiencia térmica en turbinas de gas por elevadas

temperaturas en verano o las restricciones físicas en el suministro de gas natural durante el invierno, que obligan a realizar cambios de combustibles hacia gasoil o fueloil caros.

Respecto a la red de transporte, entre 2010 y 2024 la longitud de las líneas de transmisión en la región Buenos Aires se expandió de 6.110 km a 7.047 km (un incremento del 15.3%), manifestando un desarrollo moderado frente a la dinámica de la demanda. El análisis de esta expansión confirma que el refuerzo se concentró de forma casi exclusiva en el nivel de subtransmisión de 132 kV, el cual adicionó 938 km (un crecimiento del 16.9%). En contraste, los niveles de alta capacidad de 220 kV y 500 kV no registraron variaciones en su longitud total [88]. Este comportamiento sugiere que la planificación se orientó principalmente a mejorar la distribución troncal regional y la capacidad de evacuación capilar, omitiendo ampliaciones de gran escala en la infraestructura de transmisión superior.

Como consecuencia de este retraso relativo de la red frente al incremento de la carga, los registros de supervisión técnica de SACME confirman que se ha vuelto un imperativo operativo restringir o topar la potencia inyectada en nodos específicos durante bloques horarios de alta exigencia para evitar la saturación térmica de los conductores. Un caso testigo de esta limitación operativa afecta directamente al nodo de emplazamiento del proyecto BESS Nuevo Puerto, cuya capacidad de evacuación se encuentra transitoriamente restringida por la saturación de las ternas de cables que vinculan dicha central con la Subestación Aguas.

Al evaluar este escenario con la matriz de conectividad de SACME, se ratifica que el exceso de inyección local de potencia activa en el denominado *subsistema violeta* —el cual evacua la energía proveniente de las unidades térmicas CEPUTV10, NPUETV05 y NPUETV06— induce sobrecargas por encima del 100% de la capacidad de diseño en tres vínculos de transmisión de alta criticidad en el casco urbano:

- **Cable 160:** Corredor de vinculación Nuevo Puerto → Aguas.
- **Cable 150:** Corredor de vinculación Nuevo Puerto → Vicente López.
- **Cable 158:** Corredor de vinculación Nuevo Puerto → Libertador.

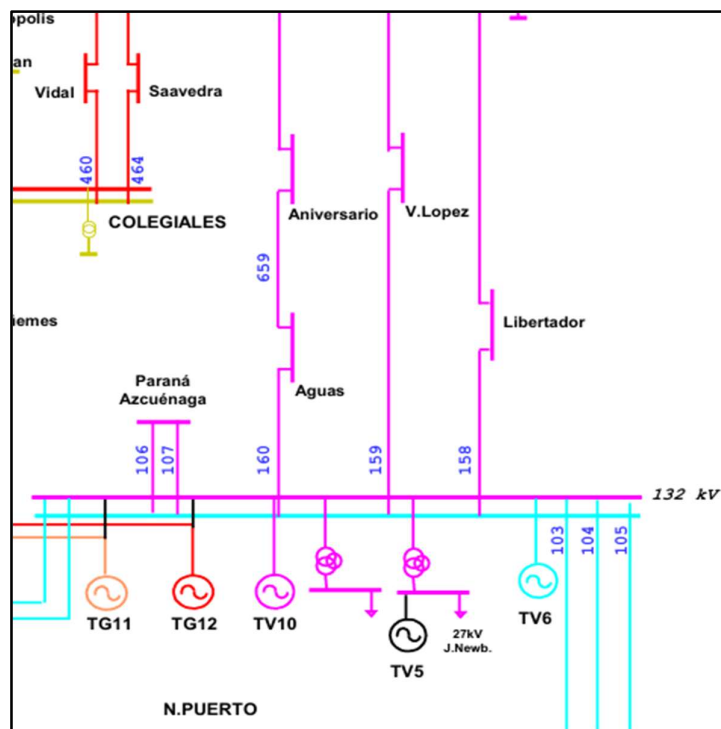


Figura 6-2. Zona de saturación de la red de SACME.

Frente a esta vulnerabilidad topológica, se utilizó la herramienta analítica de sensibilidad desarrollada para evaluar, durante el período de pico térmico invernal, los factores de carga de estos elementos críticos y estimar el impacto neto de los proyectos BESS sobre la red.

LÍNEAS	TRANSFORMADORES
BOSQUES - F. VARELA	A. BROWN1 220.0 kV 1
DOCK. SUD - CORINA	ABASTO 500 Kv 1
DOCK SUD - ESCALADA 1	BOSQUES 220.0 kV 3
EZEIZA - EL PINO 1	CASANOV2 220.0 kV 2
MALAYER2 - ROTONDA 2	COSTANER2 220.0 kV 2
MORON - ARA SAN JUAN 1	EZEIZA 220.0 Kv 13
MORON2 - MALAYER 1	EZEIZA 500 Kv 3
NUEVO PUERTO - AGUAS	EZEIZA 500 Kv 7
PI RODRIGU2 - PI MANZONE	MORON 1 220.0 kV 2
RODRIGUEZ2 - MATHEU2 2	PMORENO1 220.0 kV 1
RODRIGUEZ2 - MORON 2	RODRIGUEZ 500.0 kV 1
-	RODRIGU1 220.0 kV 5
-	TALAR 220.0 kV 2
-	ZAPPALO2 220.0 kV 2

Tabla 6-2. Detalle de las líneas, cables y transformadores de potencia críticos bajo análisis estático de cargabilidad.

A través de la matriz de coeficientes PTDF, el algoritmo calcula el impacto consolidado de cada proyecto de almacenamiento, ordenando las unidades según su capacidad neta

para aliviar o cargar los vínculos en estudio. Los resultados sugieren que los proyectos de mayor potencia nominal adjudicados coinciden con aquellos que presentan los mayores factores de sensibilidad cruzada, confirmando la conveniencia de parametrizar sus consignas de despacho de manera coordinada para optimizar la capacidad de transporte disponible en el AMBA.

Proyecto	ET	Potencia Ofertada [MW]	Suma de Impacto [MW]
PA NUEVO PUERTO	N.PUE.VI 132.00	150	-136
MSU BESS Matheu	MATHEU 2 220.00	150	-109
BESS Pilar EDS3	PILAR.BA 132.00	50	-59
BESS PARQUE EDS3	PARQUE 132.00	50	-59
Costanera (132 kV)	COST.NAR 132.00	55	-50
BESS CHINGOLO SULL - SULLAIR	CHINGOLO 132.00	24	-48
Alma Sur	DOCK.BLA 132.00	90	-44
MSU Bess Oro Verde	OROVERDE 132.00	30	-42
BESS S.FERNANDO 13,2 kV - ALUAR	S. FERNAN 132.00	30	-37
BESS MASCHWITZ 33 kV	MASCHWIT 132.00	40	-29
ALMACENAMIENTO ALMAGBA	GLEW 132.00	22	-20
ALMACENAMIENTO ALMAGBA	A. BROWN1 132.00	22	-20

Tabla 6-3: Ranking de impacto nodal consolidado y efecto topológico sugerido para los principales proyectos BESS adjudicados bajo el programa ALMA GBA.

6.4 Casos de Estudio: Análisis de los Proyectos de Mayor Influencia

El análisis metodológico de sensibilidad se circunscribe de forma selectiva a aquellos elementos de la red donde la inyección de las unidades BESS induce variaciones de magnitud significativa. Omitir aquellos nodos y vínculos donde el almacenamiento registra un impacto despreciable presenta la ventaja de optimizar la densidad analítica del estudio, permitiendo focalizar el escrutinio técnico exclusivamente en los corredores críticamente modificados.

A partir del ranking indexado en las secciones precedentes, se sugiere concentrar la evaluación detallada en cuatro proyectos determinantes por su potencia nominal y peso eléctrico relativo dentro de la red de subtransmisión: BESS Nuevo Puerto, MSU BESS Matheu, BESS Pilar EDS3 y BESS Parque EDS3.

6.4.1 Eficiencia Nodal y Optimización de Despacho (El Caso Rodríguez)

El primer caso de estudio se focaliza en el nodo de transformación de la ET Rodríguez, tipificado actualmente como uno de los puntos con mayor exigencia térmica y menor margen de seguridad estática del SADI dentro del área metropolitana.

- **El Escenario Base:** Al evaluar las proyecciones de demanda máxima invernal en ausencia de infraestructura de almacenamiento, el transformador de potencia de la ET RODRÍGUEZ (500/220/132kV Trafo 1) exhibe un estado de carga crítico estimado en el 104% de su capacidad nominal en régimen permanente. Operar de forma sostenida por encima del límite térmico de diseño conlleva la desventaja de acelerar el envejecimiento prematuro de los aislamientos celulósicos del equipo por sobrecalentamiento y, fundamentalmente, eleva de forma inadmisible la probabilidad de actuación intempestiva de las protecciones de respaldo, un escenario crítico que derivaría en eventos severos de Energía No Suministrada (ENS).
- **La Intervención y Optimización:** El análisis de la matriz de susceptancia linealizada permite identificar que los proyectos BESS Nuevo Puerto y BESS Matheu registran los factores de sensibilidad más favorables sobre este nodo de transformación debido a su acoplamiento eléctrico. Frente a la alternativa tradicional de simular una inyección ciega o masiva a potencia nominal plena —la cual presentaría la desventaja de agotar anticipadamente el inventario energético limitado de las celdas—, el análisis sugiere formular un problema de optimización operativa: determinar la consigna de despacho mínimo necesario para retornar al transformador a umbrales de cargabilidad seguros (<100%).
- **Resultados y Alivio Topológico:** Los resultados obtenidos a través del modelo linealizado sugieren que no resulta indispensable demandar la capacidad total de los inversores. Una consigna de despacho coordinada de solo 121.5 MW distribuidos entre las unidades con sensibilidad positiva (lo cual representa aproximadamente el 15% de la capacidad nominal instalada conjunta de los proyectos en la zona) se evalúa como suficiente para inducir una reducción directa de 27 MW sobre el flujo neto del transformador en estudio.

DATOS	TRANSFORMADOR
	RODRIGUEZ 500.0 kV 1
CARGA [MVA]	830
RATE [MVA]	800
PORCENTAJE CARGA [%]	104%
CAMBIO [MW]	-27
CAMBIO RELATIVO [%]	-3%
RESULTADO [MW]	803
PORCENTAJE CARGA [%]	100%

Tabla 6-5. Resultados de transformador Rodriguez con despacho mínimo.

BESS					TRANSFORMADOR
ID OFERTA	Proyecto	ET (132 kV)	Potencia Ofertada [MW]	Potencia Despachada [MW]	RODRIGUEZ 500.0 kV 1
1	BESS ORO VERDE 13,2 kV - BAESA	OROVERD	80	12	0
2	PA Burzaco	A.BROWN1	10	1,5	0
3	Alma Brown	A.BROWN	15	2,25	0
4	BESS CHINGOLO SULL - SULLAIR	CHINGOLO	24	3,6	0
5	BESS ORO VERDE 13,2 kV - SULLAIR	OROVERDE	30	4,5	0
6	BESS MANZONE 13,2 kV - SULLAIR	MANZONE	40	6	-1
7	BESS PARQUE 33 kV - SULLAIR	PARQUE	50	7,5	-2
8	BESS Pilar EDS3	PILAR.BA	50	7,5	-2
9	BESS PARQUE EDS3	PARQUE	50	7,5	-2
10	BESS SAN FERNANDO 13,2 kV - ALUAR	S.FERNAN	30	4,5	-1
11	Alma Sur	DOCK.BLA	90	13,5	0
12	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	GLEW	22	3,3	0
13	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	P.MOREN1	18	2,7	0
14	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	SAN VICENTE	35	5,25	0
15	MSU BESS Matheu(220kV)	MATHEU 2	150	22,5	-5
16	MSU Bess Oro Verde	OROVERDE	30	4,5	0
17	MSU BESS Alte. Brown	A.BROWN1	150	22,5	0
18	BESS CT PILAR 132 kV	CTPILAR	50	7,5	-2
19	BESS PARQUE 33 kV	PARQUE	50	7,5	-2
20	BESS PILAR 33 kV	PILAR.BA	50	7,5	-2
21	BESS MASCHWITZ 33 kV	MASCHWIT	40	6	-1
22	BESS BANCALARI 13,2 kV	BANCALAR	30	4,5	-1
23	BESS MANZONE	MANZONE	20	3	-1
24	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	A.BROWN1	22	3,3	0
25	Costanera (132 kV)	COST.NAR	55	8,25	0
26	PA NUEVO PUERTO	N.PUE.VI	150	22,5	-5
27	BESS PARQUE 33kV EVERYRAY	PARQUE	50	7,5	-2

Tabla 6-6: Aporte de BESS a Rodriguez.

- **Conclusión Operativa:** La aplicación de esta inyección parcial ofrece la ventaja técnica de restituir el estado de carga del transformador al 100% de su límite admisible, mitigando de forma quirúrgica la contingencia térmica sin sobredimensionar el uso del recurso. Desde la perspectiva analítica del Value Stacking, este comportamiento se considera fundamental: al resolver la restricción topológica local empleando el mínimo esfuerzo energético indispensable, el BESS presenta la ventaja de preservar el SOC remanente en el banco de celdas y la capacidad remanente en el PCS. Esta estrategia faculta al activo para permanecer disponible en modo stand-by, sugiriendo su viabilidad para proveer simultáneamente servicios de reserva rápida o regulación de frecuencia ante perturbaciones sistémicas severas de la red troncal.

6.4.2 Alivio en Vínculos de Transmisión Críticos (El Caso de la Línea BOSQUES2 132.0 kV - F.VARELA 132.0 kV A)

Mientras que los transformadores de interconexión representan cuellos de botella nodales, las líneas de alta tensión constituyen las arterias de transmisión encargadas de la distribución regional de los flujos de potencia. El segundo caso de estudio analiza la saturación longitudinal registrada en el corredor de 132 kV que vincula las subestaciones de Bosques y Florencio Varela.

- **El Escenario Base:** Durante la misma ventana de demanda pico, el flujo de potencia calculado para la línea BOSQUES2 - F.VARELA la posiciona en un nivel de cargabilidad del 106% respecto a su límite térmico admisible. A diferencia de otros nodos fuertemente mallados del anillo del AMBA, este corredor presenta una topología de acoplamiento radial con alta impedancia característica y carece de generación firme local de respaldo en el extremo de la demanda. Esta configuración introduce la desventaja de anular la efectividad del despacho forzado térmico convencional para aliviar el vínculo; por ende, operar sistemáticamente bajo condiciones de saturación térmica expone a la demanda residencial a un riesgo directo de corte de suministro por falla del conductor, confirmando una debilidad estructural en la red de subtransmisión supervisada por SACME.
- **La Intervención y el Factor de Sensibilidad:** El escrutinio de la matriz PTDF sugiere que el emplazamiento de la unidad BESS Chingolo (Sullair) resulta topológicamente ideal para mitigar este conflicto de transporte. Debido a su proximidad eléctrica y baja impedancia de acoplamiento respecto al nodo receptor,

el activo presenta un factor de sensibilidad altamente favorable sobre este vínculo específico, perfilándose como la alternativa técnica más eficiente.

- **Resultados y Alivio Topológico:** Al simular una consigna de inyección de 24 MW desde dicha unidad de almacenamiento, la distribución de flujos gobernada por las leyes de Kirchhoff actúa funcionalmente como una inyección de carga negativa en el nodo receptor. Esta acción técnica produce una descarga neta de 12 MW sobre el conductor bajo análisis, demostrando una efectividad de transferencia del 50% respecto a la potencia inyectada.

BESS				Línea BOSQUES2 132.0 kV - F.VARELA 132.0 kV A
ID OFERTA	Proyecto	ET	Potencia Ofertada y Despachada [MW]	BOSQUES - F.VARELA
1	BESS ORO VERDE 13,2 kV - BAESA	OROVERDE 132.00	80	0
2	PA Burzaco	A.BROWN1 132.00	10	0
3	Alma Brown	A.BROWN1 132.00	15	0
4	BESS CHINGOLO SULL - SULLAIR	CHINGOLO 132.00	24	-12
5	BESS ORO VERDE 13,2 kV - SULLAIR	OROVERDE 132.00	30	0
6	BESS MANZONE 13,2 kV - SULLAIR	MANZONE 132.00	40	0
7	BESS PARQUE 33 kV - SULLAIR	PARQUE 132.00	50	0
8	BESS Pilar EDS3	PILAR.BA 132.00	50	0
9	BESS PARQUE EDS3	PARQUE 132.00	50	0
10	BESS SAN FERNANDO 13,2 kV - ALUAR	S.FERNAN 132.00	30	0
11	Alma Sur	DOCK.BLA 132.00	90	0
12	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	GLEW 132.00	22	0
13	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	P.MOREN1 132.00	18	0
14	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	SAN VICENTE 132.00	35	0
15	MSU BESS Matheu	MATHEU 2 220.00	150	0
16	MSU Bess Oro Verde	OROVERDE 132.00	30	0
17	MSU BESS Alte. Brown	A.BROWN1 132.00	150	0
18	BESS CT PILAR 132 kV	CTPILAR 132.00	50	0
19	BESS PARQUE 33 kV	PARQUE 132.00	50	0
20	BESS PILAR 33 kV	PILAR.BA 132.00	50	0
21	BESS MASCHWITZ 33 kV	MASCHWIT 132.00	40	0
22	BESS BANCALARI 13,2 kV	BANCALAR 132.00	30	0
23	BESS MANZONE	MANZONE 132.00	20	0
24	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	A.BROWN1 132.00	22	0
25	Costanera (132 kV)	COST.NAR 132.00	55	0
26	PA NUEVO PUERTO	N.PUE.VI 132.00	150	0
27	BESS PARQUE 33kV EVERYRAY	PARQUE 132.00	50	0

Tabla 6-7: Aporte BESS a Línea BOSQUES - F.VARELA.

DATOS	LÍNEAS
	BOSQUES - F.VARELA
CARGA [MVA]	145
RATE [MVA]	137
PORCENTAJE CARGA [%]	106%
CAMBIO [MW]	-12
CAMBIO RELATIVO [%]	-9%
RESULTADO [MW]	133
PORCENTAJE CARGA [%]	97%

Tabla 6-8. Resultado línea BOSQUES - F.VARELA.

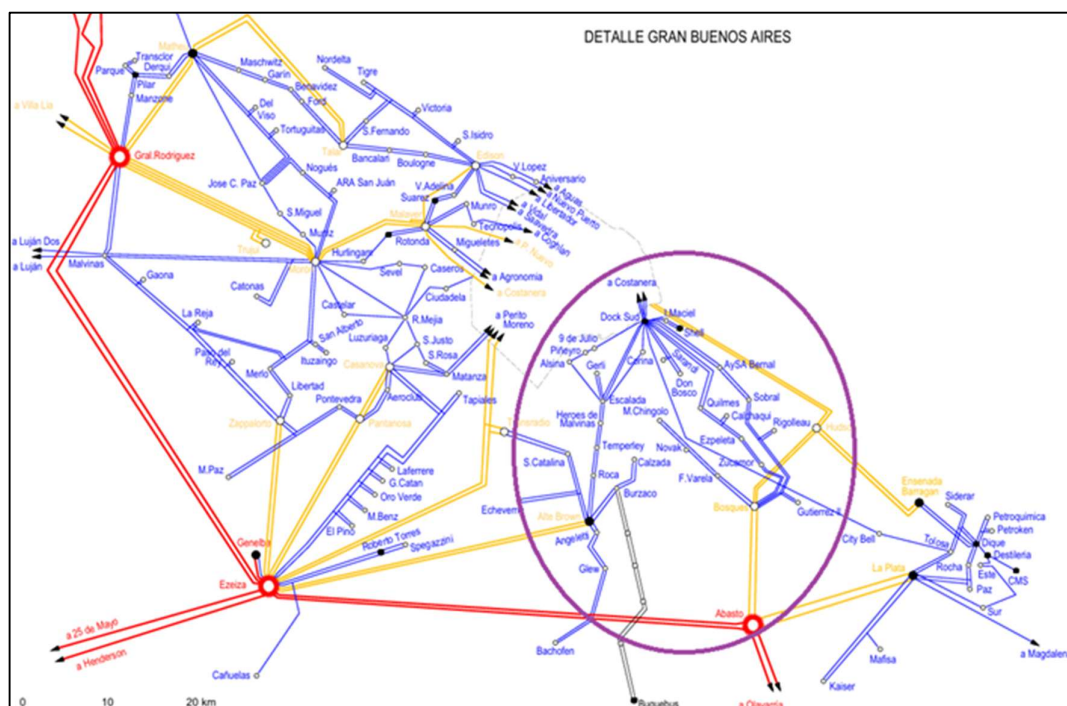


Figura 6-5: zona de BESS Chingolo SULL.

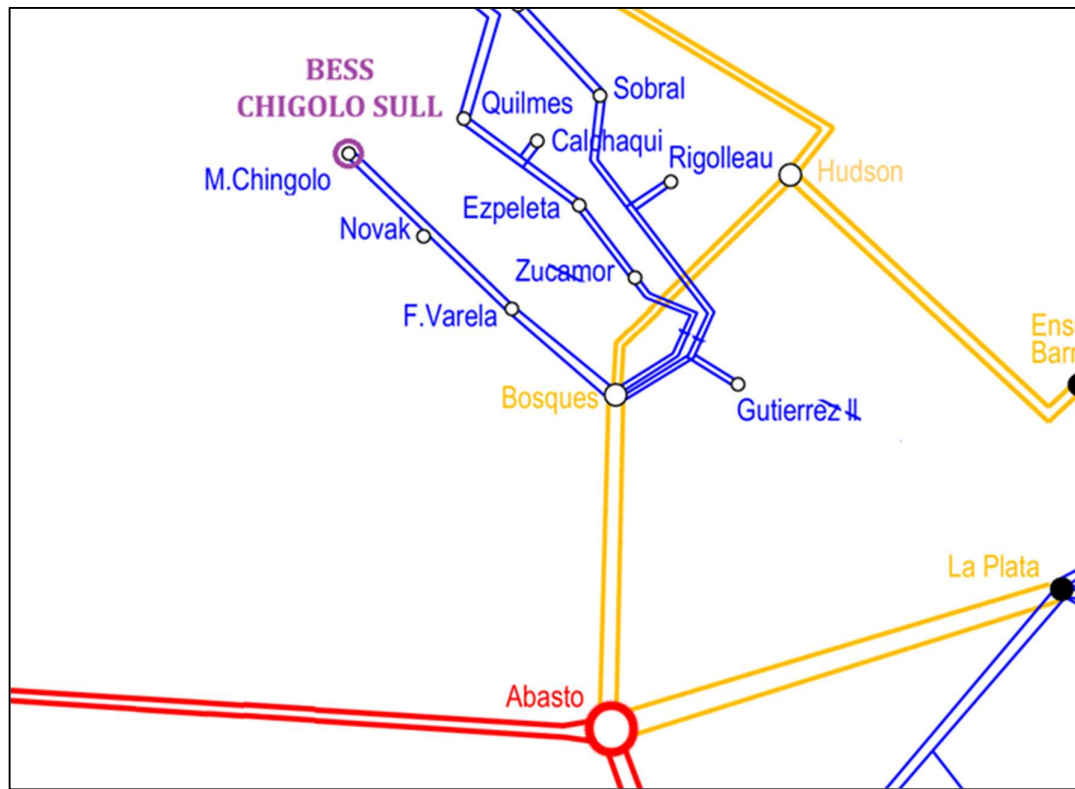


Figura 6-6. BESS CHINGOLO SULL.

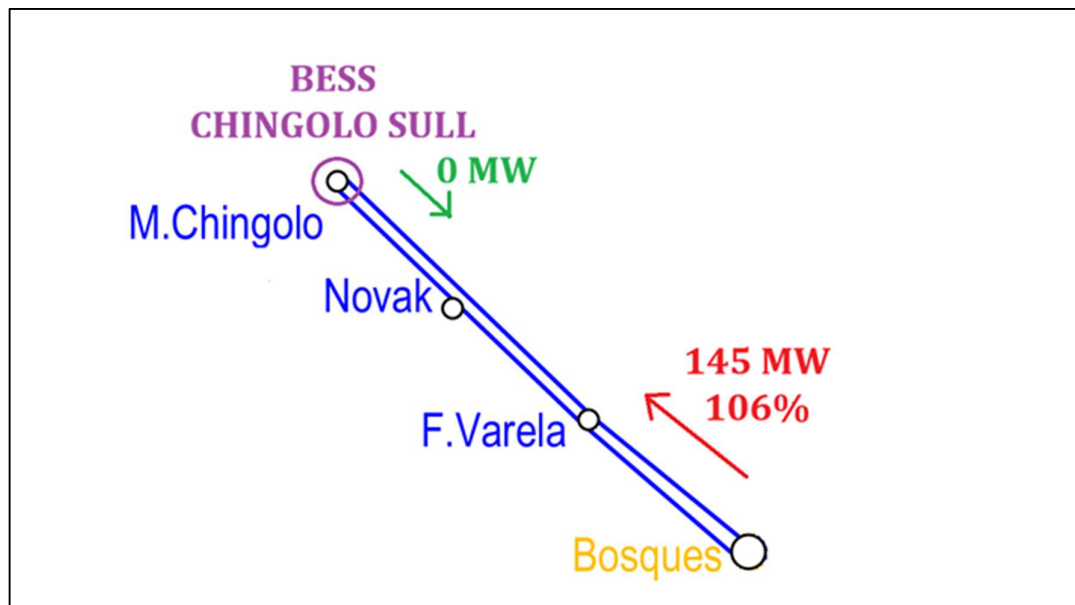


Figura 6-7. Línea Bosques F Varela sin inyección BESS.

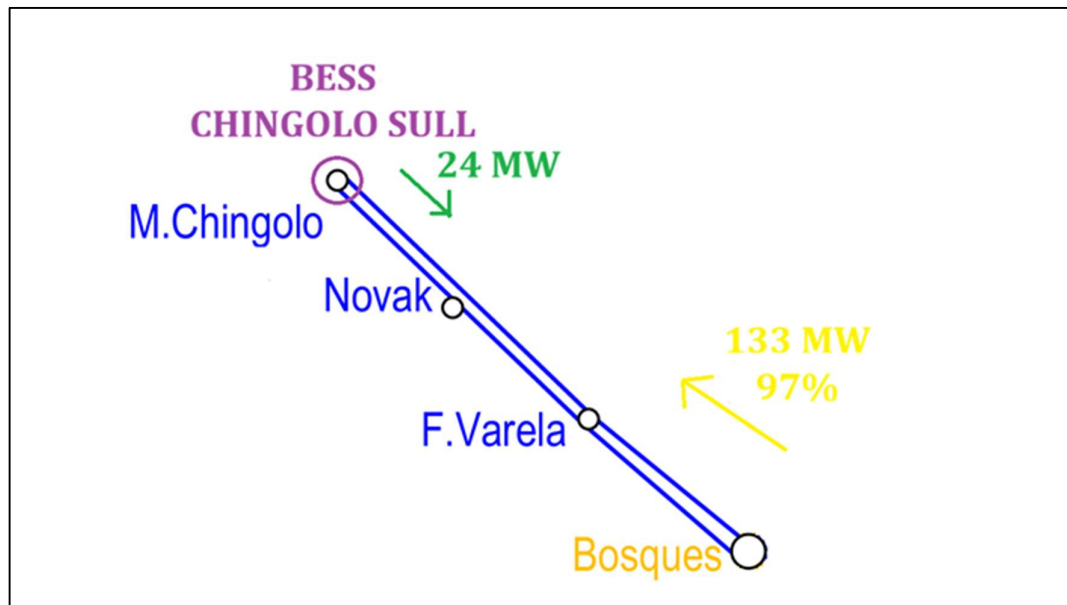


Figura 6-8. Línea Bosques F Varela con inyección BESS.

Conclusión Operativa: A partir de la inyección simulada, el estado de carga de la línea experimenta un aligeramiento significativo, reduciendo su cargabilidad del 106% al 97%. Este margen recuperado (el denominado "hueco térmico" o thermal headroom viabilizado por el BESS) sugiere una ventaja sistémica dual: por un lado, ofrece el beneficio económico de postergar inversiones intensivas en CAPEX para el tendido de nuevas ternas físicas o el recambio de conductores por tecnologías de mayor sección; por el otro, restituye capacidad estática de transporte, permitiendo que el flujo del SADI se distribuya de forma más segura hacia los centros de alta concentración de demanda del conurbano sur, mitigando sustancialmente el riesgo de cortes por causas forzadas de transporte.

Dinámica Temporal del Alivio y Gestión del Inventario Energético

Si bien la evaluación estática mediante factores de sensibilidad topológica permite cuantificar el alivio instantáneo ante inyecciones nodales, la operación real de un BESS — cuyo recurso se encuentra limitado en energía a una autonomía nominal de 4 horas— exige una validación temporal continua sobre la curva de carga diaria. Para comprender el impacto real y sostenido de la inyección, resulta conveniente analizar el flujo de potencia histórico de la Línea BOSQUES2 132.0 kV - F.VARELA 132.0 kV A durante jornadas de alta exigencia invernal.

El análisis de la evolución de las cargas sugiere un deterioro progresivo en los márgenes de seguridad del corredor. Al evaluar los registros operativos correspondientes al invierno de 2023, se observa que las sobrecargas presentaban típicamente un perfil

agudo y de corta duración, superando el límite térmico de la línea por un margen temporal relativamente estrecho.

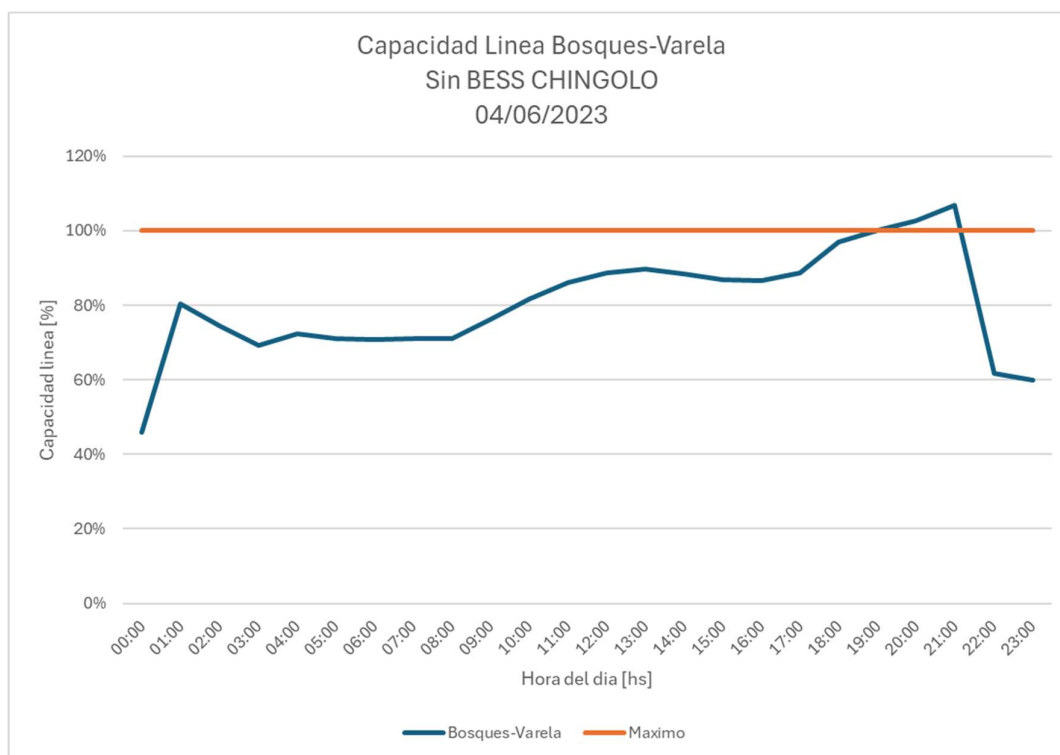


*Figura 6-9. Curva de carga diaria y flujo de potencia de la Línea BOSQUES2 - F.VARELA.
04/06/2023, invierno 2023.*

No obstante, la proyección y el análisis de la demanda hacia el invierno de 2025 evidencian un agravamiento sustancial de esta condición. Se registran eventos de saturación reiterados en días consecutivos, donde la superación de la capacidad máxima de diseño de la línea no solo es más profunda en términos de magnitud absoluta (MW), sino que exhibe un ensanchamiento temporal significativo (comportamiento de meseta), prolongando el estado de estrés térmico de la infraestructura.

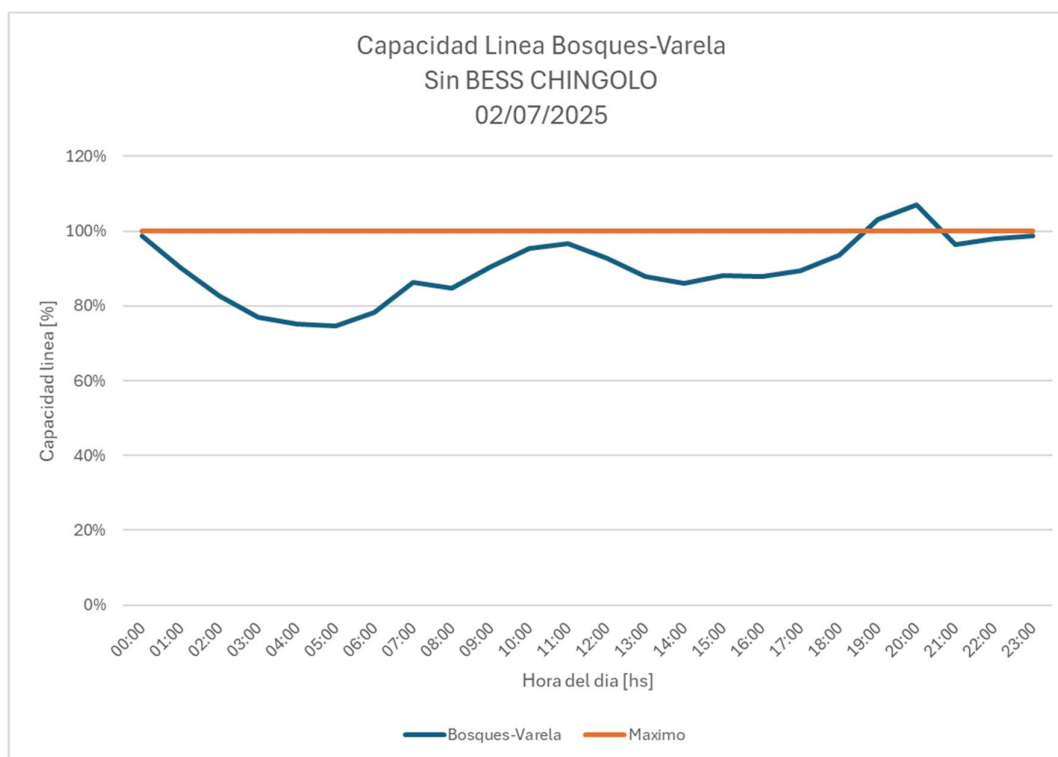
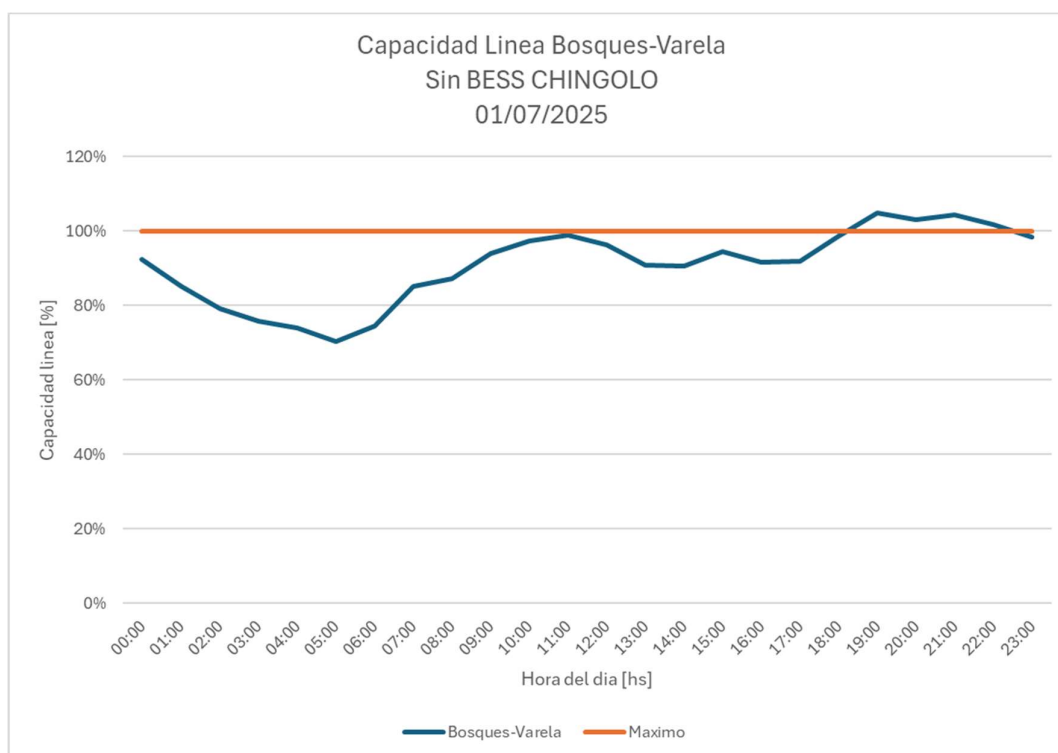
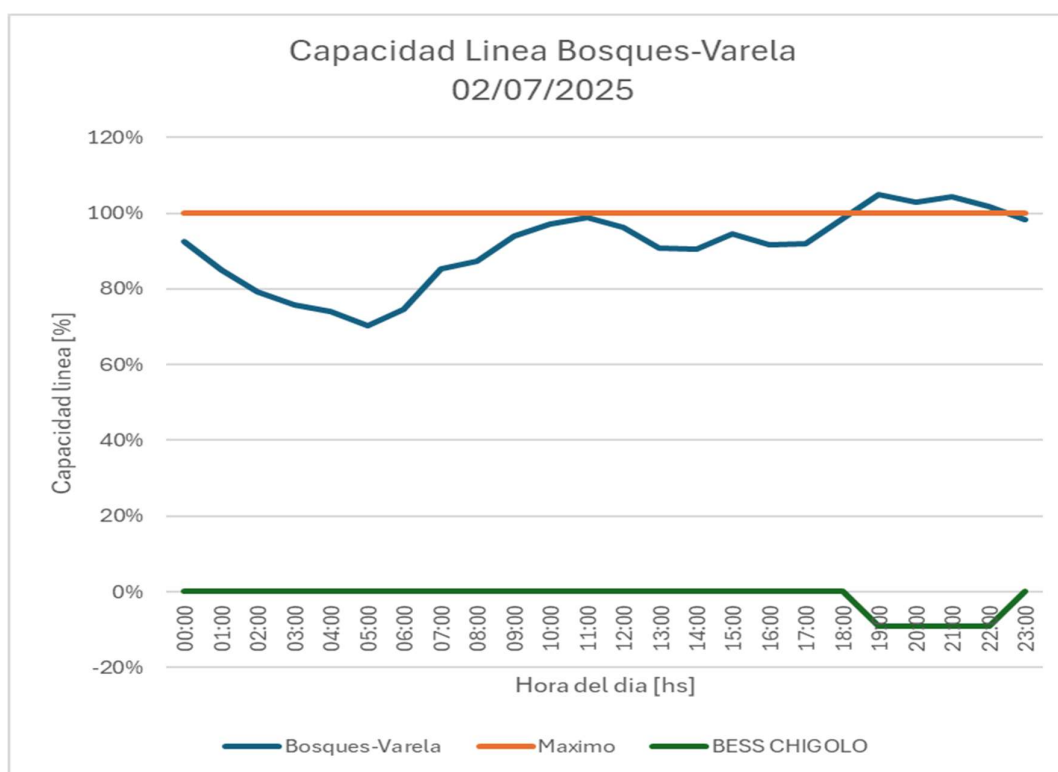
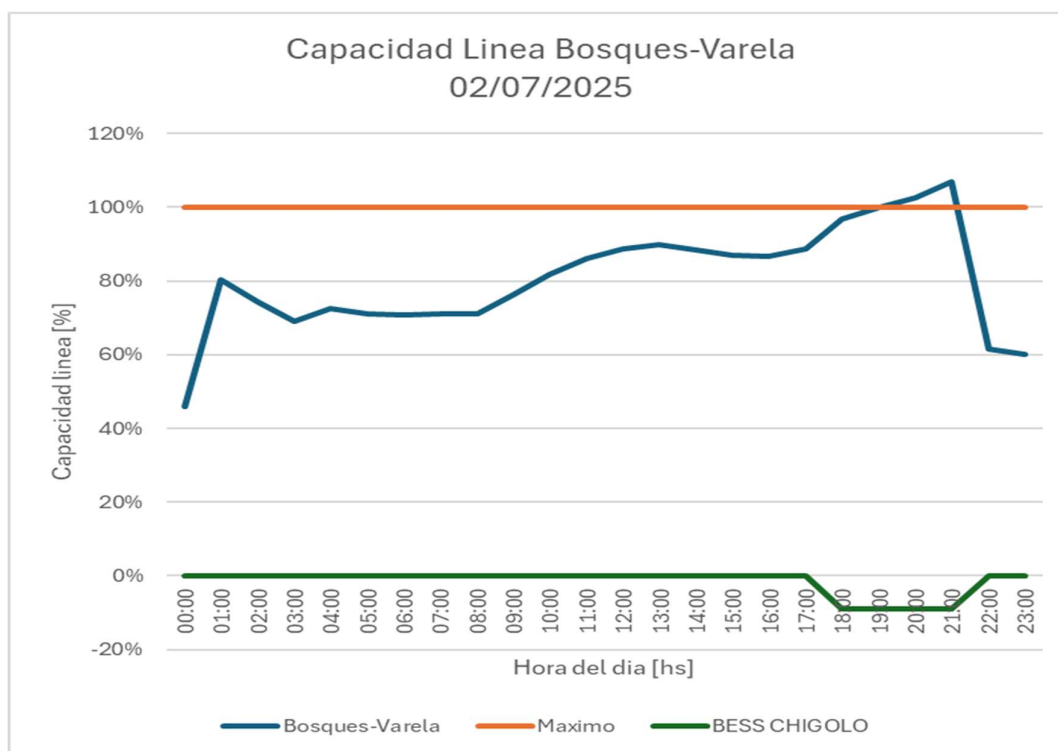


Figura 6-10: Curva de carga diaria y flujo de potencia ampliado de la Línea BOSQUES2 - F.VARELA evidenciando el ensanchamiento temporal de la sobrecarga. Días consecutivos, invierno 2025.

Al simular la inyección de la unidad BESS ubicada aguas abajo de la restricción y superponer este aporte sobre los flujos históricos reales, se comprueba que el equipo posee la capacidad técnica para reducir el tránsito de potencia bruta, empujando la curva resultante por debajo del 100% de la capacidad admisible de la línea.



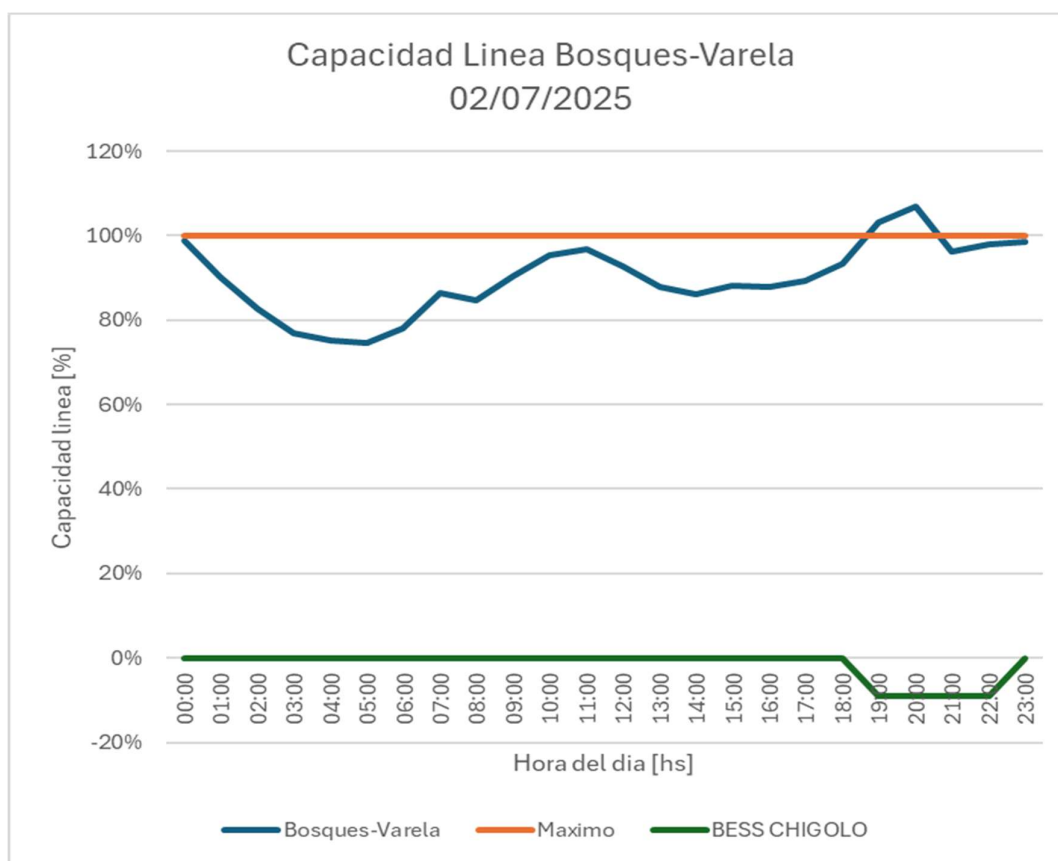


Figura 6-11: Simulación del impacto de inyección del BESS sobre la curva de carga de la línea, ilustrando el efecto temporal de Peak Shaving y la reducción del flujo resultante.

Sin embargo, la evaluación de estos resultados demuestra que la efectividad de la intervención se encuentra fuertemente condicionada por la definición del umbral de activación (trigger). Al tratarse de un activo que gestiona un inventario finito de energía, se analizan dos escenarios operativos contrastantes para su despacho:

Por un lado, se evalúa la adopción de una **Estrategia de Umbral Conservador** (por ejemplo, parametrizar la activación automática del BESS cuando la línea alcanza el 90% de su cargabilidad). Esta alternativa presenta la ventaja evidente de actuar de manera preventiva, mitigando el impacto de cualquier rampa de carga brusca e imprevista antes de que el corredor se sature. No obstante, su principal desventaja radica en el riesgo crítico de agotamiento prematuro del recurso. Al iniciar la inyección de potencia sostenida antes de que el vínculo alcance su límite térmico real, el BESS consume aceleradamente su bloque nominal de 4 horas. En los perfiles de demanda ensanchados observados durante 2025, la aplicación de esta estrategia podría derivar en la desconexión por autoprotección de la batería (al alcanzar su SOC mínimo admisible) justo en el instante en que el pico de consumo máximo realmente se materializa, dejando a la línea desprotegida durante el período de mayor vulnerabilidad.

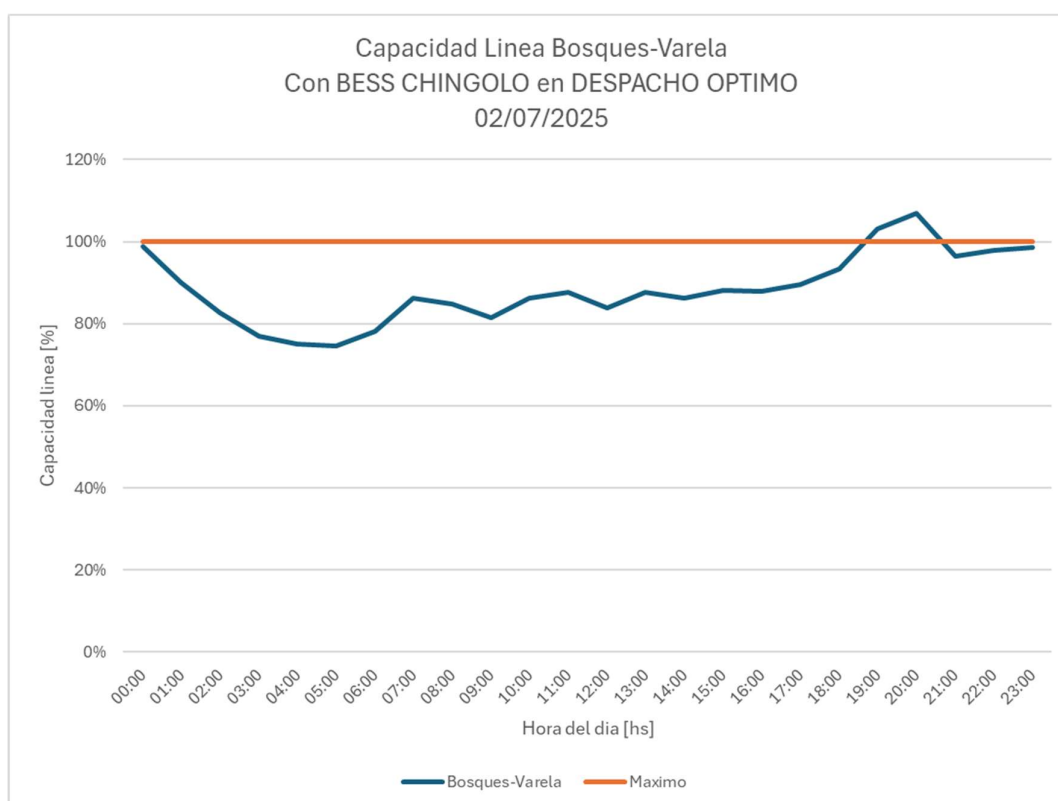
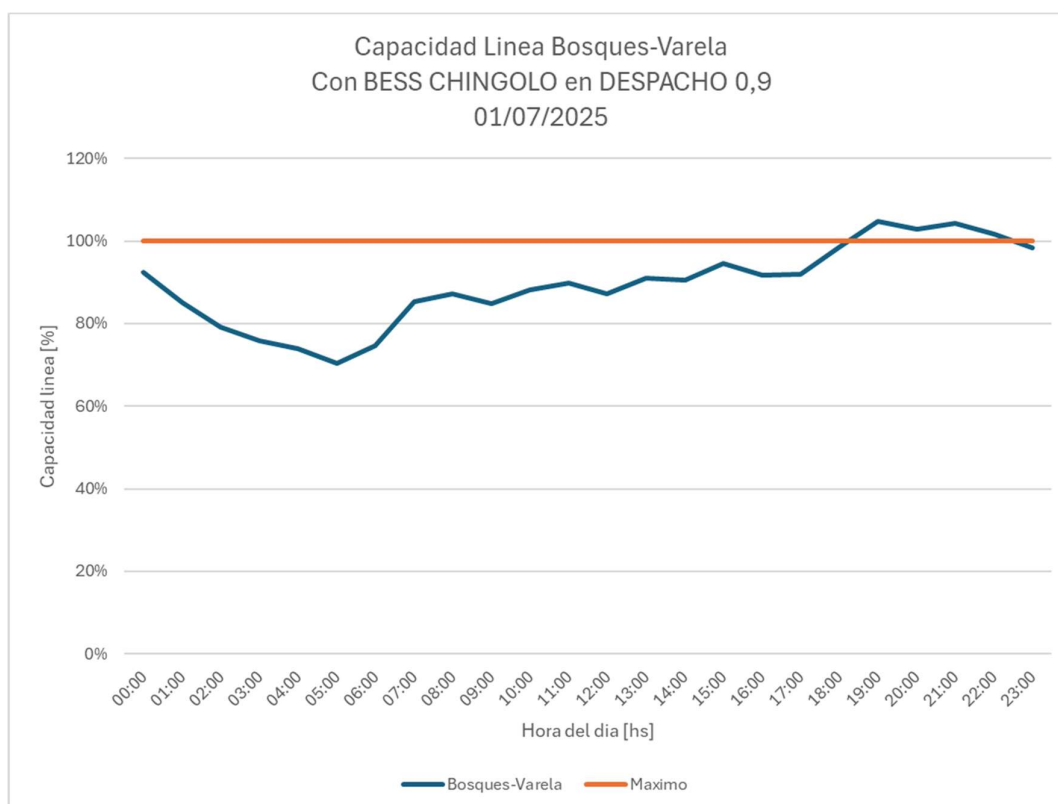


Figura 6-12. Simulación del impacto de inyección del BESS sobre la curva de carga de la línea, actuando con despacho de umbral en 90%.

Por otro lado, se analiza una **Estrategia de Despacho Optimizado por Previsión**, la cual sugiere postergar la orden de inyección hasta que la carga de la línea se aproxime

estrictamente a su límite de contingencia. La ventaja fundamental de este enfoque reside en concentrar la totalidad de la energía almacenada exclusivamente en la ventana temporal de sobrecarga, maximizando la utilidad sistémica del activo. El principal desafío técnico de esta alternativa es que el BESS llegue preparado al evento en cuestión.

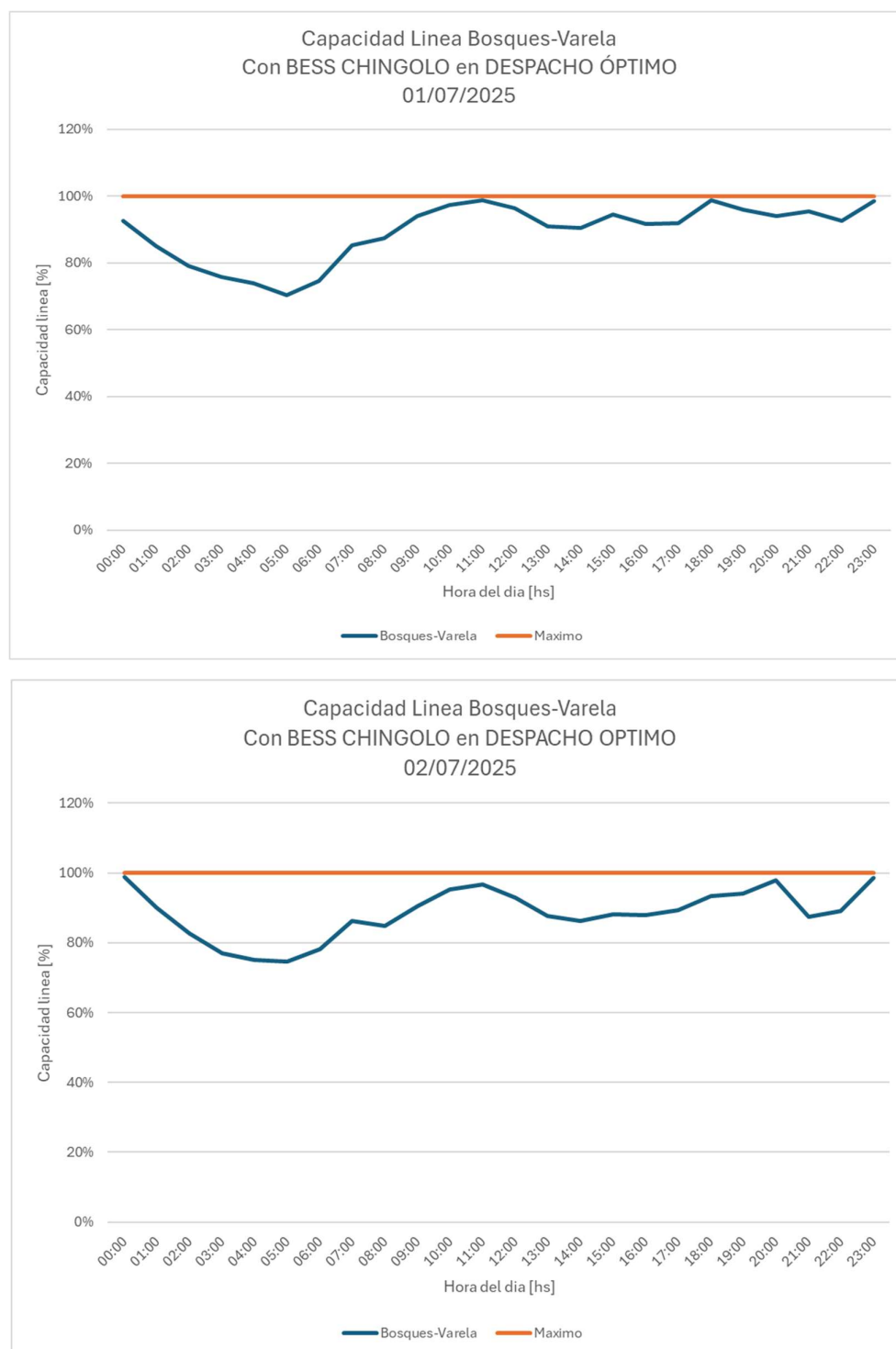


Figura 6-13. Simulación del impacto de inyección del BESS sobre la curva de carga de la línea, actuando con despacho optimizado por previsión.

La contrastación de ambos escenarios sugiere que la operación eficiente y segura de los sistemas BESS adjudicados no puede regirse exclusivamente mediante consignas locales estáticas (tales como relés de sobrecorriente convencionales). Para capitalizar íntegramente el recurso sin arriesgar el Estado de Carga de manera anticipada, resulta conveniente que la decisión de despacho abandone la lógica puramente reactiva y se integre a un modelo predictivo algorítmico. Dicho modelo deberá evaluar la morfología proyectada del pico diario esperado frente al SOC remanente del equipo y apoyarse en horizontes de previsión a corto y mediano plazo (semanal y estacional), fundamentos que estructuran los criterios de gestión de energía a desarrollar en el Capítulo 7.

6.4.3 El Riesgo Topológico: Efectos Adversos del Despacho Estático

A diferencia de los escenarios de alivio nodal directo evaluados de forma precedente, el análisis topológico de la red metropolitana sugiere que la inyección nominal de potencia activa no siempre se traduce en ventajas operativas para el sistema. Este tercer caso de estudio se centra en la evaluación del proyecto BESS Nuevo Puerto y su interacción eléctrica con la línea de 132 kV Nuevo Puerto - Aguas (Línea N.PUE.VI - AGUAS 1), demostrando el riesgo sistémico inherente a la aplicación de un esquema de despacho estático que prescinda de la validación del estado del entorno.

El Escenario Base y el Riesgo de la Inyección Ciega

Bajo las condiciones de demanda máxima invernal simuladas en ausencia de intervención del almacenamiento, la línea bajo análisis opera en un régimen de alta exigencia térmica, registrando un flujo base de **118 MW** sobre una capacidad máxima admisible de diseño de **126 MW**. Esta condición sitúa al vínculo en un estado de carga crítico equivalente al **94%** de su límite operativo.

Contra la intuición de planificación básica, la cual suele presuponer de manera genérica que el despacho de unidades de almacenamiento siempre contribuye a descongestionar las redes de transporte, la evaluación analítica de la matriz de sensibilidades evidencia un comportamiento inverso. Si la unidad BESS Nuevo Puerto recibe instrucciones para inyectar la totalidad de su capacidad nominal ($P = 150 \text{ MW}$ en modo descarga) durante la ventana del pico invernal, el flujo de potencia bruta sobre la línea experimenta un incremento drástico en lugar de contraerse.

La potencia transitada por el conductor asciende de forma abrupta hasta alcanzar los **165 MW**, desplazando el factor de cargabilidad de la instalación hacia una sobrecarga severa del **131%**. En un escenario operativo real, esta condición técnica introduciría la

desventaja de provocar el disparo inminente de las protecciones de sobrecorriente por límite térmico, desencadenando la salida forzada de servicio de la terna. Este fenómeno se explica topológicamente debido a que la inyección masiva del BESS en ese nodo específico se suma direccionalmente a los vectores de generación local preexistentes y a los flujos de tránsito propios de dicha sección mallada de la red, evidenciando el riesgo de la inyección ciega.

BESS				LÍNEAS		TRANSFORMADORES	
ID OFERTA	Proyecto	ET	Potencia Ofertada [MW]	NUEVO PUERTO - AGUAS	RODRIGUEZ2 - MATHEU2 2	RODRIGUEZ 500.0 kV 1	TALAR 220.0 kV 2
1	BESS ORO VERDE 13,2 kV - BAESA	OROVERDE 132.00	80	0	0	0	0
2	PA Burzaco	A.BROWN1 132.00	10	0	0	0	0
3	Alma Brown	A.BROWN1 132.00	15	0	0	0	0
4	BESS CHINGOLO SULL - SULLAIR	CHINGOLO 132.00	24	0	0	0	0
5	BESS ORO VERDE 13,2 kV - SULLAIR	OROVERDE 132.00	30	0	0	0	0
6	BESS MANZONE 13,2 kV - SULLAIR	MANZONE 132.00	40	0	0	-9	0
7	BESS PARQUE 33 kV - SULLAIR	PARQUE 132.00	50	0	0	-11	0
8	BESS Pilar EDS3	PILAR.BA 132.00	50	0	0	-11	0
9	BESS PARQUE EDS3	PARQUE 132.00	50	0	0	-11	0
10	BESS SAN FERNANDO 13,2 kV - ALUAR	S.FERNAN 132.00	30	0	-15	-7	-15
11	Alma Sur	DOCK.BLA 132.00	90	0	0	0	0
12	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	GLEW 132.00	22	0	0	0	0
13	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	P.MOREN1 132.00	18	0	0	0	0
14	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	SAN VICENTE 132.00	35	0	0	0	0
15	MSU BESS Matheu	MATHEU 2 220.00	150	0	-75	-34	0
16	MSU Bess Oro Verde	OROVERDE 132.00	30	0	0	0	0
17	MSU BESS Alte. Brown	A.BROWN1 132.00	150	0	0	0	0
18	BESS CT PILAR 132 kV	CTPILAR 132.00	50	0	0	-11	0
19	BESS PARQUE 33 kV	PARQUE 132.00	50	0	0	-11	0
20	BESS PILAR 33 kV	PILAR.BA 132.00	50	0	0	-11	0
21	BESS MASCHWITZ 33 kV	MASCHWIT 132.00	40	0	-20	-9	0
22	BESS BANCALARI 13,2 kV	BANCALAR 132.00	30	0	-15	-7	-15
23	BESS MANZONE	MANZONE 132.00	20	0	0	-4	0
24	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	A.BROWN1 132.00	22	0	0	0	0
25	Costanera (132 kV)	COST.NAR 132.00	55	0	0	0	0
26	PA NUEVO PUERTO	N.PUE.VI 132.00	150	47	-75	-34	-75
27	BESS PARQUE 33kV EVERYRAY	PARQUE 132.00	50	0	0	-11	0

Tabla 6-9. Aporte negativo de BESS a línea Nuevo Puerto Aguas.

Figura 6-14. Zona BESS PA NUEVO PUERTO.



Figura 6-15. BESS PA NUEVO PUERTO.

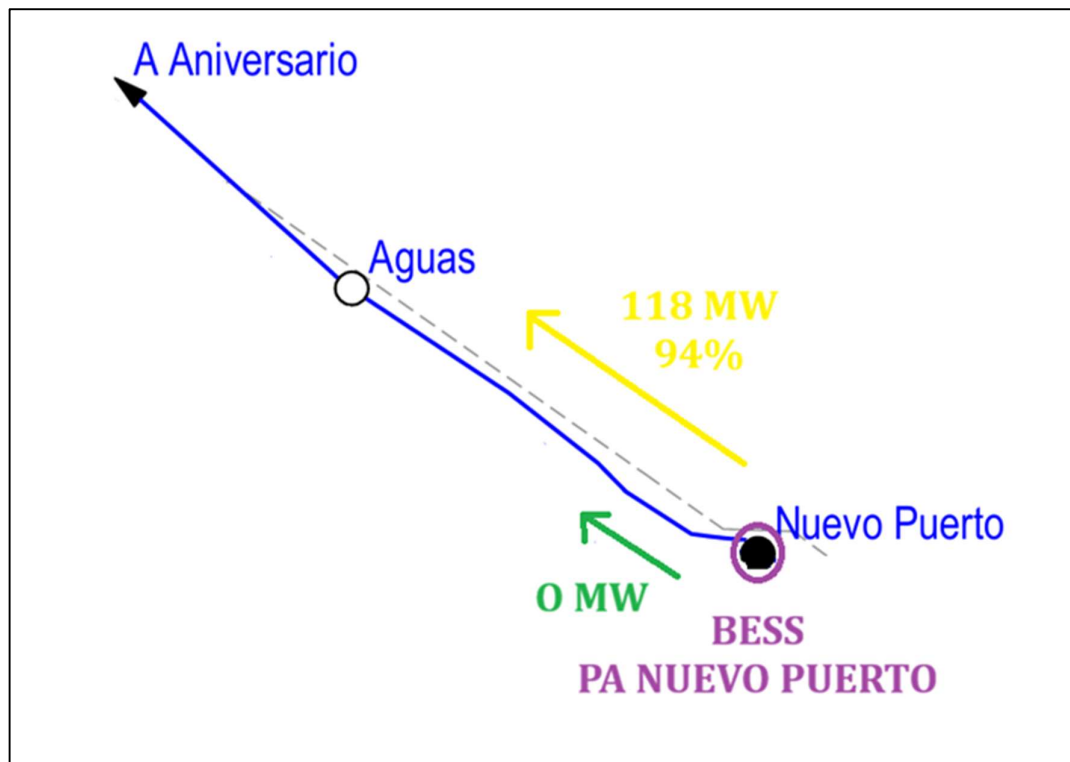


Figura 6-16. Línea Nuevo Puerto Aguas sin inyección BESS.

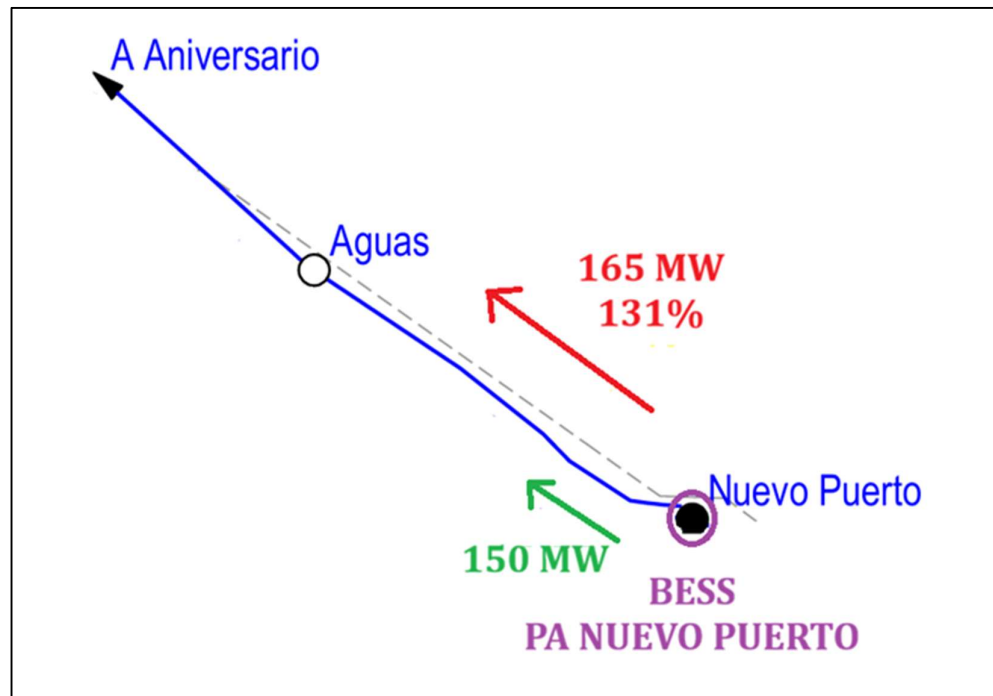


Figura 6-17. Línea Nuevo Puerto Aguas con inyección BESS.

El Modo Carga: Alivio Local y Efectos Colaterales

Frente a esta restricción térmica de evacuación, si se invierte la lógica operativa y se ordena al BESS Nuevo Puerto conmutar al modo de absorción (tomando carga de la red a su potencia máxima de $P = -150 \text{ MW}$), el equipamiento pasa a comportarse funcionalmente como un sumidero local de energía. Bajo este escenario modificado, la línea Nuevo Puerto - Aguas ofrece la ventaja de registrar un alivio topológico directo, retrayendo su flujo en **16 MW** y alejándose de sus fronteras de saturación térmica.

No obstante, la evaluación de sistemas interconectados altamente mallados mediante el principio de superposición confirma que esta acción correctiva local no resulta inocua para el resto de la red. La absorción forzada de un bloque de 150 MW en la barra de Nuevo Puerto induce una reconfiguración de flujos a gran escala, puesto que el sistema busca abastecer esta nueva demanda transitoria a través de las trayectorias de menor impedancia equivalente.

Este requerimiento de potencia se traslada aguas arriba, originando una desventaja por empeoramiento topológico secundario que eleva de forma indeseada la carga térmica en vínculos de transmisión adyacentes y en subestaciones de transformación superior. De forma específica, la modelización matemática comprueba que este modo operativo introduce impactos negativos severos, incrementando la saturación de la línea de 132 kV Rodríguez - Matheu (Línea RODRIGUEZ2 - MATHEU2 2), así como el factor de utilización

sobre el transformador de la ET Rodríguez (500/220/132 kV Trafo 1) y el transformador de la ET Talar (220/132/13.2 kV Trafo 2) [92].

BESS				LÍNEAS		TRANSFORMADORES	
ID OFERTA	Proyecto	ET	Potencia Ofertada [MW]	Línea N.PUE.VI 132kV - AGUAS 132kV 1	Línea RODRIGUEZ 220 kV - MATHEU 2 220kV B	Trafo RODRIGUEZ 500/220/132kV 1	Trafo TALAR 220/132/13.2 kV 2
1	BESS ORO VERDE 13,2 kV - BAESA	OROVERDE 132.00	80	0	0	0	0
2	PA Burzaco	A.BROWN1 132.00	10	0	0	0	0
3	Alma Brown	A.BROWN1 132.00	15	0	0	0	0
4	BESS CHINGOLO SULLAIR	CHINGOLO 132.00	24	0	0	0	0
5	BESS ORO VERDE 13,2 kV - SULLAIR	OROVERDE 132.00	30	0	0	0	0
6	BESS MANZONE 13,2 kV - SULLAIR	MANZONE 132.00	40	0	0	-9	0
7	BESS PARQUE 33 kV - SULLAIR	PARQUE 132.00	50	0	0	-11	0
8	BESS Pilar EDS3	PILAR.BA 132.00	50	0	0	-11	0
9	BESS PARQUE EDS3	PARQUE 132.00	50	0	0	-11	0
10	BESS SAN FERNANDO 13,2 kV - ALUAR	S.FERNAN 132.00	30	0	-15	-7	-15
11	Alma Sur	DOCK.BLA 132.00	90	0	0	0	0
12	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	GLEW 132.00	22	0	0	0	0
13	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	P.MOREN1 132.00	18	0	0	0	0
14	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	SAN VICENTE 132.00	35	0	0	0	0
15	MSU BESS Matheu	MATHEU 2 220.00	15	0	-75	-34	0
16	MSU Bess Oro Verde	OROVERDE 132.00	30	0	0	0	0
17	MSU BESS Alte. Brown	A.BROWN1 132.00	15	0	0	0	0
18	BESS CT PILAR 132 kV	CTPILAR 132.00	50	0	0	-11	0
19	BESS PARQUE 33 kV	PARQUE 132.00	50	0	0	-11	0
20	BESS PILAR 33 kV	PILAR.BA 132.00	50	0	0	-11	0
21	BESS MASCHWITZ 33 kV	MASCHWIT 132.00	40	0	-20	-9	0
22	BESS BANCALARI 13,2 kV	BANCALAR 132.00	30	0	-15	-7	-15
23	BESS MANZONE	MANZONE 132.00	20	0	0	-4	0
24	ALMACENAMIENTO ALMAGBA	A.BROWN1 132.00	22	0	0	0	0
25	Costanera (132 kV)	COST.NAR 132.00	55	0	0	0	0
26	PA NUEVO PUERTO	N.PUE.VI 132.00	-50	-16	25	11	25
27	BESS PARQUE 33kV EVERYRAY	PARQUE 132.00	50	0	0	-11	0

Tabla 6-11. Aporte positivo con carga de BESS a línea Nuevo Puerto Aguas.

DATOS	LÍNEAS		TRANSFORMADORES	
	NUEVO AGUAS	PUERTO - RODRIGUEZ2 - MATHEU2 2	RODRIGUEZ 500 kV 1	TALAR 220 kV 2
CARGA [MVA]	118	544	751	280
RATE [MVA]	126	564	800	300
PORCENTAJE CARGA [%]	94%	96%	94%	93%
CAMBIO [MW]	-16	-98	-134	-5
CAMBIO RELATIVO [%]	-13%	-17%	-17%	-2%
RESULTADO [MW]	102	446	617	275
PORCENTAJE CARGA [%]	81%	79%	77%	92%

Tabla 6-12. Resultados de carga de BESS en líneas y trafos.

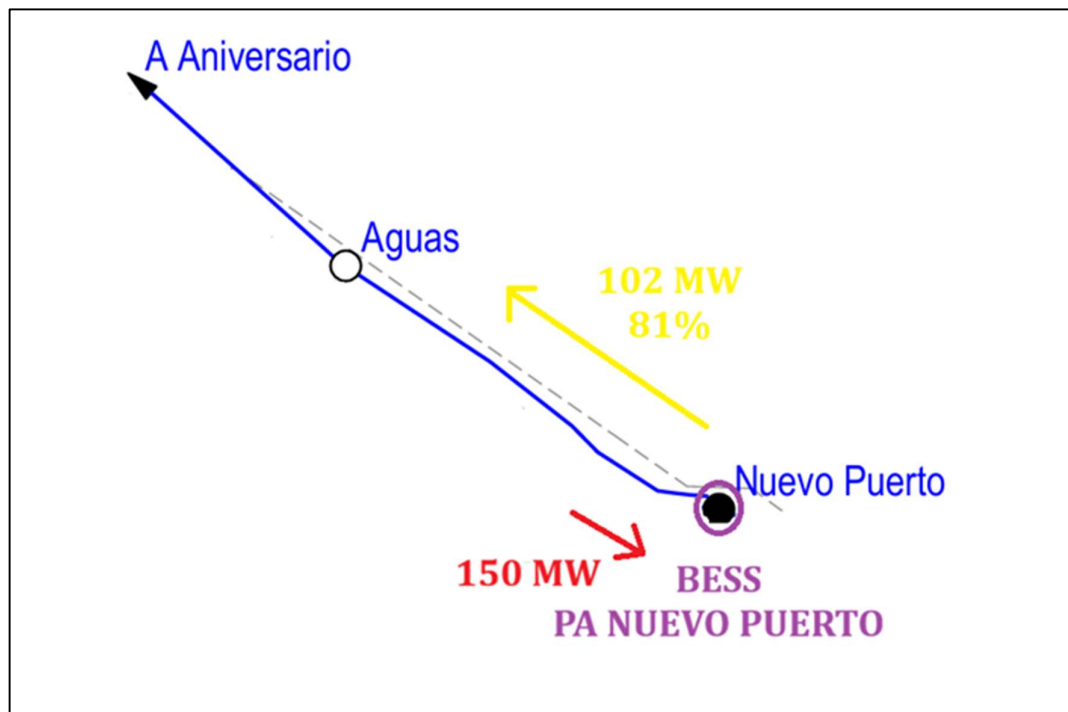


Figura 6-18. Línea Nuevo Puerto Aguas con carga de BESS.

Conclusión Operativa

Este comportamiento reticular y dual sugiere de manera empírica el elevado riesgo sistémico que conlleva operar las centrales BESS mediante el uso de curvas de inyección preprogramadas y ciegas. Un despacho estático, estructurado exclusivamente bajo criterios de arbitraje comercial o asumiendo beneficios de red genéricos, posee el potencial latente de empujar a la red de subtransmisión hacia escenarios de colapso térmico.

Esta dinámica de "cuellos de botella móviles" justifica la conveniencia de abandonar las estrategias de operación rígidas para implementar lógicas de control dinámico. Resulta

conveniente que los sistemas de supervisión y control de las unidades de almacenamiento monitoreen continuamente la direccionalidad de los flujos de los vínculos perimetrales y validen la topología local antes de ejecutar una consigna, habilitando reducciones automáticas de potencia (*derating*) cuando sea necesario para preservar el criterio de seguridad de la red, fundamentos que constituirán el marco del protocolo propuesto en el Capítulo 7.

6.5 Límites del Análisis Estático y la Necesidad de una Operación Dinámica

Si bien la herramienta analítica de cálculo cimentada sobre matrices de sensibilidad linealizada se evalúa como una aproximación robusta para la jerarquización de proyectos y la optimización del despacho bajo condiciones nominales (Estado N), los resultados empíricos expuestos en el análisis de la línea Nuevo Puerto - Aguas (Sección 6.4.3) sugieren de manera inequívoca la existencia de limitaciones estructurales inherentes al modelo estático.

El análisis estático se define, por construcción, como una caracterización determinística y estacionaria que presupone el sostenimiento de la integridad topológica total de la red de transmisión. Sin embargo, el entorno operativo en tiempo real del SADI se encuentra sujeto a la ocurrencia continua de perturbaciones estocásticas y fallas forzadas. Ante la salida imprevista de un elemento de red adyacente (configuración de contingencia N-1), la inyección masiva de potencia activa proveniente de un sistema BESS respondería de forma instantánea a las Leyes de Kirchhoff, reencauzando sus flujos a través de las trayectorias remanentes de menor resistencia eléctrica. Bajo esta dinámica física transitoria, una consigna de despacho que el modelo lineal suponía como una acción de alivio nodal podría mutar abruptamente para convertirse en el vector causal de sobrecargas críticas en instalaciones periféricas sanas.

En consecuencia, se concluye que el análisis de sensibilidades estáticas representa un cimiento ineludible para las etapas de planeamiento, diseño y asignación eficiente de cupos de potencia, pero resulta estructuralmente insuficiente para regir como un protocolo de despacho automatizado y directo en el tiempo real del SADI. Garantizar la seguridad operativa ante contingencias en áreas de alta densidad de carga como el AMBA exige abandonar la rigidez de los perfiles de inyección estáticos para evolucionar hacia un modelo de operación dinámica. Esta transición regulatoria y técnica sugiere la necesidad de integrar plataformas de validación topológica y monitoreo de restricciones de red en

tiempo real, preceptos que estructurarán los capítulos subsiguientes del presente documento.

7 Protocolo de Despacho por Causas Forzadas

La evaluación de la integración de BESS a la red de alta tensión sugiere un quiebre tecnológico y operativo profundo respecto a los criterios que rigen la matriz de generación convencional. Mientras que el despacho clásico de unidades térmicas o hidráulicas se fundamenta en la administración de recursos primarios con una autonomía prolongada, la operación de un sistema electroquímico introduce el desafío ineludible de gestionar un bloque de energía estrictamente finito. Este inventario se encuentra condicionado minuto a minuto por su Estado de Carga (SOC) y limitado en el largo plazo por restricciones físicas de degradación y cláusulas contractuales de ciclado útil [94].

El presente capítulo tiene como objetivo formular un posible un marco técnico, normativo y algorítmico de despacho para los sistemas BESS, concebido específicamente para integrarse a la filosofía operativa del SADI y a los criterios de seguridad del SACME. Para ello, se analiza inicialmente la jerarquía de planificación de CAMMESA, determinando cómo el almacenamiento se inserta en los ciclos estacionales, semanales y diarios del mercado mayorista.

A lo largo de los siguientes apartados, se sugiere abandonar la concepción unidimensional del despacho para abordar al almacenamiento como un activo dinámico multidimensional, capaz de proveer soporte simultáneo tanto en potencia activa como reactiva. Esta versatilidad presenta ventajas operativas insustituibles para la mitigación de fallas, aunque introduce la desventaja de requerir plataformas de software avanzadas para evitar la vulneración de las restricciones de red.

7.1 Niveles de Programación y Planificación de la Operación del SADI

Para asegurar el cubrimiento de la demanda al mínimo costo operativo bajo criterios de seguridad eléctrica, la operación del SADI se planifica en tres horizontes temporales jerárquicos. Esta estructura en cascada es la que define la disponibilidad y las pautas de uso de los activos de almacenamiento, integrando las restricciones de energía finita del BESS en la cadena de toma de decisiones de CAMMESA [95].

7.1.1 Programación Estacional: Gestión de Riesgo y Reserva Estratégica

La Programación Estacional analiza el comportamiento esperado del sistema para horizontes de mediano plazo (bloques semestrales correspondientes a los períodos Mayo-Octubre e Noviembre-Abril). Su propósito técnico es establecer las pautas operativas fundamentales y los Precios Estacionales de Referencia del mercado.

- **Modelado y Metodología:** Se implementa el uso del software MARGO (Modelo Argentino Regionalizado de Gestión Óptima). Este algoritmo constituye un modelo de despacho hidrotérmico estocástico que ejecuta simulaciones con paso semanal desagregado en cuatro bandas horarias básicas (Valle, Resto, Semi Pico y Pico). El modelo evalúa hasta 80 crónicas históricas de aportes hídricos y series de temperatura, permitiendo gestionar el riesgo operativo ante escenarios de sequía extrema u olas de calor severas [94].
- **Gestión de la Demanda y Combustibles:** Los agentes del mercado declaran sus proyecciones de carga a través del sistema digital *SyncDatest*. CAMMESA procesa y ajusta estas variables mediante estudios de correlación meteorológica y tendencias de largo plazo (como los efectos del calentamiento global y la penetración de la electromovilidad). Asimismo, en esta instancia se planifica la logística y el abastecimiento de combustibles críticos (Gas Natural, GNL y combustibles líquidos de respaldo).

Impacto Estratégico en la Gestión del BESS:

- **Coordinación de Mantenimientos y Seguridad Zonal:** Durante esta etapa se evalúa y aprueba el Plan de Mantenimientos Mayores de la red. El OED coordina las solicitudes de salida de servicio para evitar la indisponibilidad concurrente de activos esenciales en una misma área eléctrica. Esto implica que la desconexión programada de un BESS debe ser validada frente al cronograma de las centrales térmicas y los vínculos de transformación locales; esta estrategia presenta la ventaja de evitar que el mantenimiento del almacenamiento coincida con la salida de generadores que proveen soporte de tensión o alivio térmico en el mismo nodo de subtransmisión.
- **Planificación del Ciclo de Vida Útil:** La Programación Estacional actúa como el marco normativo para definir la reserva estratégica de ciclos mensuales del banco de baterías. Dado que el activo posee una restricción operativa dura (por ejemplo, un límite de 180 ciclos completos equivalentes por año), esta etapa permite prever los meses de mayor estrés hídrico o térmico del SADI para dosificar de manera óptima el uso de las celdas. Esta administración presenta la ventaja de mitigar el envejecimiento prematuro por ciclado, evitando la desventaja de agotar el recurso contractual antes de la finalización del año hidrológico.

7.1.2 Programación Semanal: Optimización y Coordinación de Recursos

La Programación Semanal opera como el puente técnico entre la estrategia estacional de mediano plazo y la ejecución del despacho en tiempo real. A diferencia de la etapa estacional, este proceso adopta un enfoque determinístico para coordinar de forma vinculante los recursos de las próximas dos semanas, tipificadas normativamente como S1 (semana en curso) y S2 (semana inmediata posterior).

- **Modelado y Herramientas:** Se aplica el modelo computacional MODHITES (Modelo de Despacho Hidrotérmico con Transporte de Energía y Servicios). Este software ejecuta algoritmos de optimización para la asignación de potencia basándose en datos firmes de disponibilidad de equipos, costos de combustibles y las restricciones de transporte de la red troncal de 500 kV coordinadas en conjunto con la empresa transportista Transener S.A. [96].
- **Variables de Entrada y Gestión de Datos:**
 - *Costos Variables de Producción (CVP):* Se procesan las declaraciones auditadas de costos de los generadores para estructurar el orden de mérito económico.
 - *Gestión Hidráulica y Valores del Agua (VA):* Se determinan los caudales previstos para las cuencas del Comahue y del Litoral, junto con los programas de despacho para las centrales binacionales de Salto Grande y Yacyretá.
 - *Intercambios Internacionales:* Se integran las ofertas de importación y exportación con los sistemas interconectados de Uruguay, Brasil y Paraguay.
 - *Previsión de Demandas Regionales:* En este horizonte, el OED prescinde de las declaraciones de los agentes y elabora una previsión de carga propia con base regional. Se analizan curvas de carga y pronósticos climáticos específicos para el área GBA y el resto de los subnodos del país, permitiendo definir las necesidades de transporte con alta certidumbre para las semanas S1 y S2.
- **Notificación y RVD:** Una vez procesado el programa óptimo, CAMMESA publica la información bajo la denominación de "Preasignación" a través del portal web de la Reserva de Verificación de Despacho (RVD-Semanal). Este paso resulta crítico para que los agentes generadores validen su programa y ejecuten las nominaciones firmes de gas natural ante los productores y transportistas.

Impacto Estratégico en la Gestión del BESS:

- **Ajuste de Disponibilidad en el Horizonte S1/S2:** En este nivel se confirma la capacidad neta del BESS para las próximas dos semanas. Si un activo ha superado su cuota de degradación transitoria o presenta indisponibilidades parciales en sus inversores (PCS), la Programación Semanal ofrece la ventaja de prever con antelación el arranque de unidades térmicas locales de mayor costo variable para suplir dicha reserva de potencia local.
- **Asignación de Respaldo ante Restricciones de Transporte:** El horizonte semanal permite evaluar el estado de carga esperado del anillo del GBA considerando las obras y mantenimientos en líneas de 132 kV. Esta evaluación sugiere si el BESS debe quedar bloqueado y reservado exclusivamente para el soporte topológico de seguridad ante la salida de un vínculo crítico (operación estricta de red), o si existen márgenes seguros para habilitar su participación en el arbitraje de energía o *peak shaving*. En este último escenario, la instancia semanal valida las condiciones de contorno para que, posteriormente, la Programación Diaria determine la activación efectiva de los umbrales de disparo.
- **Coordinación de la Ventana de Recarga:** Se planifican de manera anticipada los bloques horarios destinados a la recarga del BESS aprovechando los valles de demanda semanales. Esta programación presenta la ventaja de asegurar que la absorción de potencia activa de las baterías ($P < 0$) no interfiera con el despacho de máquinas de base eficientes ni provoque congestiones secundarias en la red de subtransmisión local, optimizando el rendimiento neto (*Round-Trip Efficiency*).

7.1.3 Programación Diaria: Ejecución y Gestión del Tiempo Real

La Programación Diaria constituye la etapa final y de mayor dinamismo dentro del ciclo de planificación energética. Su objetivo técnico es coordinar el despacho horario de cada unidad de generación y administrar los mantenimientos forzados de última hora para las próximas 24 horas, buscando garantizar de forma continua el equilibrio entre la oferta y la demanda bajo criterios de minimización de costos y confiabilidad de red [95].

- **Metodología y Resolución Temporal:** Este proceso se materializa en la elaboración del **Predespacho**, el cual coordina las variables eléctricas previstas para el día operativo siguiente (D+1) con una resolución temporal de carácter horaria. Este enfoque permite ajustar las directrices macro de las etapas estacional y semanal a las singularidades meteorológicas y de disponibilidad inmediata de la red de transporte del AMBA.
- **Insumos Críticos de Decisión:**

- *Previsión de Demanda de Alta Resolución:* Representa el nivel de mayor certeza probabilística, elaborando la curva de carga horaria esperada para el día D+1.
- *Disponibilidad Real y Nominación de Gas:* Se procesan los partes de novedades de última hora y se efectúa la nominación final de gas natural por central y por máquina generadora.
- *Gestión de Reservas del Sistema:* Se define cuantitativamente el requerimiento de las Reservas Rotantes, incluyendo la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) y la Reserva de Red por Operación (RRO) para cubrir contingencias inmediatas.

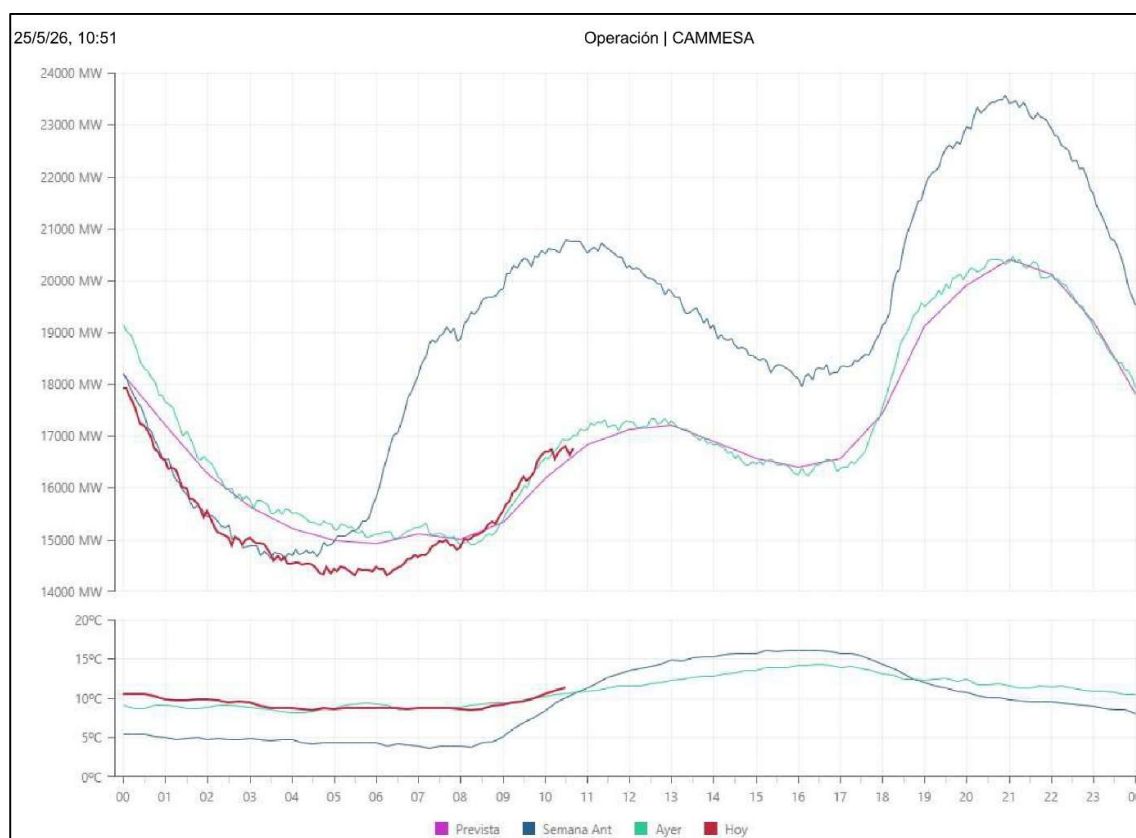


Figura 7-1. Ejemplo de previsión de demanda diaria (curva fucsia).

Impacto en la Operación Proyectada del BESS:

En este horizonte horario es donde se calculan y fijan los *set-points* específicos que gobernarán el despacho del sistema de almacenamiento. El Predespacho determinará la ventana operativa de intervención del BESS basándose en tres ejes analíticos de control local:

- **Requerimientos Locales de Red:** Garantizar el soporte de potencia activa y reactiva de forma quirúrgica en aquellas subestaciones del AMBA que exhiban perfiles de tensión degradados.
- **Mitigación de Mantenimientos Forzados:** Compensar el flujo de potencia ante salidas imprevistas de cables subterráneos o transformadores dentro de la red de SACME, evitando incurrir en cortes por fallas de transporte.
- **Peak Shaving Programado:** Identificar los bloques horarios de máxima demanda para ordenar la inyección del recurso limitado de la batería, recortando la cúspide de la curva de carga y evitando el encendido de turbinas de gas ineficientes. La lógica algorítmica detallada que rige estos mecanismos de disparo automáticos se desarrollará en los apartados subsiguientes de este trabajo.

7.1.4 Metodología de Previsión de Demanda (Semanales y Diarias)

Exceptuando la modelización de largo plazo estacional, el algoritmo de previsión de carga implementado por CAMMESA para el corto plazo se estructura sobre tres ejes metodológicos fundamentales, los cuales permiten predecir el comportamiento de los consumidores con un bajo margen de error:

- **Variables Meteorológicas y Termosensibilidad:** Se procesan los pronósticos horarios de temperatura (máxima y mínima) y humedad relativa. Estos datos alimentan un modelo de regresión que determina el grado de termosensibilidad de la carga debido al uso simultáneo de equipos de climatización residencial (carga de tipo motor). Este factor constituye el principal vector de estrés térmico sobre las redes del AMBA durante las olas de calor estivales y los frentes de baja temperatura invernales.
- **Curvas Típicas de Carga:** Se analizan los perfiles históricos de consumo categorizados mediante matrices de estacionalidad (verano e invierno) y tipificación de jornadas (días hábiles, sábados, domingos y feriados), permitiendo parametrizar la morfología y duración del pico de demanda esperado.
- **Anomalías Socio-Culturales:** Se introducen factores de ajuste algorítmico excepcionales ante feriados puente, asuetos administrativos o eventos masivos de alta simultaneidad (como transmisiones de eventos deportivos internacionales). Estas variables alteran de forma drástica el patrón de consumo estándar, desplazando los bloques de carga residencial hacia horarios no habituales y modificando la pendiente de las rampas de demanda.

7.2 El Desafío de la Topología: De la Sensibilidad Estática a la Operación Dinámica

Comprendida la naturaleza multidimensional del BESS como una herramienta de precisión, emerge un segundo obstáculo crítico para su operación efectiva en áreas de altísima densidad de carga y mallado complejo como el AMBA: la restricción espacial impuesta por la infraestructura física y las leyes de los circuitos.

En escenarios de alto estrés térmico estival, el análisis de los criterios operativos sugiere que la tendencia intuitiva de comandar la inyección máxima del sistema de almacenamiento ante la mera observación de un pico sostenido de demanda total conlleva severos riesgos. Un BESS no opera como una isla eléctrica aislada. Retomando el análisis topológico de las contingencias en los vínculos de extra alta tensión y la zona de "Nuevo Puerto" abordado en el Capítulo 6, se comprueba de forma empírica que la inyección de un bloque sustancial de potencia activa (por ejemplo, **100 MW**) desde un nodo específico se distribuirá inexorablemente a través de las mallas de 132 kV. Esta redistribución física no responde a las necesidades comerciales del mercado ni a los objetivos de despacho del operador, sino que está dictaminada estrictamente por las Leyes de Kirchhoff, buscando de forma continua los caminos eléctricos de menor impedancia equivalente.

Un "despacho a ciegas", fundamentado exclusivamente en el requerimiento global de energía o en la superación de un umbral de carga agregada en el SADI, introduce una desventaja de vulnerabilidad técnica inaceptable a nivel local. Si el nodo de acoplamiento del BESS presenta vínculos eléctricamente cercanos que ya se encuentran operando cerca de su capacidad límite (condición de operación en Estado N), la introducción de nueva potencia activa fluirá forzosamente por esas ramas. Esta condición presenta la desventaja latente de saturar y hacer actuar de forma no deseada las protecciones de sobrecorriente de una línea o transformador adyacente sano. Bajo este escenario deficiente, la batería deja de actuar como una solución mitigadora sistémica para convertirse en el factor desencadenante de una falla en cascada por sobrecarga de la red corporativa.

Para suprimir este riesgo operacional, el análisis de ingeniería sugiere la conveniencia de abandonar la lógica de inyección directa por demanda agregada para adoptar un modelo de operación dinámica mediado por herramientas analíticas de seguridad en tiempo real. Resulta conveniente que el operador del sistema (SACME / CAMMESA) introduzca una etapa intermedia de validación: ninguna consigna de despacho de potencia activa debería ser liberada hacia los inversores sin antes atravesar un filtro algorítmico de

evaluación sustentado en la Matriz de Sensibilidades o Factores de Distribución de Potencia de Transferencia (PTDF - *Power Transfer Distribution Factors*).

Esta matriz de red actúa como un filtro topológico estricto. Antes de autorizar la inyección de la energía almacenada, el sistema de control automatizado debe proyectar matemáticamente la redistribución del flujo de potencia sobre la topología vigente. El algoritmo verifica que la sumatoria algebraica de los impactos de la nueva inyección sobre los flujos preexistentes en todas las líneas y máquinas de transformación adyacentes arroje un margen operativo seguro. La principal ventaja de este enfoque es que permite anticipar y bloquear despachos infactibles en fracciones de segundo. Su desventaja radica en que, al basarse en una aproximación linealizada de la red, pierde exactitud operativa ante variaciones extremas de tensión, lo cual exige actualizaciones periódicas de los coeficientes ante cambios estructurales en el mallado. Solo cuando este análisis matricial confirma fehacientemente que la red local posee la capacidad remanente de transporte para evacuar la energía del BESS sin violar restricciones térmicas, la orden de despacho es ejecutada, garantizando que la intervención del equipo se traduzca siempre en un alivio real para el sistema.

7.3 Coordinación Operativa: El Eje CAMMESA - SACME

La inserción de sistemas BESS en el anillo del Gran Buenos Aires introduce una complejidad operativa inédita que obliga a redefinir los esquemas tradicionales de comando jerárquico. El desafío principal radica en un descalce jurisdiccional y topológico: mientras que el objetivo del despacho del BESS se orienta a brindar soporte a nivel macro-sistémico (jurisdicción técnica de CAMMESA) para aliviar los corredores de 500 kV o suplir la falta de reserva en el SADI, su conexión física se realiza "aguas abajo", específicamente en las redes de subtransmisión de 132 kV y 220 kV (jurisdicción operativa de Edenor y Edesur, coordinadas de forma centralizada por SACME) [99].

En este esquema operativo dual, CAMMESA posee la visión global del SADI y la necesidad económico-energética del despacho. Sin embargo, el análisis regulatorio sugiere que la potestad de decisión final sobre la viabilidad de la inyección física debe recaer sobre el SACME. Esta jerarquía se fundamenta en la preservación de la seguridad de la infraestructura local: una orden de inyección de potencia activa emitida por CAMMESA para resolver un déficit de generación nacional podría, de no ser controlada localmente, invertir los flujos de potencia a nivel regional y provocar la falla térmica de un transformador de distribución. Por lo tanto, el SACME actúa como el cortafuegos técnico

definitivo, con autoridad para limitar, modificar mediante *derating* o rechazar el despacho del BESS si este vulnera la seguridad del área de concesión.

Para que una instrucción de carga o descarga del BESS sea aprobada, la condición de la red debe sortear una matriz de restricciones físicas que el SACME monitorea en tiempo real. Las causales técnicas de bloqueo o limitación del despacho se clasifican en los siguientes ejes operativos:

- **Límites Térmicos (Sobrecarga de Corriente):** Es la restricción más común. Se verifica que la inyección del BESS no provoque que los conductores de 132/220 kV o los transformadores locales superen su capacidad nominal continua o sus límites de sobrecarga transitoria admitida por curva de daño térmico.
- **Criterio de Seguridad N-1 (Contingencias):** El despacho no solo debe evaluarse como seguro en el estado actual de la red, sino que presenta la restricción de garantizar que, ante la salida intempestiva del elemento paralelo más crítico (una línea troncal o un transformador de potencia de gran porte), los flujos de potencia redistribuidos por las leyes físicas no provoquen una falla en cascada.
- **Límites de Tensión (Voltage Limits):** La inyección o absorción de potencia activa altera de forma indirecta los perfiles de tensión locales debido a las caídas de tensión óhmicas. El SACME restringe el despacho si este provoca que las barras perforen el límite inferior admisible (por ejemplo, < 0.95 p.u., con riesgo de inducir colapsos de tensión ante cargas de tipo motor) o superen el límite superior establecido para las horas de valle nocturno.
- **Disponibilidad de Telecontrol y Esquemas de Protección:** Las unidades de almacenamiento no pueden ser despachadas si se constatan fallas en los canales redundantes de comunicación por fibra óptica, pérdida de visibilidad de las variables de estado en el SCADA local del SACME, o indisponibilidad en los esquemas de desconexión automática asociados al nodo de inyección.
- **Estabilidad Dinámica Local:** En escenarios caracterizados por una muy baja potencia de cortocircuito o topologías degradadas (operación con anillos abiertos por mantenimiento), las inyecciones bruscas de potencia desde inversores de estado sólido sin inercia mecánica incorporada introducen la desventaja de poder amplificar oscilaciones inter-áreas o generar inestabilidad transitoria de tensión en el sub-sistema local.

Para compatibilizar la necesidad de optimización sistémica de CAMMESA con las restricciones de seguridad local de SACME, se sugiere la adopción de un **Protocolo de**

Validación Secuencial, estructurado bajo las siguientes etapas operativas de estricto cumplimiento:

- **Paso 1: Emisión de la Orden de Despacho (CAMMESA):** Ante la verificación de una contingencia sistémica (por ejemplo, la saturación del límite operativo del corredor Litoral o un déficit de reserva de potencia firme), el OED calcula el requerimiento de potencia neta y emite un *setpoint* de inyección dirigido al nodo de conexión del BESS, notificando de manera simultánea la instrucción al centro de control del SACME.
- **Paso 2: Análisis y Simulación Topológica (SACME):** Recibida la instrucción de despacho, el SACME procesa de forma algorítmica el impacto de la maniobra sobre su red de subtransmisión. Dependiendo de la urgencia del estado de red, este análisis ofrece la ventaja de ejecutarse mediante dos metodologías complementarias:
 - *Evaluación Matricial Rápida:* Uso de algoritmos basados en los factores de sensibilidad (PTDF) pre-calculados, verificando de forma algebraica e inmediata el impacto sobre los vínculos críticos en condición normal.
 - *Flujo de Potencia de Tiempo Real:* Ejecución de un algoritmo de flujo de carga y análisis de contingencias (RTCA — *Real-Time Contingency Analysis*) en el software de gestión de energía (EMS) del centro de control para evaluar la robustez del área ante contingencias N-1 .
- **Paso 3: Verificación de Restricciones:** El operador del SACME cruza los vectores de flujo resultantes de la simulación con los límites térmicos y de tensión vigentes para la topología real de ese instante operativo específico (la cual presenta la desventaja de diferir frecuentemente de la topología teórica debido a indisponibilidades forzadas o mantenimientos de última hora).
- **Paso 4: Resolución y Ejecución:**
 - *Escenario A (Aprobación):* Si la evaluación técnica demuestra que la inyección no introduce violaciones sobre los márgenes de seguridad, el SACME autoriza la maniobra y el BESS ejecuta la rampa de toma de carga de forma automatizada hasta alcanzar el *setpoint* requerido por CAMMESA.
 - *Escenario B (Rechazo o Limitación por Seguridad):* Si el modelo detecta que el cumplimiento íntegro del despacho induce, por ejemplo, una sobrecarga del **106%** en una terna de cables subterráneos local, el SACME bloquea la ejecución de la orden. El operador del SACME notifica formalmente la causal técnica del rechazo al OED y propone una alternativa operativa viable, tal

como autorizar un despacho limitado (*derating*) al 50% de la capacidad solicitada o requerir una reconfiguración topológica previa en barras de 500 kV para redistribuir los flujos de tránsito de forma segura.

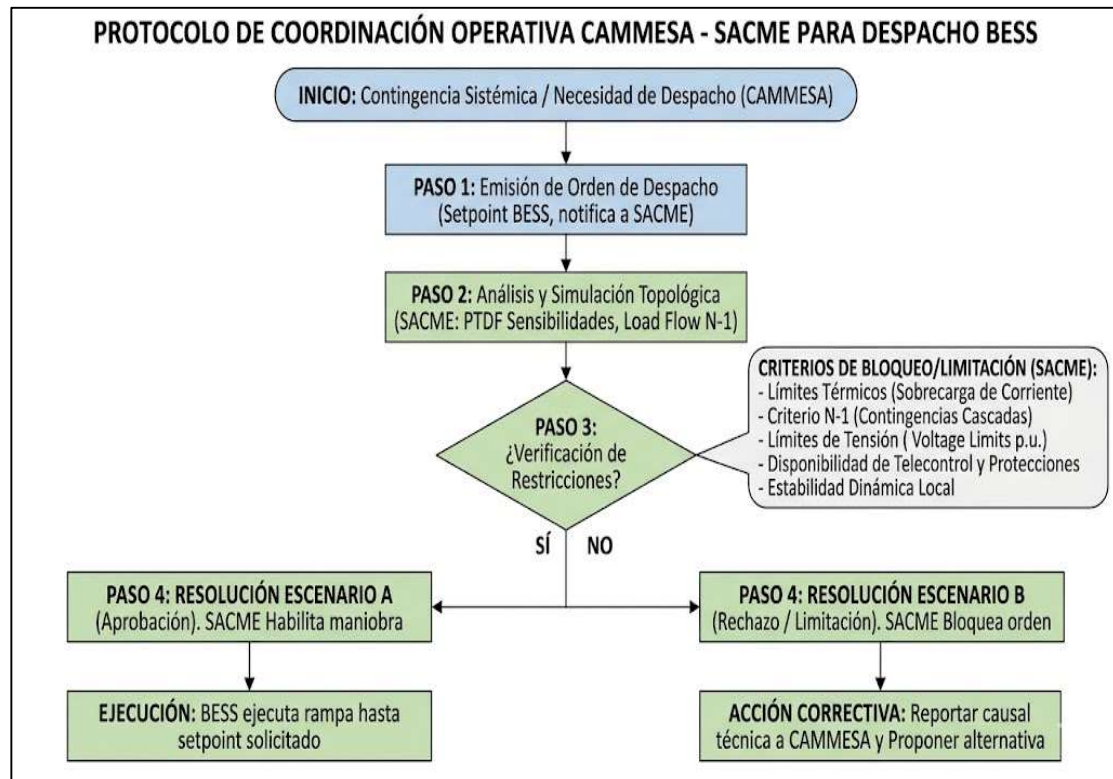


Figura 7-2. Diagrama de Flujo Protocolo CAMMESA – SACME.

7.4 Estrategia de Gestión de Energía y "Gatillo"

La evaluación operativa de un BESS sugiere un cambio radical frente al despacho tradicional de la generación térmica convencional. Mientras que una central termoeléctrica posee la ventaja de despachar potencia de forma continua, supeditada únicamente a la disponibilidad física de combustible, un sistema de almacenamiento electroquímico introduce la restricción de gestionar un bloque de energía estrictamente finito, medido en MWh. En consecuencia, el análisis técnico indica la inconveniencia de aplicar criterios de despacho discrecionales; por el contrario, resulta conveniente adoptar una estrategia de administración de energía (*Energy Management*) estructurada de forma jerárquica a través de los horizontes de planificación estacional, semanal y diaria, orientada tanto al aplanamiento preventivo de la curva de carga (*Peak Shaving*) como a la activación correctiva en tiempo real ante contingencias [102].

La decisión de activar el BESS bajo condiciones de red intacta (Estado N) se evalúa como el resultado de una validación secuencial que alcanza su resolución operativa en el

Predespacho Diario programado por CAMMESA. Debido a las restricciones físicas de degradación de las celdas y a las pautas contractuales de los PPA, el ciclado de los sistemas BESS bajo el programa ALMA GBA se restringe a un máximo de 180 ciclos completos equivalentes por año. Esta limitación introduce una desventaja de uso continuo, impidiendo la participación del activo en esquemas de arbitraje diario convencional en el SADI. No obstante, presenta la ventaja de preservar el Estado de Salud (SOH) de las celdas para consolidar el recurso como una reserva técnica estratégica ante escenarios de estrés crítico.

Para instrumentar esta selectividad operativa, se sugiere la definición de un Umbral de Activación (P_{umbral}). Tomando como referencia estadística los picos históricos de máxima exigencia registrados en la red —tales como los 29.589 MW alcanzados en el SADI el 10 de febrero de 2025, o los 11.157 MW verificados en el área de control del GBA el 13 de marzo de 2023—, el sistema de almacenamiento se reserva exclusivamente para aquellas ventanas temporales donde las previsiones de demanda se aproximen a dichos niveles de saturación.

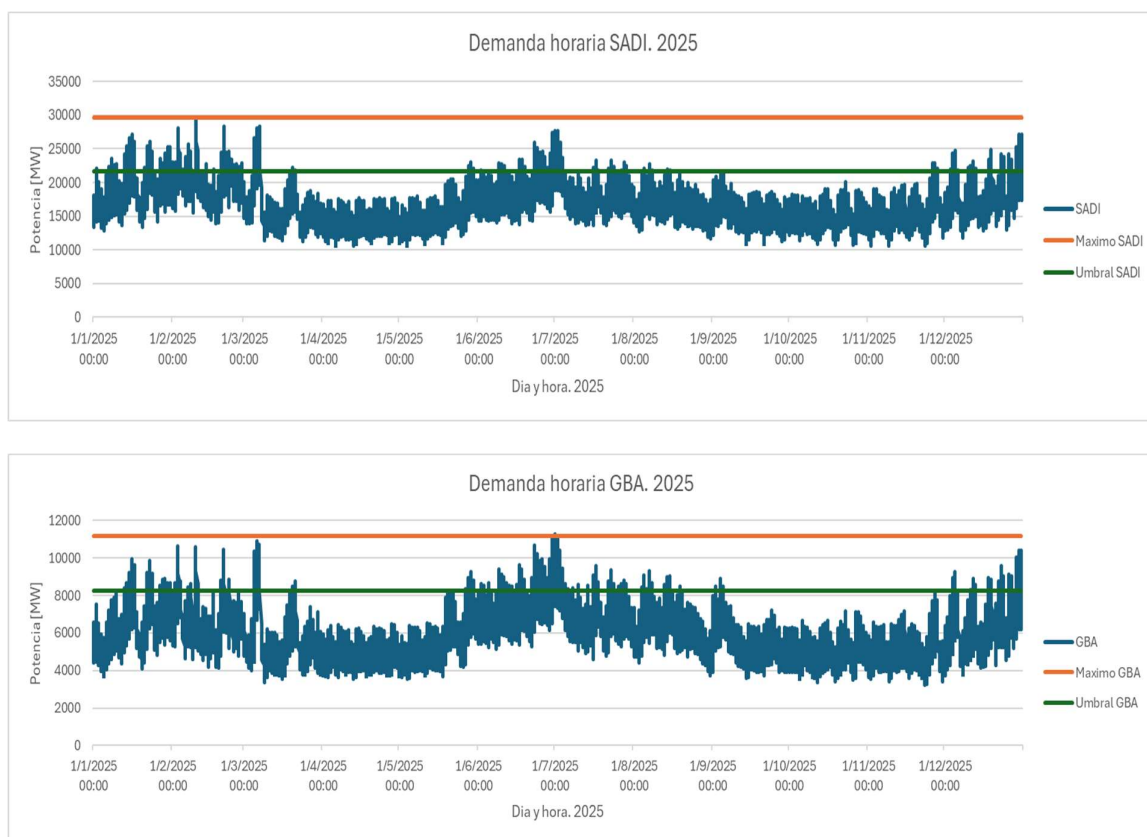


Figura 7-3. Potencia horaria 2025 SADI y GBA. Potencias máximas históricas. Potencias umbral propuestas.

Para operativizar el P_{umbral} respetando la cuota anual de desgaste, se propone aplicar un criterio estadístico de optimización basado en el análisis de la Curva de Duración de Carga horaria del año base 2025, evaluando de manera desagregada el comportamiento macro-sistémico (SADI) y el regional (GBA) [103]. La metodología bajo estudio sugiere estructurar una distribución del riesgo operativo bajo una relación de compromiso de 70/30:

- **Asignación Base (70%):** Disposición de 126 ciclos anuales equivalentes destinados a operaciones programadas de aplanamiento de picos (*Peak Shaving* preventivo), coordinados en función de las previsiones meteorológicas y de demanda del horizonte diurno (D-1).
- **Reserva Operativa Estratégica (30%):** Conservación de 54 ciclos anuales mantenidos estrictamente en estado de espera (*stand-by*) para la mitigación de emergencias topológicas en tiempo real, tales como eventos de contingencia N-1 o apartamientos intempestivos severos de las curvas de generación/demanda.

A partir de la cuota preventiva de 126 jornadas operativas, el procesamiento estadístico de las series temporales de carga permite indexar los valores de potencia exacta que son superados en esa cantidad específica de días al año, garantizando matemáticamente que la batería intervenga solo ante escenarios de criticidad demostrada. El análisis estadístico arrojó los siguientes umbrales de referencia:

- **Umbral Sistémico ($P_{umbral_{SADI}}$):** 21.724 MW. Nivel a partir del cual el parque de generación nacional reduce sus márgenes de reserva rotante por debajo de los límites de seguridad, sugiriendo la conveniencia de incorporar potencia firme de respuesta rápida. [En base a demanda 2025]
- **Umbral Local ($P_{umbral_{GBA}}$):** 8.267 MW. Límite que define el inicio del estrés térmico para la infraestructura de transformación local y el punto de saturación de los corredores de transmisión en 500 kV que alimentan al Área Metropolitana. [En base a demanda 2025]

La regla de decisión se estructura de forma algorítmica: si la demanda máxima pronosticada supera estas fronteras de potencia, el sistema BESS ingresa en el Predespacho programado. De lo contrario, el activo permanece en reposo operativo, sugiriéndose mantener el inventario energético en un nivel de almacenamiento base del 70% de su capacidad.

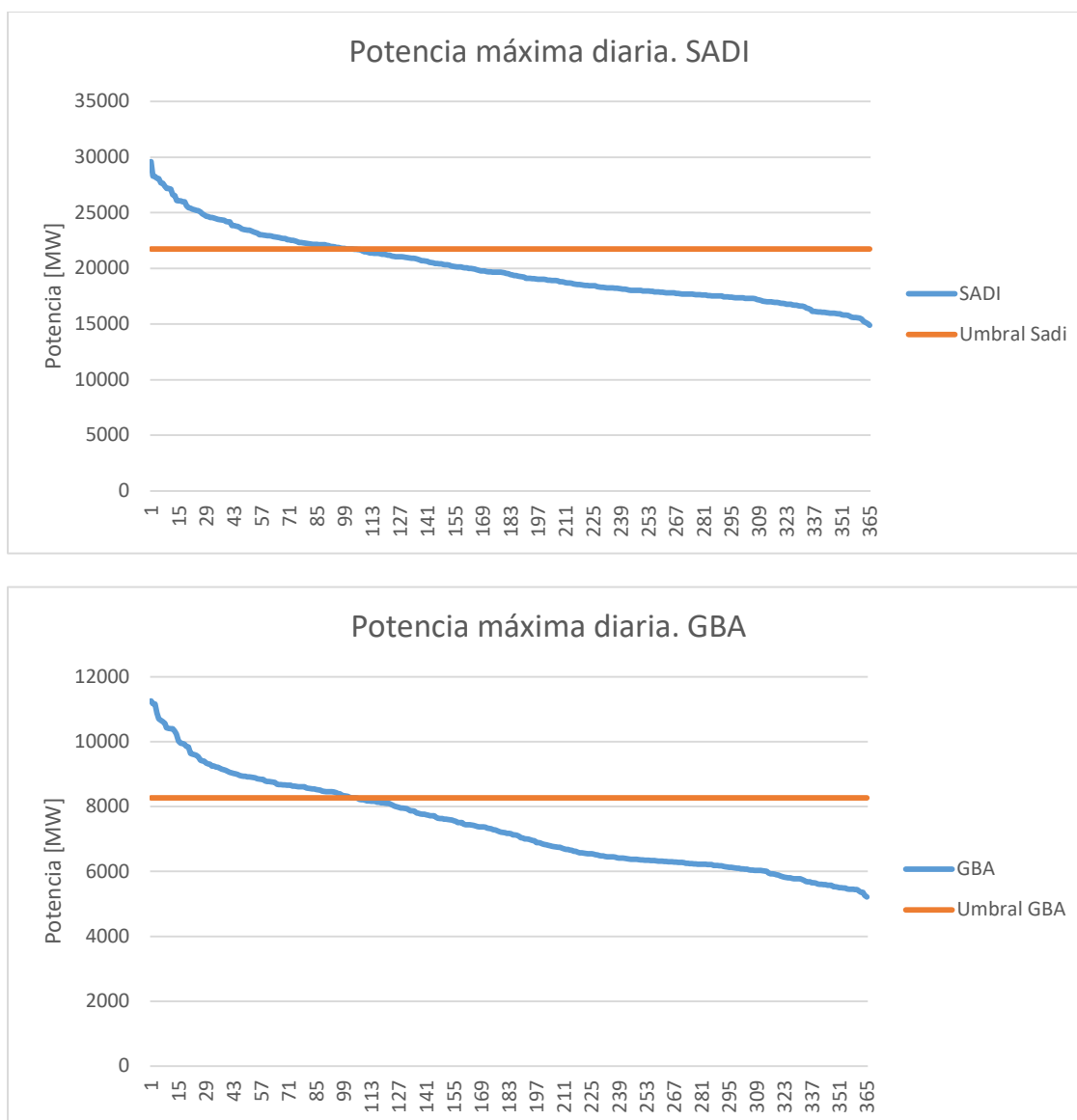


Figura 7-4. Potencia diaria máxima 2025 SADI y GBA. Potencias umbral propuestas.

7.4.1 Aplicación Jerárquica en los Horizontes de Programación

Para maximizar la eficiencia en la administración de los 180 ciclos, el mecanismo de "Gatillo" se refina de manera progresiva en concordancia con la reducción de la incertidumbre temporal de los pronósticos:

- **Gatillo Estacional (Definición Estratégica):** Opera como una herramienta de simulación macro con paso semanal. En esta instancia se formaliza la segmentación del cupo 70/30. A través del análisis de las crónicas hidrotérmicas estocásticas, el modelo proyecta cuántas semanas del período estival o invernal exhibirán condiciones críticas de demanda, permitiendo establecer un cupo de ciclos "objetivo" por bloque mensual. Esta pre-asignación presenta la ventaja de

evitar que el activo agote su vida útil de forma prematura ante frentes climáticos severos imprevistos al inicio de la estación.

- **Gatillo Semanal (Ajuste Táctico):** Procesa la cuota de ciclos asignada estacionalmente y la somete a una validación frente a previsiones de demanda de mayor certeza (horizonte de 15 días mediante el software MODHITES). Este nivel ofrece la ventaja de evaluar descalces entre el escenario estotástico previo y la realidad inmediata de la red; si el pronóstico extendido indica temperaturas moderadas o una alta disponibilidad de gas natural de base, el gatillo faculta el "ahorro" de ciclos, desplazándolos hacia semanas subsiguientes caracterizadas por mayores tasas de indisponibilidad forzada o mantenimientos críticos en líneas de transmisión.
- **Gatillo en el Predespacho Diario (Ejecución Operativa):** Constituye la instancia final de decisión bajo un horizonte de 24 horas (D+1). El operador del sistema verifica de forma horaria si la curva de carga simulada perfora los límites del $P_{umbral_{SADI}}$ o $P_{umbral_{GBA}}$. Ante una confirmación de superación de los límites, se valida la orden de inyección programada; en caso contrario, el gatillo bloquea la intervención preventiva, preservando el SOC para la atención de la Reserva Operativa ante contingencias de tiempo real (Estado N-1) [104].

7.4.2 Operativa del Ciclo de Carga y Descarga: Modulación y Restitución del SOC

Confirmada la superación del umbral de potencia y validada la disponibilidad de la cuota de ciclos, el operador debe determinar la curva de despacho del inventario energético. Las condiciones técnicas de la licitación estipulan una autonomía nominal mínima de 4 horas operando a capacidad máxima (P_{nom}). No obstante, la evaluación de la demanda urbana en el AMBA demuestra que el pico térmico estival se presenta frecuentemente bajo la morfología de una "meseta extendida" que puede prolongarse por 6 horas o más (típicamente en la franja de 14:00 a 20:00 hs), impulsada por la elevada inercia térmica de las edificaciones residenciales.

Para mitigar la desventaja de un agotamiento prematuro del almacenamiento — escenario crítico que dejaría a la red de subtransmisión desprotegida durante el tramo final del pico de consumo—, se propone implementar una estrategia dinámica de modulación de potencia. La potencia de consigna regulada ($P_{despacho}$), se calcula en función de la duración estimada de la sobrecarga ($T_{píco}$), definida matemáticamente como la ventana

temporal durante la cual la curva de demanda proyectada ($D_{(t)}$) excede los límites del P_{umbral} :

El bloque de energía total neto garantizado por la planta se encuentra acotado por:

$$E_{total} = P_{nom} \times 4h$$

La lógica algorítmica para guiar el despacho programado se formula mediante la siguiente función condicionada por tramos [105]:

$$P_{despacho} = \begin{cases} P_{nom} & \text{si } T_{pico} \leq 4h \\ \frac{E_{total}}{T_{pico}} & \text{si } T_{pico} \geq 4h \end{cases}$$

El análisis de esta estrategia dinámica de control permite contrastar sus ventajas y desventajas relativas:

- **Escenario de Pico Agudo** ($T_{pico} \leq 4h$): El sistema inyecta su potencia nominal plena (P_{nom}). Presenta la ventaja de maximizar el factor de alivio instantáneo sobre los transformadores congestionados, recortando de forma agresiva la cúspide de la demanda.
- **Escenario de Meseta Extendida** ($T_{pico} \geq 4h$): Se prioriza la continuidad del soporte temporal por sobre la magnitud absoluta del recorte de potencia. Bajo este criterio, ante una previsión que anticipe una meseta térmica de 6 horas de duración, un proyecto BESS de $P_{nom} = 100 MW$, $E_{total} = 400 MWh$ no despachará el 100% de su capacidad. En su lugar, el centro de control ajustará el *set-point* para limitar la inyección a un valor constante de 66,6 MW continuos durante las 6 horas. La ventaja de este enfoque radica en garantizar que la infraestructura de transporte opere por debajo de sus límites térmicos de emergencia a lo largo de todo el evento de estrés, evitando la desconexión anticipada de la batería por agotamiento del SOC. Su desventaja radica en una menor reducción del pico de corriente instantáneo, lo cual podría requerir la asistencia coordinada de otras unidades del anillo.

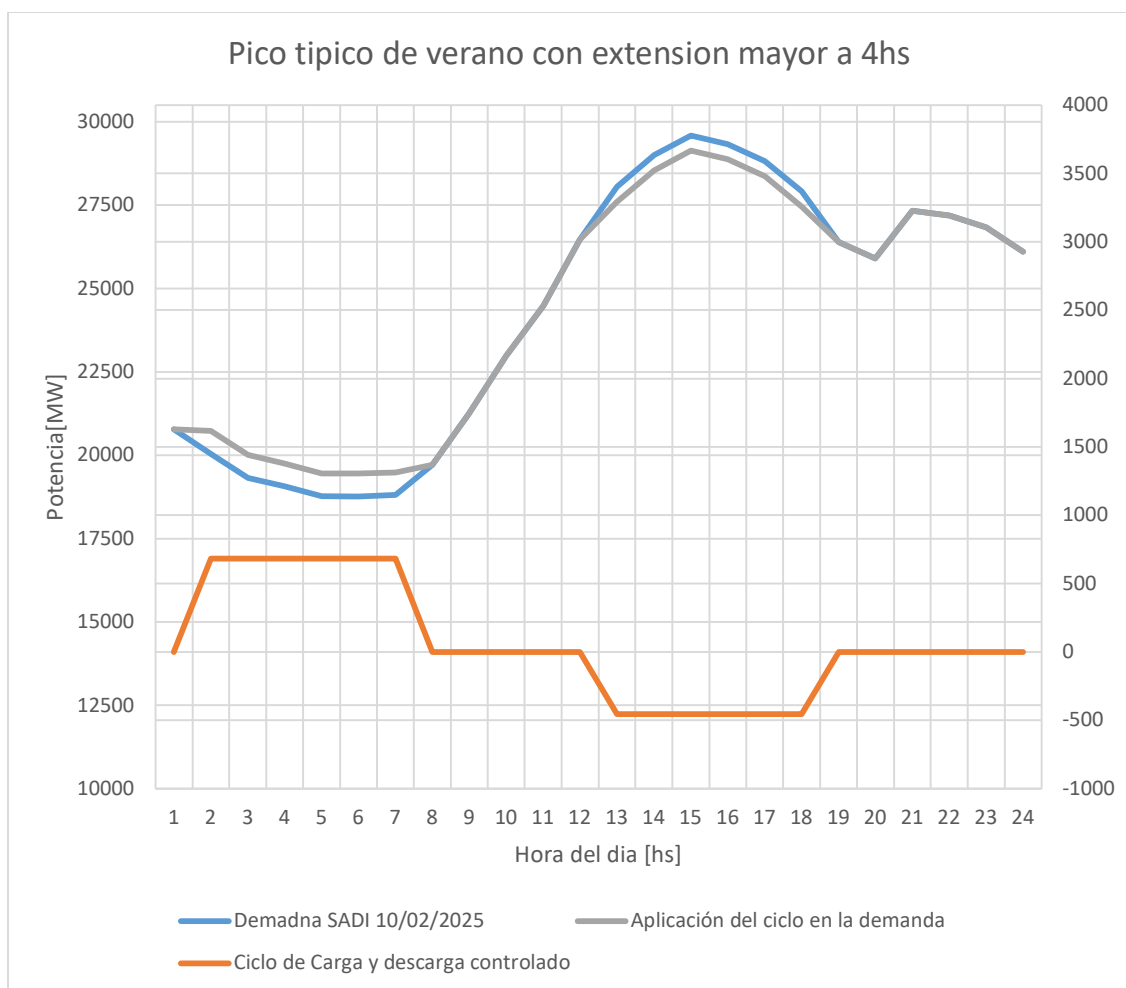


Figura 7-5. Perfil temporal de una demanda en meseta de 6 horas ilustrando la modulación de potencia y el efecto de Peak Shaving resultante.

Concluido el evento de despacho preventivo o mitigada una contingencia en tiempo real, el sistema BESS requiere restituir su inventario electroquímico para retornar a los niveles de reserva del 70% de SOC. Sin embargo, el análisis operativo indica la inconveniencia de habilitar una absorción de potencia activa ($P < 0$) de forma discrecional o automática por parte de la planta.

El protocolo sugiere que la orden de carga debe quedar estrictamente circunscripta a las ventanas de demanda mínima del sistema (bloques de valle durante la madrugada), integrándose de forma mandatoria en el Predespacho Diario (D-1). Adicionalmente, esta maniobra de absorción masiva se encuentra sujeta de forma ineludible al filtro de validación topológica de SACME. El operador local debe certificar de manera previa mediante flujos de carga que la toma de corriente combinada de los inversores no originará depresiones de tensión (*voltage sags*) inaceptables en los nodos de subtransmisión ni inducirá sobrecargas secundarias en la infraestructura de transformación superior de 500/220 kV o 220/132 kV durante el período de recarga.

7.5 Protocolo ante Contingencias Topológicas (Estado N-1)

La ocurrencia de una contingencia severa, tal como la salida de servicio imprevista de una línea de extra alta tensión o de un transformador crítico de interconexión, altera de forma radical la topología de la red de transmisión. Desde la perspectiva del análisis eléctrico, este escenario degrada la robustez del sistema y modifica de manera instantánea las impedancias equivalentes de Thévenin en los nodos, invalidando los coeficientes de las matrices de sensibilidad estática (PTDF) calculados para el Estado N.

Ante un evento N-1, el análisis dinámico sugiere que la respuesta de regulación de los sistemas BESS debe ejecutarse de forma autónoma durante los primeros ciclos transitorios. Esta velocidad presenta la ventaja de contener la degradación de las variables eléctricas de forma inmediata, garantizando la estabilidad transitoria hasta que los centros de control del SACME o CAMMESA ejecuten algoritmos de reconfiguración y recalculen los parámetros operativos de la red.

Para estructurar la lógica de actuación de los lazos de control del BESS frente a perturbaciones de carácter forzado, resulta indispensable distinguir entre dos condiciones operativas previas del activo al momento de la falla:

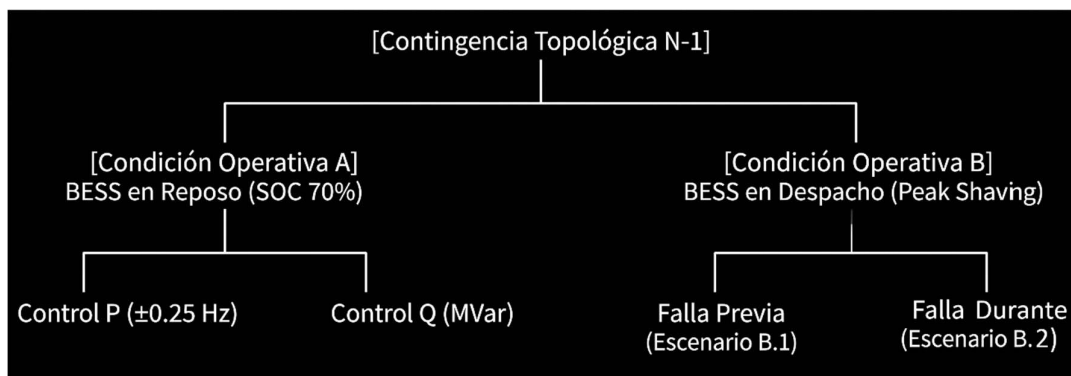


Figura 7-6. Diagrama de Flujo Protocolo ante contingencias.

7.5.1 Condición Operativa A: BESS en Estado de Reposo (No Programado)

En aquellas jornadas donde las previsiones de carga diarias (D-1) no perforan los umbrales estadísticos de criticidad establecidos (21.724 MW para el SADI u 8.267 MW para el GBA), el BESS no es convocado para el bloque de despacho continuo (*Peak Shaving*). En consecuencia, el activo transiciona normativamente hacia un esquema de operación como estabilizador dinámico y reserva de emergencia en tiempo real.

- **Gestión del Estado de Carga (SOC) Óptimo:** Durante los períodos de reposo programado, se sugiere por protocolo que el BESS mantenga un Estado de Carga de referencia fijado en el **70%** de su capacidad útil. La adopción de este umbral

intermedio presenta la ventaja electroquímica de ubicar a las celdas de Litio-Ferro-Fosfato (LFP) en su zona de menor estrés termodinámico, minimizando la cinética de degradación asociada al envejecimiento por calendario (*calendar aging*) [106]. Operativamente, esta condición ofrece el beneficio de un margen semi-simétrico y holgado: la batería conserva suficiente energía almacenada para afrontar inyecciones sostenidas de potencia activa ante pérdidas de generación, disponiendo asimismo de capacidad vacante para absorber potencia si la red experimenta contingencias por exceso de evacuación.

- Reserva Rotante Virtual y Control de Frecuencia (ΔP):** Posicionado en su nivel base del 70%, el BESS emula de forma electrónica la función de la reserva rotante de las centrales térmicas convencionales. Si bien la prestación obligatoria de este control de frecuencia secundario no se encuentra explícitamente taxada en los pliegos iniciales del programa y queda **a definir según el alcance final de los servicios del contrato de ALMA GBA**, el análisis de ingeniería sugiere la conveniencia de prever su habilitación. Para resguardar el activo del desgaste por ruido de red, el regulador de velocidad del inversor se parametriza con una banda muerta de 0.25 Hz respecto a la frecuencia nominal del SADI (50Hz). Mientras la variable oscile dentro del rango seguro (49.75Hz a 50.25Hz), el intercambio neto de potencia activa es nulo. Si la contingencia N-1 induce un déficit de generación masivo y la frecuencia perfora la banda muerta, el lazo de control comanda la inyección instantánea de potencia activa (+P) siguiendo una curva de estatismo configurable. Inversamente, si el evento aísla un bloque de demanda provocando una sobre-frecuencia (> 50.25Hz), el sistema actúa absorbiendo energía (-P), estabilizando la rampa transitoria.
- Soporte Dinámico de Tensión (ΔQ):** Debido a que en este modo operativo el compromiso de flujo continuo de potencia activa es inexistente, la capacidad nominal de los semiconductores del PCS (Potencia Aparente, MVA) se encuentra totalmente disponible (tomando en cuenta los factores de potencia de los inversores correspondientes). El protocolo sugiere priorizar de forma absoluta el control automático de la Potencia Reactiva (Q). Ante una falla topológica que induzca un hueco de tensión (*voltage sag*) o una depresión sostenida de la tensión en las barras de subtransmisión, el inversor ejecuta la inyección rápida de reactivos de carácter capacitivo [107]. Esta respuesta ofrece la ventaja de restaurar los perfiles de tensión de manera local, mitigando el riesgo de que las cargas de tipo motor

(como equipos de climatización residencial) sufran un colapso por frenado y demanden corrientes destructivas que agraven la falla del nodo.

7.5.2 Condición Operativa B: BESS con Despacho Programado

El escenario de mayor exigencia para los algoritmos de control se configura cuando la contingencia irrumpe en una jornada donde el BESS se encuentra activamente comprometido por las órdenes de predespacho de CAMMESA. Bajo esta condición, la respuesta del activo se encuentra supeditada al instante cronológico en que ocurre la falla respecto a la ventana de intervención asignada:

7.5.2.1 Escenario B.1: Falla previa al inicio del despacho (BESS en espera)

Si el evento N-1 se materializa en las horas previas al bloque de inyección programado, el BESS se localizará en estado de reposo pero con un nivel de almacenamiento cercano al **100% de SOC**. Esta condición asimétrica introduce una fuerte restricción física impuesta por el Sistema de Gestión de Baterías (BMS) para su autoprotección:

- *Bloqueo de Absorción (-P)*: El equipo queda inhabilitado para absorber potencia activa ante perturbaciones de sobre-frecuencia. Intentar forzar una corriente de carga sobre celdas saturadas al 100% induciría sobretensiones internas severas y fenómenos de niquelado de litio, desencadenando el embalamiento térmico (*thermal runaway*) y la consecuente apertura por hardware de los contactores de CC, aislando el activo [108].
- *Aporte Unidireccional (+P) y Soporte Reactivo (Q)*: El sistema queda configurado exclusivamente como una reserva rotante asimétrica de subida. Frente a caídas de frecuencia o tensiones deprimidas, el PCS aprovecha la carga máxima para inyectar potencia activa plena de forma instantánea y despachar reactivos capacitivos, actuando como un elemento de mitigación unidireccional para sostener el nodo degradado.

7.5.2.2 Escenario B.2: Falla durante la ejecución del despacho activo

Si la contingencia topológica se produce mientras el BESS ejecuta la inyección de *Peak Shaving*, el dispositivo asume el rol de una unidad de generación de criticidad sistémica. El análisis de estabilidad indica la inconveniencia de una desconexión intempestiva del activo por protecciones secundarias, puesto que la pérdida repentina de su inyección (bloques de hasta 150 MW) agravaría el déficit del área metropolitana degradada. El inversor debe soportar el transitorio cumpliendo con las siguientes exigencias técnicas dispuestas por los criterios de supervisión de SACME y los procedimientos del OED:

1. **Soporte de Corrientes de Secuencia Inversa:** Ante la presencia de fallas asimétricas en la red de subtransmisión (como cortocircuitos monofásicos o bifásicos a tierra), los inversores del BESS tienen la obligación de soportar la circulación de corrientes de secuencia inversa sin activar alarmas de desbalance que fuercen su desconexión. Esta capacidad de resistencia transitoria debe mantenerse de forma ininterrumpida durante el lapso necesario para que actúen las protecciones de respaldo principales y se ejecute el despeje de la falla en la línea afectada.
2. **Comportamiento ante Recierres de Línea:** Las redes de alta tensión del AMBA operan frecuentemente con esquemas de apertura y recierre monofásico automático (RMA) para despejar fallas de carácter fugaz causadas por descargas atmosféricas o contaminación de aisladores. Si este ciclo se activa en un vínculo adyacente, el BESS presenta la restricción técnica de no desconectarse por oscilaciones de tensión o asimetrías durante el denominado "tiempo muerto" del recierre. El activo debe conservar su sincronismo analógico y reanudar la inyección de potencia total en el instante exacto en que las condiciones físicas de acoplamiento de la línea son restituidas.
3. **Respuesta de Tensión Ultrarrápida (Emulación de Excitación):** Frente a fallas severas de carácter trifásico que induzcan depresiones profundas de tensión en bornes del inversor (hundimientos de hasta el 50% del valor nominal), el lazo de control de tensión debe actuar con una velocidad extrema que supere la constante de tiempo de los sistemas de excitación de los generadores sincrónicos tradicionales. El firmware del PCS debe comandar a los semiconductores para alcanzar su techo de corriente reactiva máxima admisible en un tiempo inferior a los **10 milisegundos**, proveyendo el aporte necesario para la correcta polarización y actuación de los relés de distancia de la red de transporte.
4. **Cumplimiento de Exigencias Regulatorias para Fuentes Renovables (PT N° 4 Anexo I):** Al constituir tecnologías acopladas mediante electrónica de potencia, los sistemas BESS deben asimilar las directrices operativas dictaminadas por CAMMESA para generadores eólicos y fotovoltaicos [107]:
 - *Soporte ante Huecos de Tensión (LVRT - Low Voltage Ride-Through):* Obligación de permanecer conectados a la red ante disminuciones transitorias de tensión fase-tierra, siempre que el perfil de la falla no perfore la curva límite de tensión-tiempo especificada en el Anexo I del Procedimiento Técnico N° 4.

- *Inyección Prioritaria de Corriente de Falla*: Al detectar la anomalía de tensión, el control dinámico debe priorizar de forma automática el despacho de corriente reactiva de carácter inductivo o capacitivo (según requiera el nodo), ejecutando de ser necesario una reducción controlada (*derating*) de la potencia activa (P) para no exceder la envolvente de corriente térmica de los módulos IGBT del inversor.
 - *Tolerancia a Asimetrías Permanentes*: Capacidad de sostener la operación continua aun cuando la componente de secuencia inversa remanente en el Punto de Conexión Común (PCC) se mantenga en valores de hasta el 1% de la tensión nominal de la barra.
5. **Estabilización y Amortiguamiento Dinámico (POD)**: Tras la eliminación de un cortocircuito, las redes longitudinales y malladas como las del SADI suelen experimentar oscilaciones electromecánicas de potencia de baja frecuencia entre áreas de generación y centros de consumo. El BESS debe mitigar estos fenómenos implementando un lazo de control de **Amortiguamiento de Oscilaciones de Potencia** (POD — *Power Oscillation Damping*), el cual actúa de forma análoga al Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS) de las máquinas térmicas rotantes [110]. Los transductores de medición asociados a este lazo electrónico deben procesar las variables de frecuencia o flujo con constantes de tiempo inferiores a los **40 milisegundos**, modulando la inyección en contrafase exacta para amortiguar oscilaciones dinámicas comprendidas en el rango espectral de 0.1Hz a 2.5Hz. La implementación de este servicio queda supeditada a los BESS que posean inversores grid-forming.
6. **Modulación Dinámica de la Reserva de Frecuencia (RPF)**: Dependiendo del margen de potencia remanente disponible en el PCS al momento de la contingencia, el BESS activará sus lazos de regulación primaria. Si la unidad ejecutaba un *Peak Shaving* limitado a 66 MW sobre una capacidad nominal de 100 MW, y la contingencia topológica provoca un salto de demanda o pérdida de generación que deprime la frecuencia sistémica, el control liberará de forma automática los 34 MW de potencia activa remanentes en fracciones de ciclo, estabilizando la rampa de caída.

7.6 Despacho a Discreción y Gestión en Estado de Alerta

Más allá del funcionamiento automatizado de los lazos de control ante contingencias y de las consignas horarias del predespacho diario orientadas a la reducción preventiva de

picos, el BESS se consolida como un activo táctico de reserva estratégica esencial para la gestión del tiempo real de la red. Durante el desarrollo de la jornada operativa, ya sea porque el activo no completó la totalidad de los ciclos preventivos asignados o porque restituyó con éxito su inventario energético tras una perturbación matutina, es altamente probable que el equipo disponga de una capacidad de almacenamiento remanente estable, situándose en torno al 70% de su SOC. Esta holgura dota al organismo encargado del despacho de un margen de maniobra flexible para la resolución de imprevistos no modelados.

La operación del SADI se encuentra sujeta a un dinamismo estocástico que los modelos predictivos de predespacho diario no logran capturar en su totalidad. En el tiempo real, el OED monitorea continuamente las variables a través del SOTR. Si se constatan desviaciones severas respecto a la programación de base —tales como rampas de toma de carga térmica más aceleradas que las previstas por termosensibilidad, salidas forzadas de generadores locales o indisponibilidades imprevistas en transformadores del conurbano—, el sistema ingresa técnicamente en **"Estado de Alerta"**.

Bajo estas condiciones de degradación de los márgenes de seguridad de la red, el operador centralizado de CAMMESA posee la potestad regulatoria absoluta para ejecutar el **Despacho a Discreción** del sistema BESS. Esta atribución faculta al despachante humano para intervenir de forma remota sobre el activo, anulando temporalmente las consignas preprogramadas, los esquemas automáticos de control local o las bandas muertas ordinarias para asumir el comando directo sobre los inversores de la planta.

El despacho a discreción presenta ventajas y desventajas que conviene ponderar desde la ingeniería de la operación:

- **Ventajas del Comando Directo:** Permite utilizar el SOC disponible del 70% como una inyección de "cirugía mayor" localizada en la red de subtransmisión. El operador posee la flexibilidad de ordenar rampas de potencia activa violentas para evitar el colapso por sobrecarga de un cable subterráneo de 132 kV que acaba de asumir los flujos de un vínculo paralelo fallado, o dosificar inyecciones escalonadas de potencia reactiva para sostener los perfiles de tensión del conurbano sur mientras se gestiona el proceso de arranque y sincronización de turbinas de gas de ciclo abierto de inicio lento.
- **Desventajas de la Operación Discrecional:** Someter al activo a consignas manuales sin el filtrado algorítmico automatizado introduce la desventaja de depender estrictamente de la pericia del operador frente a la consola, elevando el

riesgo de ordenar inyecciones que, si bien alivian una subestación troncal, provoquen sobrecargas secundarias en transformadores menores aguas abajo debido al comportamiento reticular analizado en la matriz de conectividad de SACME.

Por consiguiente, el protocolo sugiere que el despacho a discreción debe operar como un recurso físico de última instancia, supeditado a la supervisión experta y coordinado mediante los diagramas de coloreo topológico para consolidar al BESS como el activo de flexibilidad definitivo ante causas forzadas en el AMBA.

8 ALMA SADI

El presente capítulo expone la visión de mediano y largo plazo para la integración del almacenamiento masivo de energía a escala federal mediante el programa ALMA SADI. Tras haber evaluado las urgencias locales y los protocolos de contingencia de corto plazo aplicados al anillo metropolitano, este apartado profundiza en el diseño de una arquitectura operativa de vanguardia basada en el apilamiento de servicios (*Value Stacking*). A lo largo de las siguientes secciones, se estructuran las estrategias de despacho dinámico regionalizado en función de las restricciones reales de la red troncal y se analizan reformas sugeridas para consolidar al BESS como un activo sistémico de flexibilidad, transformando definitivamente el paradigma de la operación tradicional del SADI.

8.1 Diseño del Stack de Servicios Propuesto para el SADI

La evaluación de la viabilidad técnica y económica de los sistemas BESS sugiere capitalizar su inherente dualidad operativa y su capacidad para alterar su consigna funcional en fracciones de segundo. Sin embargo, para que esta tecnología trascienda la abstracción teórica y se consolide como una solución estructural dentro del SADI, el análisis de planificación indica la conveniencia de abandonar el paradigma del despacho unidimensional.

Destinar un activo caracterizado por un elevado costo de capital (CAPEX) a operar exclusivamente en reserva activa para un único propósito —como el recorte aislado de picos de demanda o *peak shaving*— introduce una desventaja de subutilización del recurso. Por el contrario, se sugiere una estrategia de apilamiento de valor o **Value Stacking**, donde el BESS opere de forma simultánea en múltiples frentes. Este enfoque ofrece la ventaja de maximizar de forma concurrente la seguridad operativa requerida por el operador del sistema y la tasa de retorno financiero esperada por el inversor privado [109].

Para instrumentar esta integración optimizada dentro de la compleja topología del SADI, la presente tesis propone estructurar la operación del BESS mediante la superposición de cinco capas funcionales sucesivas:

- **Capa 1: Confiabilidad y Alivio Topológico:** Constituye el cimiento físico y de seguridad del stack. En extensas regiones del SADI, las redes de subtransmisión de 132 kV operan frecuentemente al límite de su capacidad de transporte térmico durante los picos de exigencia estival. Ante la ocurrencia de contingencias por la pérdida de un vínculo paralelo (Estado N-1) o una congestión inminente, el BESS

asume funcionalmente el rol de una "Línea Virtual". La inyección inmediata de potencia activa neta ($P > 0$) en el nodo receptor presenta la ventaja de descargar los megavatios que de otra forma saturarían el corredor, evitando cortes de carga forzados y posibilitando el diferimiento de inversiones masivas en infraestructura de transmisión. Esta capa proporciona el sustento técnico para justificar el pago regulado por potencia firme puesta a disposición.

- **Capa 2: Arbitraje Espacio-Temporal y Gestión de Energía:** Una vez garantizados los márgenes de seguridad del nodo, la capacidad energética remanente ingresa al terreno de la optimización económico-comercial. La lógica operativa consiste en comandar la carga del BESS ($P < 0$) durante los valles de demanda nocturnos o en coincidencia con los picos de inyección solar fotovoltaica al mediodía, mitigando los excedentes renovables que de otra forma sufrirían vertimientos forzados (*curtailment*) por congestión local. Esta energía almacenada se despacha posteriormente durante el pico térmico nocturno. Si bien esta capa ofrece la ventaja de maximizar la rentabilidad del inversor mediante la captura de los diferenciales de precios del mercado *spot*, introduce la desventaja de ser el principal vector de estrés electroquímico y degradación cíclica sobre las celdas de Ion-Litio, exigiendo un control estricto de la profundidad de descarga (DoD).
- **Capa 3: Regulación Primaria de Frecuencia (RPF):** El soporte macro-sistémico se ejecuta mediante la asignación de una franja de potencia de respuesta rápida. Las variaciones intempestivas del balance carga-generación en el SADI requieren acciones correctoras inmediatas que el parque térmico tradicional provee con una lentitud inherente a la inercia mecánica de sus masas rotantes. El inversor electrónico del BESS, por el contrario, presenta la ventaja de poder destinar una fracción permanentemente reservada de su capacidad (típicamente entre el 2% y el 5% de su potencia nominal) para inyectar o absorber potencia activa en milisegundos [110]. El desafío de ingeniería en esta capa consiste en parametrizar una banda muerta asimétrica e inteligente en el firmware del PCS, asegurando que el recurso intervenga exclusivamente ante desviaciones sistémicas severas (como la salida forzada de una gran central de base) y permanezca inmóvil ante el ruido ordinario de la red, mitigando la desventaja del micro-ciclado prematuro que sugieren los análisis de laboratorio [138].
- **Capa 4: Soporte de Tensión y Potencia Reactiva:** Esta función representa una ventaja operativa superlativa debido a que, al ejecutarse de forma puramente electrónica a nivel de las compuertas del inversor, no demanda el drenaje de la

energía química de la batería ni introduce desgaste físico en las celdas. Aprovechando su capacidad para operar en los cuatro cuadrantes del plano P-Q, el BESS funciona de manera continua como un compensador estático síncrono (STATCOM virtual). Con independencia de si el SOC se sitúa al 0% o al 100%, la capacidad aparente residual del PCS se utiliza para inyectar reactivos (+Q) en extremos de línea congestionados para evitar colapsos de tensión en horas de alta carga, o para absorber reactivos (-Q) durante las madrugadas, mitigando sobretensiones transitorias inducidas por el efecto Ferranti en corredores débilmente cargados.

- **Capa 5: Inercia Sintética y Formación de Red:** Constituye la frontera tecnológica y experimental de la propuesta. A diferencia de los inversores convencionales que operan bajo la lógica de seguimiento de red (*Grid-Following*) y dependen de una señal de tensión preexistente, la adopción de topologías *Grid-Forming* (GFM) faculta al inversor para establecer su propia referencia de tensión y frecuencia. Mediante la implementación de algoritmos de Máquina Síncrona Virtual (VSM), el BESS ofrece la ventaja de emular electromecánicamente la respuesta inercial de un generador rotante, inyectando potencia instantánea en oposición directa a la Tasa de Variación de Frecuencia (RoCoF) ante perturbaciones severas .

El diseño integral de este stack de servicios evidencia que el principal desafío de control radica en la superposición de demandas concurrentes sobre un recurso físico finito. El BESS dispone de una única envolvente de corriente térmica en sus inversores y de un bloque de energía estrictamente acotado en sus celdas.

De este modo, se configura un conflicto de despacho inherente: si las señales del mercado *spot* registran precios marginales elevados que justifican la descarga comercial de la batería (Capa 2), pero de forma simultánea el nodo local experimenta una depreciación crítica de tensión (Capa 4) en coincidencia con el desenganche de una unidad de generación troncal que activa la regulación primaria (Capa 3), el sistema experimenta una restricción matemática que impide satisfacer la totalidad de los requerimientos al 100% de su capacidad nominal.

Para resolver esta limitación, el análisis de ingeniería sugiere la conveniencia de sustituir las lógicas de despacho estáticas por una **Matriz de Prioridades Dinámica**, ponderada según el grado de criticidad topológica del nodo de inserción. En el esquema diseñado para el SADI, la jerarquía de control delega la máxima autoridad a la supervivencia física del nodo de red. Por lo tanto, las consignas de alivio topológico y

control extremo de tensión (Capas 1 y 4) anulan y bloquean de forma mandatoria cualquier otra instrucción operativa o comercial. En el segundo nivel de prioridad se localiza la seguridad sistémica nacional mediante la contención de la frecuencia (Capa 3). Únicamente cuando estas variables de confiabilidad física se sitúan dentro de los márgenes de seguridad admisibles y el activo conserva un SOC superior al umbral crítico de reserva, el algoritmo libera la capacidad remanente para habilitar la participación del BESS en el arbitraje comercial de energía (Capa 2).



Figura X – Pirámide de capas "Value stacking"

Figura 8-1. Diagrama de flujo del algoritmo de la matriz de prioridades dinámicas para el despacho multifuncional.

8.2 El Marco Regulatorio Actual: Análisis Operativo de AlmaSADI

La evolución del ME) en la República Argentina ha ingresado en una fase de transformación estructural a partir de la oficialización de la convocatoria AlmaSADI, instrumentada mediante la publicación de la Resolución SE 50/2026 [111]. Esta normativa representa el primer esfuerzo orgánico por adaptar la teoría del almacenamiento a gran escala a las singularidades de la red nacional, fijando un objetivo referencial de incorporación de **700 MW** mediante sistemas BESS. En un contexto técnico donde las restricciones críticas del país no obedecen a un déficit neto de capacidad de generación, sino al rezago estructural y consecuente saturación de los corredores de Extra Alta Tensión (500 kV) combinado con una elevada dependencia de generación forzada local de alto costo, el programa se posiciona como una herramienta táctica de rápido despliegue para mitigar cuellos de botella en los nodos de transmisión más exigidos.

Dentro de las especificaciones técnicas obligatorias establecidas en el pliego oficial de la licitación ALMA SADI, se destaca la exigencia regulatoria de que los sistemas de almacenamiento BESS incorporen inversores con capacidad de operación en modo *Grid-Forming* (formadores de red). Este requisito técnico representa un cambio de paradigma respecto a las instalaciones fotovoltaicas tradicionales del país —basadas comúnmente en esquemas *Grid-Following*—, ya que obliga al sistema de conversión de potencia (PCS) del BESS a comportarse como una fuente de tensión interna síncrona de baja impedancia. De este modo, ante perturbaciones en el SADI, las unidades de almacenamiento están obligadas a proporcionar inercia virtual, soporte de cortocircuito y regulación dinámica de tensión de manera autónoma e instantánea, garantizando la robustez y estabilidad de la red en los nodos críticos adjudicados.

Las especificaciones técnicas vigentes dictaminadas por CAMMESA para calificar los nuevos proyectos de almacenamiento son rigurosas, orientándose a garantizar el soporte efectivo de la red troncal. La reglamentación promueve la instalación de módulos integrados con capacidades nominales comprendidas entre los 10 MW y los 150 MW, imponiendo una restricción de diseño innegociable: los sistemas deben asegurar el sostenimiento de su descarga a potencia nominal continua durante un horizonte mínimo de **4 horas consecutivas** [111].

Esta exigencia de duración introduce ventajas y desventajas regulatorias que conviene evaluar:

- **Ventajas de la Autonomía de 4 Horas:** Asegura que el BESS no actúe únicamente como un compensador de fluctuaciones transitorias de corta duración, sino que adquiera la aptitud técnica para operar como un recurso de capacidad firme. Esto le permite atravesar la extensión completa del bloque de demanda máxima estival, desplazar efectivamente el despacho de generación fósil ineficiente de base diésel y proveer un respaldo prolongado ante fallas sistémicas.
- **Desventajas del Requerimiento Prolongado:** Eleva de forma notable el costo de inversión inicial (CAPEX) por megavatio instalado en comparación con sistemas de corta duración (de 1 a 2 horas) orientados exclusivamente a mercados de frecuencia, lo cual restringe el universo de desarrolladores con capacidad financiera para afrontar los pliegos en el entorno macroeconómico local.

Más allá del aporte de energía activa, la Resolución SE 50/2026 formaliza la obligación de que estos activos presten servicios auxiliares avanzados de forma obligatoria. Se requiere explícitamente que las plantas provean energía regulante y participen

activamente en el control de tensión mediante el manejo dinámico de potencia reactiva. Al ser georreferenciados en nodos específicos clasificados por el operador mediante etiquetas de criticidad operativa (**Rojo, Amarillo y Violeta**), los BESS actuarán como elementos de contención local para estabilizar perfiles de tensión y mitigar el riesgo de colapsos zonales por sobrecarga térmica.

Para viabilizar la atracción de capitales intensivos, el marco regulatorio actual implementa un esquema contractual de largo plazo respaldado por un mecanismo de ingresos de carácter dual que reconoce el *Value Stacking* del activo:

1. **Pago por Potencia Acordada Disponible (PPAD):** Constituye el pilar fundamental de los ingresos del proyecto. Este cargo fijo remunera la capacidad neta del sistema de mantenerse operativo, sincronizado y a disposición plena de las instrucciones de despacho del OED, independientemente de la energía efectivamente intercambiada, otorgando previsibilidad financiera para el repago del capital.
2. **Remuneración Variable por Energía:** Complementa el flujo de capacidad mediante la compensación económica de los megavatios-hora físicos efectivamente inyectados a la red durante los ciclos de descarga ordenados por seguridad. Este diseño presenta la ventaja de alinear los incentivos financieros del operador privado con las necesidades físicas del SADI, cubriendo los costos operativos y reconociendo el desgaste por degradación de los electrodos al momento de entregar soporte energético crítico.

8.2.1 Perspectivas y Futura Regulación: El Almacenamiento como Servicio de Mercado

Más allá del modelo contractual cerrado y centralizado propuesto en la fase inicial de AlmaSADI, la visión estratégica y el análisis de la evolución regulatoria a mediano plazo sugieren un cambio de paradigma profundo. En concordancia con las directrices de normalización progresiva del MEM impulsadas por la Resolución SE 400/2025, se prevé una transición hacia un mercado de carácter competitivo y liberalizado, donde el almacenamiento trascienda la dependencia de los contratos de abastecimiento estatales para consolidarse como un **"Servicio para el Mercado"**. Bajo este esquema avanzado, el costo operativo y de disponibilidad del recurso se internalizará y será costado de forma directa por los propios agentes del MEM (generadores, distribuidoras y grandes usuarios) en función del beneficio técnico recibido.

En este futuro escenario competitivo, se proyecta el desarrollo de marcos normativos orientados a despachar y remunerar de forma autónoma aquellos servicios de red donde

las tecnologías BESS exhiben eficiencias térmicas y dinámicas incomparables frente a las centrales térmicas tradicionales:

- **Evolución hacia Mercados de Respuesta Rápida (Fast RPF):** La reglamentación futura requerirá el diseño de algoritmos de optimización que descompongan los servicios auxiliares clásicos. El operador del sistema deberá valorizar y remunerar de forma explícita la velocidad sub-cíclica de respuesta de los inversores de estado sólido. Bajo este enfoque, la retribución económica del almacenamiento no dependerá centralmente del volumen de MWh inyectados de forma sostenida, sino de la disponibilidad de potencia reactiva instantánea y de la presteza para contener desviaciones severas de la frecuencia, permitiendo desplazar de esta función de reserva a las unidades térmicas para que operen estables en su punto de máxima eficiencia de combustible.
- **Criterios de Acceso y Prioridad de Despacho Preferencial:** El análisis de la planificación del transporte sugiere la viabilidad técnica de implementar esquemas regulatorios de incentivos cruzados. Se anticipa la posibilidad de que aquellos desarrolladores de proyectos de generación que integren sistemas BESS a gran escala en nudos de transmisión críticamente congestionados, complementando la instalación con inversiones directas en infraestructura de red asociada (tales como la ampliación de la capacidad de transformación o el refuerzo de líneas de subtransmisión locales), obtengan el derecho regulatorio a una prioridad de despacho preferencial de su energía. Esta alternativa presenta la ventaja de viabilizar la viabilidad económica de nuevos parques renovables en zonas con restricciones de red, mitigando el riesgo de vertidos forzados mediante inversión privada coordinada.
- **Institucionalización del "Despachador de Almacenamiento":** El ingreso masiva de estos recursos flexibles impondrá de forma inminente una reconfiguración en la filosofía de operación del tiempo real del SADI. Para administrar eficientemente la bidireccionalidad de las baterías distribuidas, se anticipa la necesidad de estructurar una nueva función de control centralizada dentro de CAMMESA: la figura del Despachador de Almacenamiento. Este operador especializado asumirá la tarea de coordinar la red de baterías bajo un concepto operativo asimilable al de un **"Bombeo Distribuido"**. Inspirado en la lógica de las centrales hidroeléctricas reversibles tradicionales, pero dotado de capilaridad nacional y constantes de tiempo analógicas virtualmente nulas, este esquema procesará en tiempo real el balance de pérdidas impositivas de ciclo completo, las rampas de generación

renovable y el inventario del SOC global del SADI, maximizando el valor técnico del almacenamiento como el activo de flexibilidad estructural definitivo para la transición energética argentina.

8.3 Optimización en la Gestión de Energía y Estrategias de Despacho Dinámico

El análisis estático y topológico de la red constituye un paso previo indispensable para el planeamiento macroestructural, pero resulta insuficiente como protocolo de control para el despacho en tiempo real. En la sala de control, la red eléctrica no se comporta como un modelo estático, sino como un ecosistema vivo y dinámico sujeto a variaciones estocásticas continuas. Por lo tanto, antes de definir las estrategias algorítmicas que regularán los ciclos de inyección o absorción de energía de los sistemas de almacenamiento, resulta imperativo caracterizar el entorno físico y las restricciones estructurales reales que gobiernan al SADI. La integración de los sistemas BESS exige un cambio de paradigma fundamental para el operador, sugiriendo la conveniencia de justificar y coordinar su despacho en función de las vulnerabilidades georreferenciadas de la red de transporte [112].

8.3.1 Restricciones Regionales y Perfiles Operativos Específicos en el SADI

La evaluación del almacenamiento a escala nacional bajo el esquema ALMA SADI evidencia que el sistema interconectado argentino no puede ser modelado como un nodo único y homogéneo. La viabilidad operativa del despacho de los BESS se encuentra estrictamente condicionada por la topología de la red de alta tensión y la morfología de los perfiles de demanda locales. El análisis de la infraestructura eléctrica sugiere clasificar las regiones del SADI en dos grandes tipologías operativas: Áreas de Despacho Libre y Áreas de Despacho Restringido (o Forzado) [120].

En las áreas catalogadas de despacho libre, la robustez de la red de transmisión troncal permite que los activos de almacenamiento programen sus ciclos respondiendo a la curva de demanda macro-sistémica nacional, optimizando el arbitraje económico en función de los precios marginales del mercado *spot*. Por el contrario, en las áreas con restricciones operativas, la presencia de cuellos de botella para la exportación o importación de energía obliga al OED a subordinar el arbitraje comercial ante requerimientos de despacho forzado por seguridad. En estos nodos críticos, la estrategia de gestión del BESS no puede replicar la tendencia nacional; por el contrario, requiere configurarse con perfiles asimétricos y altamente localizados de acuerdo con las siguientes particularidades regionales:

A. El Sumidero Metropolitano: GBA como Área de Despacho Libre

El nodo del GBA se caracteriza estructuralmente por operar como un área de importación masiva de potencia. No obstante, gracias a la elevada densidad de su malla de 500 kV, en condiciones normales de explotación (ausencia de contingencias locales N-1) suele presentar un comportamiento asimilable al de un área de despacho libre. En este escenario, la evaluación técnica sugiere que un BESS localizado en el conurbano no requiere ceñirse estrictamente a las variaciones microscópicas de un sub-nodo específico. Por el contrario, posee la flexibilidad para acoplar su curva operativa a la tendencia de la demanda agregada del SADI, concentrando su descarga en la ventana clásica del pico vespertino nacional (típicamente entre las 14:00 y las 21:00 hs), siempre que la red local de subtransmisión valide los márgenes térmicos de evacuación.

B. Región NOA y NEA: El Desplazamiento del Pico Térmico Nocturno

El Noroeste Argentino (NOA), junto con ciertos nodos del Noreste (NEA), presenta una restricción estructural crónica para la importación de energía en alta tensión. Esta limitación ha forzado históricamente al operador a despachar generación térmica forzada local —frecuentemente de alto costo variable y baja eficiencia— durante las horas nocturnas para sostener los perfiles de tensión y evitar colapsos. A esta restricción de red se adiciona una singularidad climatológica y cultural: debido a las extremas temperaturas estivales de la región y a la elevada inercia térmica de las edificaciones residenciales, el pico de demanda máxima zonal experimenta un corrimiento temporal severo hacia la franja de las 23:00 a las 01:00 hs, impulsado por el encendido simultáneo de la carga de climatización motorizada.

Bajo estas condiciones, la aplicación de un protocolo estándar de descarga vespertina (por ejemplo, a las 19:00 hs) se evalúa como subóptima. El análisis de ingeniería sugiere la conveniencia de parametrizar un corrimiento temporal en la orden de descarga del BESS (*SOC discharge shift*) [121]. El sistema de control debe preservar el inventario energético durante la tarde para hacerlo coincidir con este pico nocturno tardío. Esta estrategia presenta la ventaja de aportar potencia activa directa para reducir la saturación de las líneas de importación regionales, suministrando concurrentemente la potencia reactiva requerida para sostener la estabilidad de tensión ante la demanda inductiva de los compresores de climatización residenciales.

C. Región Cuyo: Saturación Diurna y Mitigación de Vertimientos Solares

A diferencia del norte del país, la región de Cuyo exhibe un patrón de restricciones fuertemente condicionado por la penetración de generación renovable variable. La inyección masiva de los parques solares fotovoltaicos satura la capacidad de evacuación de los corredores de extra alta tensión exclusivamente durante las horas diurnas. Durante los bloques nocturnos, dicha restricción de transporte desaparece.

En este contexto, la estrategia de carga de los sistemas BESS transiciona de ser una variable puramente económica a consolidarse como una herramienta de mitigación física de la red. Resulta imperativo que el algoritmo programe la fase de absorción de potencia de la batería de manera coincidente con el cenit de irradiación solar (mediodía). Al forzar la carga en esta ventana, el BESS funciona como una carga controlada que presenta la ventaja de "liberar" capacidad de transporte estática en las líneas de exportación saturadas, mitigando o anulando los vertimientos forzados (*curtailment*) de energía solar limpia para habilitar su posterior evacuación segura hacia el resto del SADI durante la madrugada.

D. Patagonia y Comahue: Corredores de Exportación y Variabilidad Estocástica

Las regiones del sur del SADI actúan estructuralmente como los grandes centros de generación primaria excedentaria, pero se enfrentan a severas limitaciones físicas en sus corredores de vinculación hacia los centros de consumo:

- **Comahue:** Región dominada por el despacho de base hidroeléctrica. En períodos de alta hidraulicidad estacional donde se maximiza el despacho de las centrales de la cuenca, los corredores de 500 kV hacia el GBA alcanzan de forma continua sus límites de estabilidad y capacidad térmica de exportación. Si se evaluara la instalación de sistemas BESS en este corredor, el protocolo operativo sugiere la restricción absoluta de inyectar potencia activa durante dichas ventanas hídricas, puesto que sumar MW agravaría la congestión troncal. Su función principal en esta zona debe reconfigurarse hacia la provisión de inercia sintética y regulación rápida de frecuencia ante contingencias de desenganche.
- **Patagonia:** Sujeta a la variabilidad estocástica del recurso eólico. La capacidad de evacuación se encuentra físicamente limitada por la configuración de la red troncal (con un techo histórico de transferencia excedente en torno a los 1.000 MW sujeto a la topología activa). Los momentos de saturación de las líneas no responden a horarios fijos (como ocurre con el sol en Cuyo), sino al perfil instantáneo del vector viento, registrándose cuellos de botella tanto en horas de valle como de pico de demanda nacional.

La heterogeneidad de estos perfiles confirma que la optimización a nivel SADI no es sinónimo de uniformidad operativa. Maximizar el rendimiento de los activos de almacenamiento requiere que las directrices de despacho se encuentren supeditadas, en primera instancia, al diagnóstico topológico específico de su área de emplazamiento.

8.3.2 Tipificación de Restricciones Operativas en el SADI

La formulación de algoritmos de despacho para los sistemas BESS carece de sentido práctico si no se mapean y parametrizan las restricciones físicas reales que gobiernan la operación del interconectado. A continuación, se clasifican y detallan los límites operativos administrados por CAMMESA en su programación diaria. Estas restricciones justifican técnicamente la necesidad de integrar almacenamiento flexible para proveer alivio topológico y soporte dinámico de seguridad:

A. Límites Macro-Sistémicos de Extra Alta Tensión (500 kV)

Límite de Exportación Área Cuyo y Cuyo + Embalse

La evacuación de potencia desde la región cuyana hacia el centro de carga se encuentra condicionada por límites térmicos en estado estacionario y márgenes de estabilidad transitoria ante contingencias N-1 en las líneas de 500 kV.

- **Corredor Gran Mendoza → Luján:** El flujo máximo de transmisión admisible se encuentra topado en **865 MW**
- **Exportación Cuyo:** El límite de transferencia experimenta variaciones asimétricas de acuerdo con el sentido del vector de flujo de potencia activa: se restringe a un máximo de **750 MW** si el flujo se direcciona desde Río Diamante hacia Agua del Cajón, elevándose a un techo de **850 MW** si el sentido del flujo se invierte de forma opuesta. Calculado como la sumatoria de los flujos de potencia activa que atraviesan las ternas de 500 kV Gran Mendoza → Luján de Cuyo y Río Diamante → Agua del Cajón.
- **Corredor Embalse → Almafuerde:** El límite de transferencia se fija en **1300 MW**.
- **Exportación Cuyo-Centro:** Evaluado de forma conjunta sobre las líneas Embalse → Almafuerde y Río Diamante → Agua del Cajón en 500 kV. El análisis operativo indica que este umbral presenta la desventaja de verse severamente restringido en función del estado de operación del Complejo Hidroeléctrico de Bombeo Río Grande [112]:
 - Se reduce a un límite de **700 MW** si el complejo no registra unidades de bombeo en servicio.

- Cae a una restricción de **675 MW** si se constata la operación de una (1) bomba en servicio.
- Se deprime a un techo máximo de **600 MW** ante la activación simultánea de dos (2) bombas en régimen de consumo.

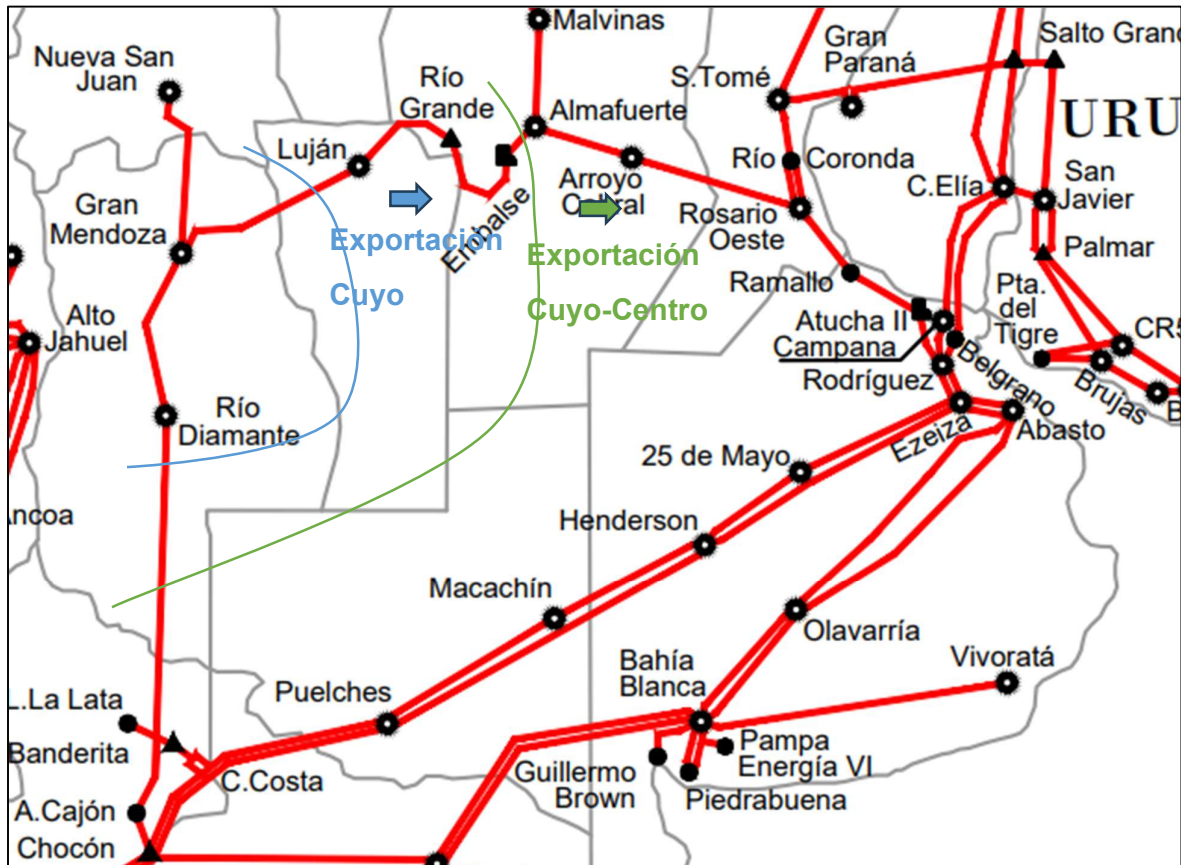


Figura 8-2. Representación de límites exportadores del área.

Intercambios desde y hacia el Sistema Patagónico

Las transferencias de potencia a través del corredor patagónico de 500 kV se encuentran supeditadas a la disponibilidad de la generación hidroeléctrica de base de la región y a la operatividad de los esquemas de compensación por capacitores serie.

- **Corredor Puerto Madryn → Choele Choel:** Bajo la condición técnica de disponer del capacitor serie en servicio y asumiendo la efectividad del ciclo de recierre monofásico automático (RMA) ante fallas fugaces, el límite de transmisión de potencia activa se escala de forma escalonada según la disponibilidad de máquinas de la Central Hidroeléctrica Futaleufú [112]:
 - Un máximo de **1000 MW** si se encuentran en servicio tres (3) o cuatro (4) unidades generadoras.

- Se restringe a **950 MW** ante la disponibilidad de dos (2) unidades activas de dicha central.
- Se deprime a una frontera de **850 MW** si opera una (1) o ninguna máquina en la cuenca.
- **Corredor Choele Choel → Puerto Madryn:** Ante la necesidad de importar potencia desde el norte hacia el nodo patagónico, el límite máximo de transmisión segura se fija en un umbral estricto de **450 MW**.

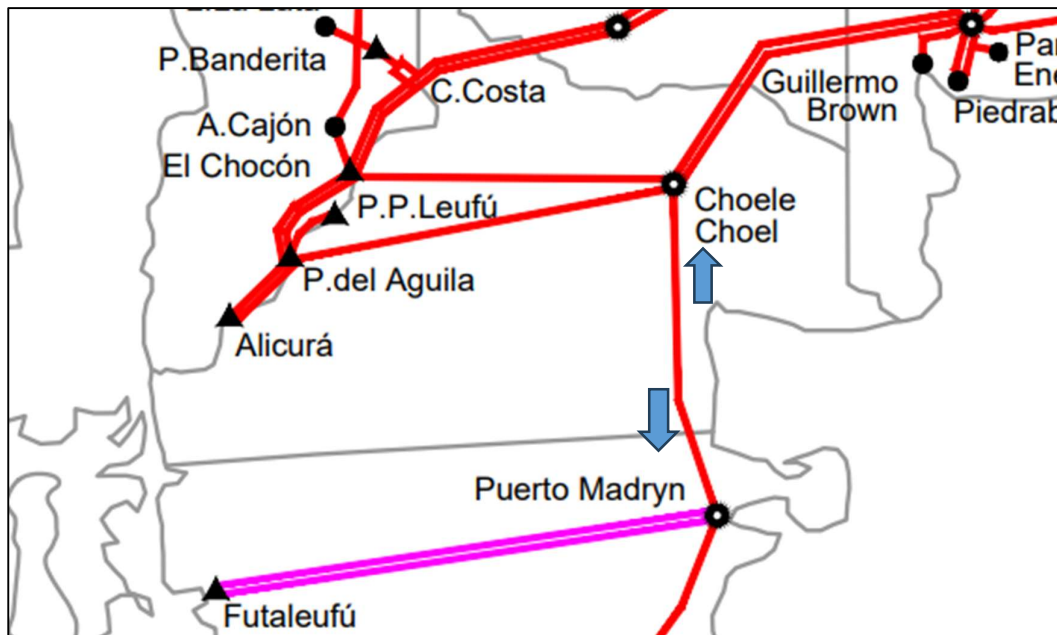


Figura 8-3. Representación de límites exportadores e importadores del área.

Máximas Potencias Transmisibles hacia el Área NOA + EPEC Norte

La capacidad máxima de importación del área combinada (cuantificada mediante la suma de los flujos de potencia activa que atraviesan las líneas de 500 kV Almafuerte → Malvinas y Chaco → Monte Quemado) se encuentra vinculada al factor de carga y la temperatura de los autotransformadores de 300 MVA de la ET Malvinas. Adicionalmente, el despacho impone la restricción obligatoria de mantener en servicio al menos una unidad del Ciclo Combinado de Central Pilar inyectando potencia reactiva directamente hacia la barra de la ET Malvinas para sostener el perfil de tensiones [112].

- **Con Automatismo de la ET Malvinas Habilitado:** El límite de transferencia máxima se degrada de forma escalonada en función de la cargabilidad de los transformadores locales:
 - Se autoriza un techo de **650 MW** para cargas del banco de transformación de hasta 360 MVA.

- El límite se reduce drásticamente hasta un mínimo de **400 MW** si la carga de los transformadores se sitúa en la franja de 541 a 600 MVA. Ante cargas superiores a los 360 MVA, el automatismo de seguridad prevé la desconexión forzada de la Línea de Alta Tensión de 132 kV Malvinas – Arroyito ante la contingencia de desenganche de la LAT de 500 kV Almafuerte – Malvinas, buscando evitar un colapso por sobrecarga térmica.
- **Sin Automatismo de la ET Malvinas Habilitado:** Las fronteras de transmisión segura experimentan reducciones severas, oscilando entre un máximo de **650 MW** (para cargas inferiores a 360 MVA) y un piso restrictivo de **300 MW** si la carga de transformación se localiza entre 541 y 600 MVA.
- **Condición de Emergencia Excepcional:** Ante escenarios de contingencia severa fuera de la banda de tensión ordinaria de 3%, con importaciones previas elevadas y asumiendo el despacho forzado de dos unidades del Ciclo Combinado de Central Pilar, el límite de transmisión puede ser extendido transitoriamente por el operador hasta un techo de **750 MW**.

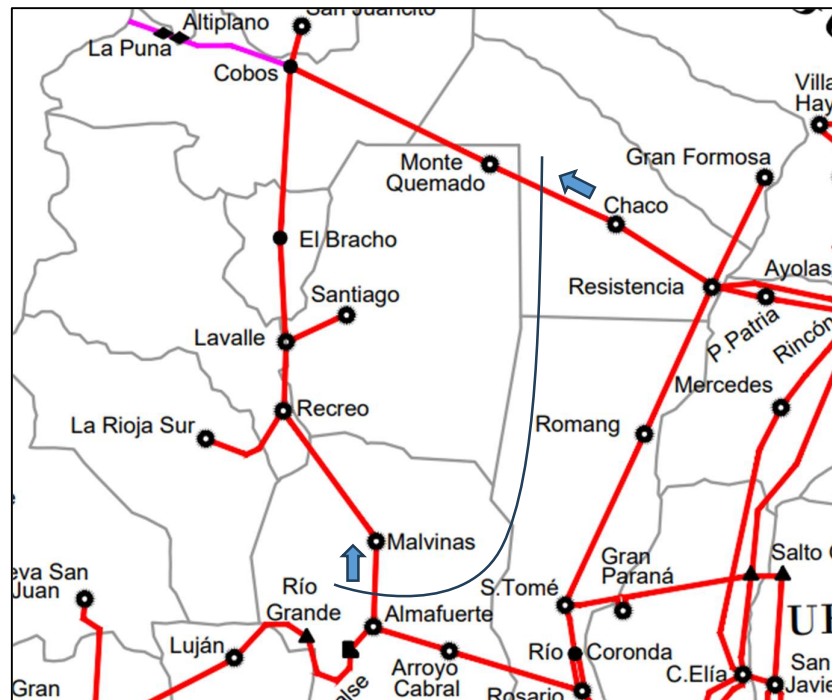


Figura 8-4. Representación de límite importadore de las áreas.

Máxima Potencia Transmisible desde el Área NEA

El límite de evacuación del área de Rincón (nodo que unifica la convergencia de la Central Binacional Yacyretá y la estación conversora de frecuencia con Brasil) hacia las subestaciones de Paso de la Patria, Mercedes, Resistencia y Salto Grande se encuentra

condicionado por la operatividad de los esquemas de Desconexión Automática de Generación (DAG) [112]:

- Un techo de **3550 MW** con el automatismo DAG/DAD NEA en servicio (asumiendo una asignación máxima de desconexión de generación de 1200 MW ante fallas).
- El límite experimenta una reducción drástica hasta los **2850 MW** si el esquema de automatismo DAG NEA se encuentra fuera de servicio por fallas de telecontrol.

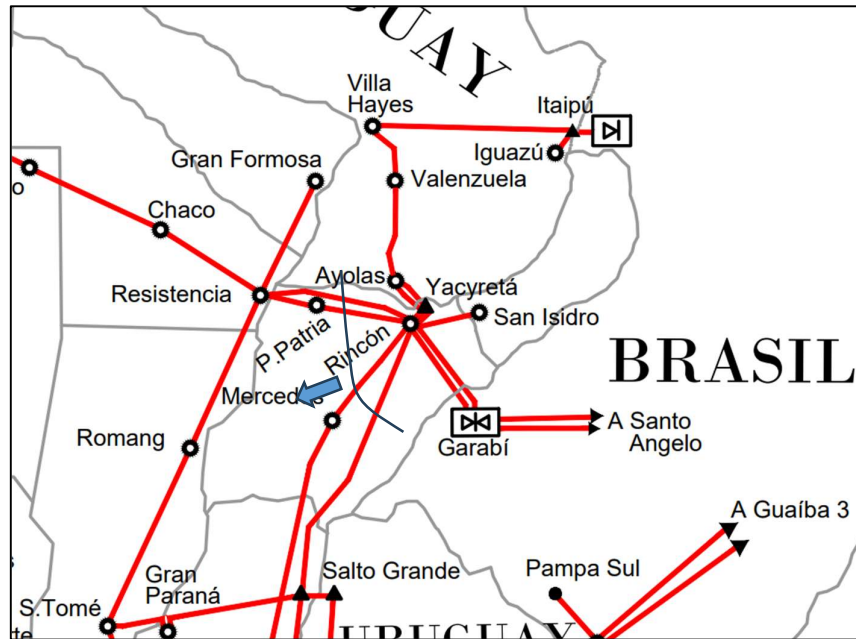


Figura 8-5. Máxima exportación del nodo Rincón.

B. Restricciones de Generación y Oscilaciones de Tensión

Límite de Exportación en el Nodo Bauchaceta (San Juan)

Este límite responde a una vulnerabilidad de carácter dinámico local, caracterizada por la manifestación recurrente de oscilaciones de tensión de frecuencia media (comprendidas en el espectro de **1 a 10 Hz**) y sobrecargas térmicas en las líneas de la distribuidora Energía San Juan (ESJ). Este fenómeno físico es el resultado de la interacción adversa de los lazos de control de los inversores fotovoltaicos de la zona al acoplarse con una red caracterizada por una muy baja potencia de cortocircuito ("red débil"). Para mitigar esta inestabilidad de control, CAMMESA establece topes estrictos a la sumatoria de potencia activa renovable inyectada en el nodo [112]:

- **Programación en Red Intacta (Estado N):** El límite de inyección conjunta de los parques fotovoltaicos se restringe a un máximo de **285 MW**. Operativamente, se sugiere la obligatoriedad de sostener el perfil de tensiones en la barra de 132 kV por encima de un piso de **1.05 p.u. (138.6 kV)**, agotando la capacidad de

compensación reactiva de los inversores de forma previa a la aplicación de recortes sobre la potencia activa.

- **Programación en Red Degradada (Estado N-1):** Ante la salida forzada por contingencia de la línea de 132 kV del corredor Bauchaceta - Jáchal - Costanera, el límite de inyección conjunta experimenta una contracción inmediata, cayendo a un tope de **200 MW**. Si las oscilaciones dinámicas de tensión persisten a pesar de la reducción y del control automático de reactivos, el protocolo obliga a aplicar reducciones adicionales de generación hasta lograr la amortiguación completa del transitorio.

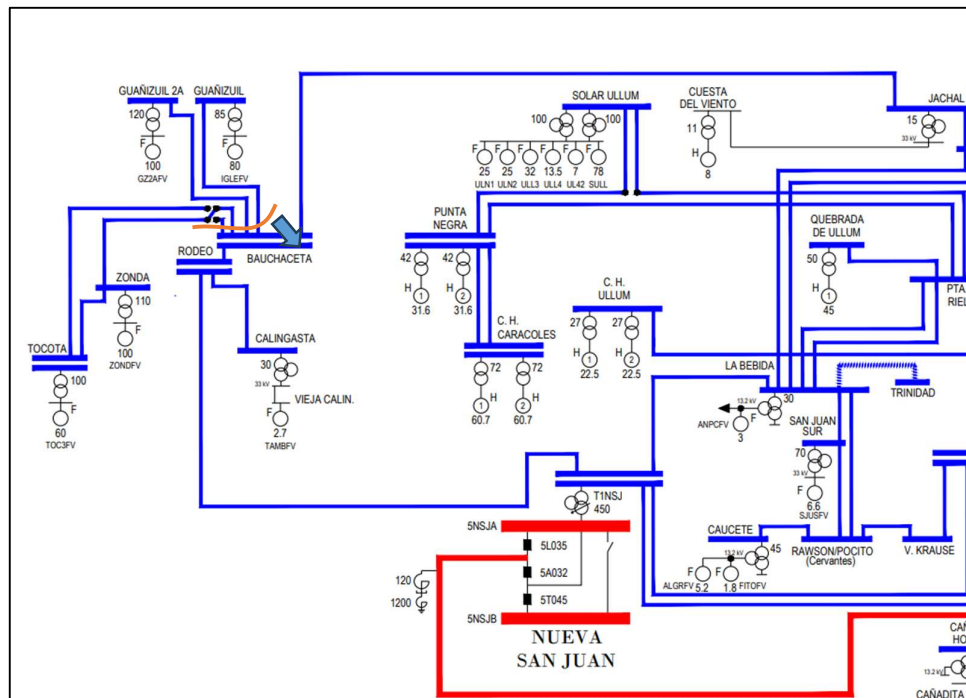


Figura 8-6. Máxima exportación del nodo Bauchaceta.

C. Restricciones de Transporte en Subtransmisión e Inflexibilidad Térmica

Límite de Transmisión en el Corredor Patagónico de 132 kV

La red de subtransmisión de 132 kV que vincula los nodos de Puerto Madryn, Aluminio DGPA, Trelew, Florentino Ameghino, Garayalde, Malaspina y la Central Térmica Patagonia experimenta sobrecargas térmicas severas en sus primeros tramos conductores durante las ventanas de demanda máxima invernal, agravadas ante escenarios de baja disponibilidad del recurso eólico local. Una vulnerabilidad análoga de saturación se replica de forma bidireccional más al sur, específicamente en el vínculo de 132 kV entre Pico Truncado y Comodoro Rivadavia [112].

- **Despacho por Restricción (Red N):** Para aliviar los factores de carga de los conductores, el operador requiere ordenar el despacho de generación forzada local en el extremo receptor del flujo, convocando a las unidades de la CC Patagonia y las turbinas de gas de Comodoro Rivadavia y Pico Truncado.
- **Inflexibilidad Operativa y Restricciones de Combustible:** El control de esta congestión mediante generación térmica choca contra dos limitantes estructurales de la infraestructura: en primer lugar, el Ciclo Combinado de la CT Patagonia presenta la desventaja tecnológica de ser incapaz de operar en Ciclo Abierto (CA). Esto obliga al operador a ejecutar el ciclo completo de arranque y calentamiento de la Turbina de Vapor (TV) para mitigar picos de demanda de corta duración, incurriendo en ineficiencias de consumo específico y elevados costos térmicos asociados. En segundo lugar, durante el período invernal, la falta de capacidad de transporte del sistema de gasoductos troncales imposibilita abastecer simultáneamente la demanda de calefacción residencial prioritaria y los requerimientos de gas natural de las centrales térmicas locales, exigiendo autorizaciones excepcionales de despacho coordinadas con la distribuidora de gas para operar con combustibles líquidos sustitutos de alto costo [112].

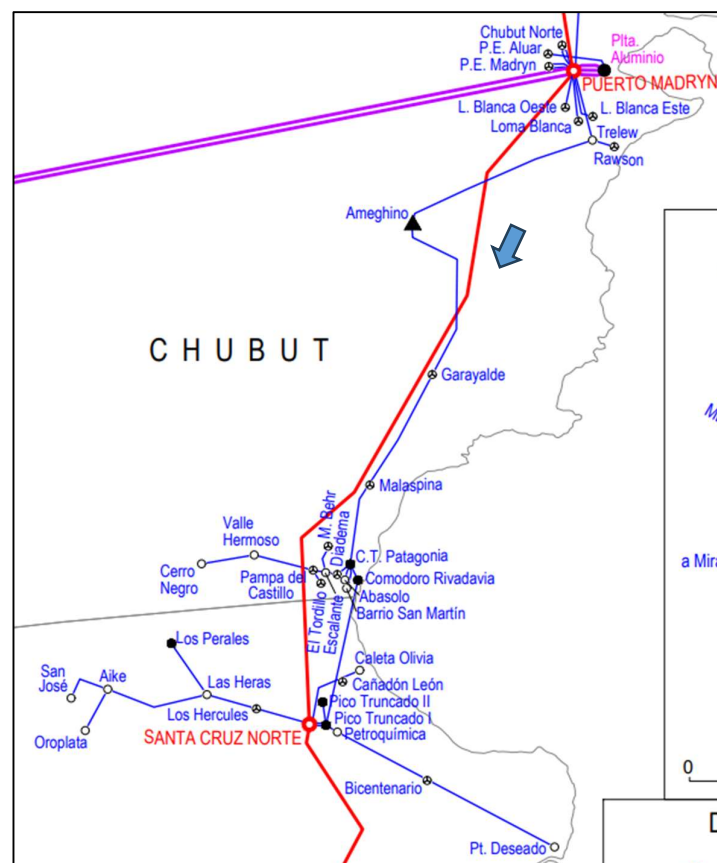


Figura 8-7. Corredor de 132 KV del área Patagónica.

D. Límites de Importación y Riesgo de Colapso de Tensión

Límite de Importación en el Área Costa Atlántica (Sujeta a TRANSBA)

La región de la Costa Atlántica norte (que consolida la demanda de los nodos turísticos de Valeria del Mar, Pinamar, Mar de Ajó y San Clemente) presenta una red de subtransmisión de 132 kV estructuralmente débil y de desarrollo lineal radial. Esta topología presenta la desventaja de ser incapaz de soportar transferencias masivas de potencia activa durante las olas de consumo estivales sin incurrir en severas caídas óhmicas, riesgos de sobrecarga térmica y colapsos de tensión por inestabilidad de carga motor. CAMMESA define un límite de importación neto sumando los flujos activos entrantes hacia el área costera [112]:

- **Programación en Red Intacta (Estado N):** El límite máximo de importación conjunta se fija en **350 MW** (consolidando los flujos provenientes de la LAT de 500 kV Bahía Blanca – Vivotatá y las líneas subyacentes de 132 kV de interconexión con el sistema regional de TRANSBA).
- **Programación en Red Degradada (Estado N-1):** Ante la salida forzada de servicio de la LAT de 500 kV Bahía Blanca – Vivotatá, el límite de importación segura se reduce drásticamente a un techo de **250 MW**, flujo que debe ser soportado exclusivamente por la red de subtransmisión de 132 kV.
- **Mecanismo de Mitigación mediante Generación Forzada:** Para respetar estos límites operativos y abastecer los picos de carga, el operador se ve obligado a despachar por seguridad el parque térmico obsoleto emplazado en la zona (centrales de turbovapor en Necochea y Mar del Plata, y turbinas de gas de ciclo abierto en Villa Gesell y Mar de Ajó).

Recientemente, la incorporación progresiva de generación eólica directa en la red de subtransmisión de TRANSBA (a través de los parques eólicos Miramar, Necochea y La Elbita) ha aportado ventajas técnicas significativas. La inyección localizada de potencia activa y el soporte dinámico de reactivos directamente en los nodos de la demanda han permitido elevar los márgenes de estabilidad de tensión, atenuando de forma parcial la necesidad de incurrir en despachos de generación fósil ineficiente de alto costo y subsidio fiscal.

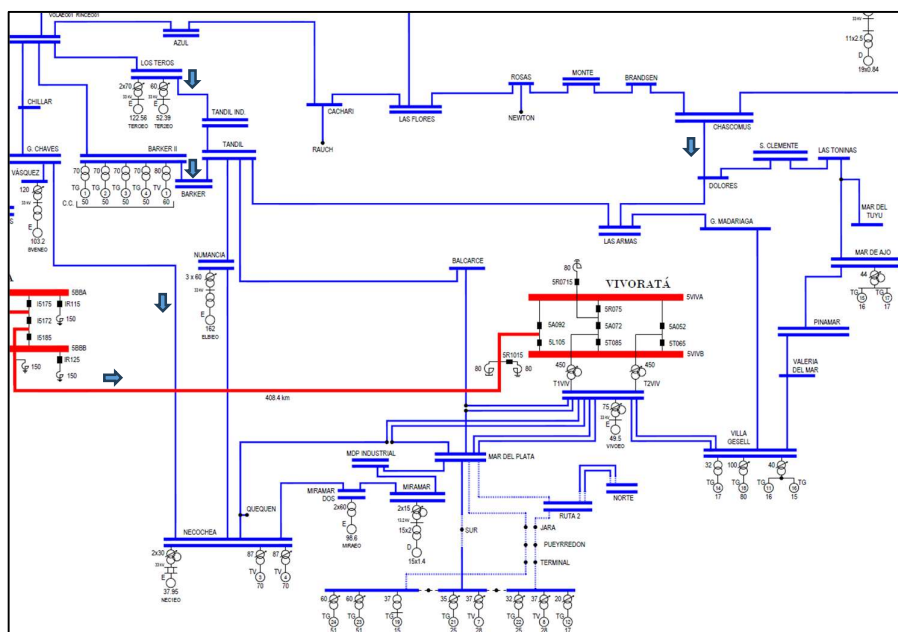


Figura 8-8. Límite importador costa atlántica.

8.3.3 Formulación de la Estrategia de Carga y Descarga

Como se ha mencionado varias veces, a diferencia de una unidad de generación térmica tradicional, a la cual se le asigna una consigna de arranque y se la mantiene entregando potencia máxima de forma continua en la medida que disponga de suministro firme de combustible, un sistema BESS opera bajo una lógica constructiva y de control radicalmente distinta frente a las restricciones operativas analizadas. Su gestión requiere de un elevado nivel de anticipación, pronósticos de alta certidumbre y una administración minuciosa de sus inventarios, puesto que no representa una fuente inagotable de potencia, sino un bloque de energía estrictamente acotado.

Para que la optimización sistémica y el arbitraje de energía exhiban ventajas de eficiencia real, el diseño del despacho se evalúa como una interacción compleja entre la topología de la red local, la curva de demanda consolidada del SADI, las variables meteorológicas y, fundamentalmente, la salud física de las celdas de almacenamiento.

Por consiguiente, de forma previa a la parametrización de las estrategias algorítmicas de inyección o absorción de potencia activa, resulta conveniente establecer las restricciones físicas y económicas subyacentes que gobiernan y limitan la explotación del activo. La viabilidad financiera de un BESS de ion-litio a gran escala dentro del MEM se encuentra íntimamente ligada a la degradación electroquímica de sus componentes, una variable crítica que se monitorea a través del **Estado de Salud** o **State of Health (SOH)**. Debido a que cada ciclo completo de carga y descarga induce un desgaste mecánico y

químico irreversible en los electrodos de las celdas, se impone una frontera operativa restrictiva. Si bien en la actualidad CAMMESA no prescribe una penalización explícita en su normativa que impida ciclar el equipamiento múltiples veces dentro de una misma jornada, se identifica un límite técnico-económico insoslayable que condiciona la estrategia de despacho.

Las garantías de rendimiento y retención de capacidad provistas contractualmente por los fabricantes de celdas suelen encontrarse condicionadas a un régimen de operación indexado en un máximo de **un (1) ciclo completo equivalente por día** (o un umbral de 365 ciclos anuales). Respetar esta restricción operativa presenta la ventaja de asegurar que el equipamiento alcance el horizonte analítico de diseño estimado entre 10 y 15 años, plazo necesario para amortizar el CAPEX del proyecto.

Por el contrario, si el operador del sistema adoptara una política de despacho intensiva, ordenando ciclos de inyección y absorción dos o tres veces por jornada para capturar picos secundarios de carga o fluctuaciones menores en el precio *spot*, el activo experimentaría la desventaja de una degradación acelerada, agotando su vida útil remanente en un lapso estimado de tres a cuatro años. Esta limitación transforma las directrices de control: el resguardo del SOH sugiere que el despacho debe ser estrictamente quirúrgico. Se evalúa como inconveniente utilizar las baterías para mitigar oscilaciones menores de la red; resulta preferible preservar la capacidad energética, procesando los pronósticos diarios para concentrar la descarga exclusivamente en las ventanas de máximo estrés del SADI, maximizando el alivio de la infraestructura sin comprometer la integridad física del activo [104].

La programación diaria (D+1) estructurada por CAMMESA procesa previsiones de demanda desagregadas por áreas de control específicas (tales como GBA, Centro, Litoral, Provincia de Buenos Aires, Cuyo, NOA y NEA). Esta metodología de cálculo regionalizado ofrece la ventaja de dotar a cada proyecto BESS de una proyección de carga ajustada a las singularidades de su entorno de red, facilitando que el OED ejecute las compensaciones necesarias para balancear el SADI con una elevada granularidad geográfica. Debido a que la planificación actual concentra la inserción de estos recursos en las regiones prioritarias de Centro, NOA, NEA, Cuyo, Litoral, Pampa y Buenos Aires —excluyendo transitoriamente el área patagónica, donde las necesidades de almacenamiento estático no se evalúan como críticas en los planes de expansión de corto plazo—, el despacho de cada unidad responde a criterios estrictamente territoriales [120].

El análisis de ingeniería advierte que la operación de un BESS no puede gobernarse mediante consignas de inyección genéricas; por el contrario, cada instalación requiere de la validación mediante estudios eléctricos dinámicos que verifiquen de forma continua las variables del entorno perimetral, tales como los límites de cargabilidad térmica de las líneas de subtransmisión y la capacidad remanente de los transformadores adyacentes. Asimismo, factores de entorno como el clima local y las curvas estacionales de consumo de cada zona dictan el perfil de la demanda neta, sugiriendo la conveniencia de adaptar el despacho de forma coordinada.

8.3.3.1 La Fase de Carga (Charging)

La fase de absorción o carga del sistema de almacenamiento se evalúa como el eslabón operativo donde confluyen los mayores riesgos para la red local y las principales oportunidades de optimización económica para el activo. Debido a que durante este proceso los inversores del PCS operan estructuralmente como una carga inductivo-activa de gran magnitud acoplada al sistema, la premisa técnica que rige su programación es priorizar la confiabilidad y el alivio topológico del nodo (fundamento de la Capa 1 del stack de servicios).

Esta condición impone que la recarga de las baterías se someta a una restricción de seguridad de máxima jerarquía: el algoritmo de control centralizado debe garantizar que la absorción del BESS no provoque la superación de los límites térmicos de los conductores y transformadores perimetrales [121]. Consecuentemente, el sistema introduce una **lógica de enclavamiento o bloqueo estricto**, mediante la cual queda automáticamente vetada la fase de carga si el transformador de la ET local registra un factor de utilización superior a un umbral de seguridad prefijado (por ejemplo, el **85% de su capacidad nominal aparente**). El resguardo de la infraestructura local anula cualquier directriz o incentivo comercial de oportunidad; bajo ninguna circunstancia el BESS puede agravar la congestión del mismo nodo que fue diseñado para proteger.

Una vez que el algoritmo de despacho valida que la red de subtransmisión posee la holgura topológica necesaria, la estrategia de carga incorpora la variable de optimización económica. En un entorno de mercado idealizado, la señal óptima para iniciar la carga se encontraría dictaminada de forma directa por el Precio Marginal Nodal (LMP) en tiempo real, absorbiendo energía de forma automática ante caídas de precio locales causadas por excesos de generación o restricciones de evacuación de líneas. Sin embargo, en el contexto de operación real del SADI, la estrategia sugiere adoptar un enfoque predictivo y personalizado. La decisión de iniciar la recarga no puede estructurarse mediante perfiles

estándar, sino que requiere diseñarse a medida para cada nodo de conexión, procesando los pronósticos diarios de generación y demanda emitidos por el OED para identificar los valles de carga específicos de esa área eléctrica.

Este análisis predictivo regionalizado presenta la ventaja de permitir la sincronización de la fase de carga del BESS con los bloques horarios de máxima inyección de fuentes renovables variables, transformando una potencial restricción de transporte en un insumo energético de bajo costo variable [113]. Las ventanas óptimas de recarga se distribuyen de forma asimétrica según la geografía del nodo:

- **Nodos de las Regiones Cuyo y NOA:** La estrategia algorítmica programa la carga máxima durante las horas centrales del día (mediodía), aportando una ventaja técnica para mitigar la distorsión de la "curva de pato" y reduciendo el riesgo de vertimientos forzados (*curtailment*) en los parques fotovoltaicos locales cuyas líneas de 132 kV presentan cuellos de botella por evacuación.
- **Nodos de las Regiones Buenos Aires y Litoral:** La ventana de recarga óptima se desplaza de manera conveniente hacia las horas de la madrugada (bloques de valle profundo de demanda), capitalizando los excedentes de generación eólica nocturna y optimizando el factor de carga del parque térmico de base eficiente. Mediante esta lógica de despacho condicionado, el proceso de carga del BESS deja de operar como un simple consumo pasivo para consolidarse como un servicio activo de aplanamiento de la curva de demanda neta del área.

8.3.3.2 La Fase de Descarga (Discharging)

Superada la validación topológica y completada la fase de carga, el activo ingresa a su ciclo de inyección, materializando el desplazamiento temporal de los bloques de energía (*time-shifting*). En esta instancia, el objetivo técnico primordial es la reducción del pico máximo de demanda local (**Peak Shaving**), inyectando los excedentes energéticos previamente almacenados durante las horas de mayor estrés operativo para el parque generador y las redes de transmisión troncal. No obstante, la determinación del instante exacto de inyección no se rige por un parámetro estático a nivel nacional. El valor de potencia que funciona como gatillo de activación (P_{umbral}) se calcula de manera dinámica y georreferenciada por el algoritmo de despacho basándose en la previsión de demanda diaria (D+1) específica para cada área de control [104]. Debido a que un nodo en la región Centro experimentará rampas de carga con pendientes y horarios diferenciados respecto a un nodo en el NEA o en Cuyo, el punto óptimo de inicio de descarga se ajusta diariamente para interceptar con precisión el inicio real del pico en esa topología particular.

Una vez que la demanda del nodo perfora el umbral de activación, el controlador del BESS ejecuta su mayor exigencia algorítmica: la administración estratégica del Estado de Carga (SOC). Al encontrarse condicionado por un bloque de energía finito —diseñado operativamente para suministrar 4 horas de autonomía a potencia nominal bajo los pliegos de la convocatoria AlmaSADI—, la curva de inyección debe adaptarse a la morfología proyectada para la cúspide del consumo:

- **Escenario de Pico Agudo:** Si las previsiones indican una sobrecarga severa pero concentrada en una ventana temporal estrecha (por ejemplo, dos horas de alta demanda estival), el sistema comanda el despacho de los inversores a su **potencia nominal máxima (P_{nom})**. Esta alternativa presenta la ventaja de lograr un recorte profundo e inmediato sobre la curva de carga que experimenta el transformador de potencia aguas arriba, maximizando el factor de alivio local.
- **Escenario de Meseta Extendida:** Si la región atraviesa un período de demanda sostenida (como una ola de calor persistente), el encendido continuo de la carga de refrigeración residencial aplanar y prolonga la curva de máxima exigencia por 6 u 8 horas. Si el BESS inyectara su capacidad total al inicio del evento, alcanzaría su límite de descarga profunda (SOC_{min}) a mitad de la ventana, introduciendo la desventaja de dejar a la red desprotegida en su momento de mayor vulnerabilidad térmica.

Para prevenir este agotamiento prematuro del recurso, el algoritmo de gestión ejecuta una estrategia de **derating o reducción calculada de potencia**. El sistema modula automáticamente las compuertas de los inversores para entregar una inyección fraccionada ($P_{despacho} < P_{nom}$), sacrificando la magnitud del recorte instantáneo a cambio de extender de manera proporcional la ventana temporal de asistencia del bloque de energía total (E_{total}), de acuerdo con las formulaciones expuestas en el Capítulo 7.

La adopción de esta estrategia presenta la ventaja de garantizar un alivio ininterrumpido sobre los conductores de 132 kV durante la totalidad del bloque crítico de la ola de calor, manteniendo los niveles de seguridad operativa del subnodo hasta que la demanda inicie su descenso natural. Su principal desventaja radica en que la reducción de potencia inyectada podría resultar insuficiente para contener por sí sola la sobrecarga del transformador local si la meseta supera las previsiones hidrotérmicas base.

La lógica técnica que rige la actuación autónoma del BESS frente a la pérdida intempestiva de un vínculo de transmisión o una unidad de generación de gran porte (condición de contingencia N-1) se fundamenta en los criterios de control analizados en el

Capítulo 7. No obstante, dentro de una red de gran extensión geográfica y regionalizada, la parametrización de esta respuesta de emergencia no puede ser uniforme para todas las plantas. La magnitud de la inyección transitoria ante una falla se define de manera personalizada, en estricta concordancia con las capacidades físicas e infraestructurales del nodo de emplazamiento.

Si los estudios de flujo de potencia y cortocircuito demuestran que despachar el BESS a su capacidad nominal absoluta (P_{nom}) bajo cualquier condición previa de carga y en un escenario N-1 no induce congestiones secundarias ni violaciones térmicas en los conductores adyacentes, el controlador se parametriza para liberar la inyección máxima ante la detección del transitorio. Por el contrario, en aquellos nodos caracterizados por restricciones topológicas severas o bajas potencias de cortocircuito, la respuesta autónoma de los inversores se calibra de forma acotada a los márgenes seguros que tolere la red circundante en ese instante específico para evitar la desestabilización del subnodo.

Para garantizar la viabilidad y efectividad de este soporte de emergencia, la gestión del almacenamiento contempla una estrategia de reserva para las jornadas de baja exigencia térmica o hídrica. Durante aquellos días en los que las previsiones de carga indiquen que no se requiere la utilización del BESS para funciones de arbitraje comercial o recorte programado de picos, el equipo no permanece descargado. Su controlador administra de forma automática un **SOC de standby del 70%** (en analogía con los criterios fijados para el programa ALMA GBA). Esta condición presenta la ventaja de conservar un bloque de energía permanentemente almacenado y en vigilia, facultando a los lazos de control para responder en milisegundos inyectando potencia activa o reactiva si el SADI experimenta una perturbación forzada imprevista.

Finalmente, más allá de la parametrización de cualquier algoritmo de control, matriz de prioridades dinámicas o umbrales automáticos predefinidos, el diseño del protocolo establece como pilar institucional la **discrecionalidad del operador del sistema**. En la sala de despacho centralizado, el operador de CAMMESA conserva en todo momento la autoridad técnica suprema para evaluar el contexto de seguridad global del SADI. Ante escenarios de emergencia múltiple o colapsos parciales de transporte, el despachante humano posee la potestad regulatoria para anular las lógicas automáticas locales del BESS, forzar la descarga total de la reserva energética de *standby*, o bien retener la inyección del almacenamiento si considera que las condiciones dinámicas de la red de transmisión requieren la aplicación de una estrategia de mitigación alternativa,

consolidando al recurso como el activo de flexibilidad de última instancia del interconectado.

8.4 Provisión de Servicios Auxiliares en el SADI

El apilamiento de valor (*Value Stacking*) de un sistema BESS alcanza su máxima sofisticación técnica y regulatoria al integrarse de forma estructurada en el esquema de servicios auxiliares del mercado eléctrico mayorista. Retomando la concepción del SADI como un ecosistema eléctrico dinámico y con necesidades críticas de respuesta rápida, las Capas 3 y 4 de la estrategia de operación propuesta se fundamentan en explotar los tiempos de latencia casi nulos que proporciona la electrónica de potencia.

A diferencia de las funciones de arbitraje energético o de alivio topológico por congestión, que operan en la escala macroscópica de las horas y los MWh, la provisión de servicios auxiliares avanzados exige la ejecución de acciones de control en la escala micro temporal de los milisegundos y los MW. En este contexto operativo, el activo trasciende su rol convencional de mero reservorio de energía para transformarse en un estabilizador dinámico activo de la red, capaz de inyectar o absorber potencia activa y reactiva de manera cuasi-instantánea para sostener los parámetros de calidad, frecuencia y seguridad del sistema interconectado [130].

8.4.1 Respuesta Rápida de Frecuencia (FFR) y Regulación Primaria Avanzada

El marco regulatorio vigente que rige la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) en el mercado eléctrico argentino, documentado en el Anexo 23 de *Los Procedimientos* de CAMMESA, fue diseñado e instrumentado históricamente bajo la lógica de gobernar el comportamiento dinámico de grandes masas rotantes síncronas [115]. Las normativas actuales establecen exigencias técnicas que contemplan tiempos de respuesta en el orden de los 10 a 30 segundos para la integración de la reserva de potencia completa, imponiendo un estatismo (*droop*) de respuesta del 4% al 6% y bandas muertas de activación sumamente estrechas, fijadas de forma típica en 30mHz. Estas especificaciones reflejan con fidelidad las inercias físicas y los tiempos de reacción termomecánicos propios de las turbinas de vapor, gas o ciclos combinados que históricamente han provisto el soporte de frecuencia en el SADI.

La evaluación de la tecnología BESS evidencia un profundo choque de paradigmas frente a este andamiaje normativo tradicional. Un inversor de potencia acoplado a un banco de celdas electroquímicas posee la aptitud técnica real de reaccionar frente a una perturbación de red e iniciar la inyección de su capacidad nominal completa en un tiempo

inferior a los **250 milisegundos**. Someter un activo electrónico de estas características de respuesta ultrarrápida a las reglas de operación concebidas para una máquina térmica convencional introduce una doble desventaja operativa:

- **Subutilización del Atributo Tecnológico:** Se desperdicia la velocidad excepcional del inversor para contener transitorios en sus primeros ciclos, donde el indicador RoCoF (*Rate of Change of Frequency*) exhibe su mayor criticidad.
- **Degradación Acelerada del Hardware:** Obligar a un BESS a modular continuamente su potencia activa para seguir el "ruido" ordinario de la red y las fluctuaciones menores de la carga residencial, dentro de las estrechas bandas muertas de la RPF clásica, somete a las celdas a un régimen de micro-ciclado incesante. Esta dinámica presenta la desventaja de acelerar la degradación de la capacidad electroquímica interna, reduciendo drásticamente su vida útil remanente sin aportar un beneficio sistémico significativo.

Para maximizar la utilidad técnica del recurso y resguardar la rentabilidad del capital invertido, el análisis regulatorio sugiere la conveniencia de evolucionar hacia la institucionalización de un servicio superador denominado **Respuesta Rápida de Frecuencia (FFR — Fast Frequency Response)** [132]. Bajo este esquema avanzado, el BESS queda eximido de regular las variaciones nominales ordinarias de la frecuencia del sistema. Su función primordial se reconfigura para actuar como un "airbag" sistémico de última instancia, desplegándose de manera exclusiva ante contingencias severas, tales como el desenganche repentino de una unidad de generación base de gran porte (ej. Atucha II o una terna de Yacyretá) o la apertura forzada de un corredor troncal de transmisión.

Frente a un evento de esta magnitud, la inyección instantánea de potencia activa provista por el BESS ofrece la ventaja de frenar la derivada de caída de la frecuencia en el instante crítico inicial, proporcionando un soporte de potencia vital que deprime el pico del transitorio y estabiliza el sistema antes de que los gobernadores mecánicos de las centrales térmicas e hidráulicas logren iniciar su carrera de apertura y antes de los disparos por sub-frecuencia que cortan demanda.

Parametrización del Controlador: Banda Muerta Ampliada y Asimétrica

La mitigación del micro-ciclado y la optimización del servicio exigen una reconfiguración de los lazos de control del PCS. Se propone que el controlador lógico adopte una **banda muerta ampliada y de carácter asimétrico**, parametrizada de forma típica en **150 mHz** (estableciendo el umbral de disparo en los **49.850 Hz**, margen situado

de forma segura por encima del primer escalón de actuación de los esquemas de Alivio de Carga por Relés de Subfrecuencia - DACNF).

Bajo esta sintonía, el inversor ignora deliberadamente las oscilaciones menores de la operación diaria del SADI, manteniendo el SOC intacto y protegiendo la vida útil de las baterías. La actuación de la planta se desencadena de manera exclusiva y contundente cuando la frecuencia del interconectado perfora el umbral crítico de los 49.85 Hz ante una falla real. En ese instante, el sistema de control abandona el estado de vigilia y comanda la liberación de la totalidad de la reserva asignada en fracciones de ciclo.

Lógica de Control de Estatismo Dinámico basado en el SOC

En concordancia con la banda muerta extendida, la formulación del algoritmo sugiere abandonar el concepto tradicional de estatismo fijo. Mientras que en las máquinas síncronas la pendiente de respuesta potencia-frecuencia se mantiene estática, la gestión eficiente de un recurso limitado en energía requiere la adopción de un **Estatismo Dinámico** [133].

Esta lógica operativa implica que la ganancia o agresividad con la que el BESS inyecta o absorbe potencia activa ante un desvío de frecuencia (Δf) se calcula de forma continua como una función matemática directa de su SOC en tiempo real.

- **Condición de SOC Elevado ($\text{SOC} > 70$):** El controlador adopta de forma automática una pendiente de estatismo pronunciada (baja ganancia porcentual), entregando el máximo soporte instantáneo posible de potencia activa para contener la perturbación de la red.
- **Condición de SOC Deprimido ($\text{SOC} < 30$):** El algoritmo suaviza dinámicamente la pendiente de respuesta. Bajo este criterio, ante la misma variación de frecuencia (Δf), el sistema entrega una inyección de potencia atenuada pero extendida en el tiempo. Esta estrategia presenta la ventaja de prolongar la ventana de autonomía de la batería, evitando la desventaja de una desconexión prematura por agotamiento de la energía en el momento más crítico del transitorio de red.

El fundamento electroquímico y operativo de esta estrategia adaptativa radica en la marcada no linealidad de las celdas de Ion-Litio (especialmente las de tecnología LFP). Estudios de caracterización de impedancia demuestran que la resistencia interna (R_{int}) de la celda no es constante, sino que experimenta un incremento exponencial cuando el SOC desciende por debajo del 30%. Bajo un esquema de estatismo rígido, exigir la máxima potencia de diseño en condiciones de bajo SOC demandaría corrientes

elevadas, induciendo una severa caída de tensión en bornes por término óhmico ($V = OCV - I \cdot R_{int}$). Este fenómeno no solo exacerba la degradación térmica irreversible por efecto Joule ($I^2 \cdot R_{int}$), sino que introduce el riesgo crítico de alcanzar prematuramente la tensión de corte (cut-off voltage), provocando el disparo intempestivo de las protecciones por subtensión del BMS (Battery Management System). En consecuencia, la flexibilización dinámica del estatismo actúa como un lazo de autoprotección operativa: al atenuar la ganancia ante un SOC deprimido, se limita la sollicitación de corriente, mitigando el estrés térmico localizado y garantizando la continuidad del soporte del BESS al SADI durante la totalidad del transitorio. [139][140]

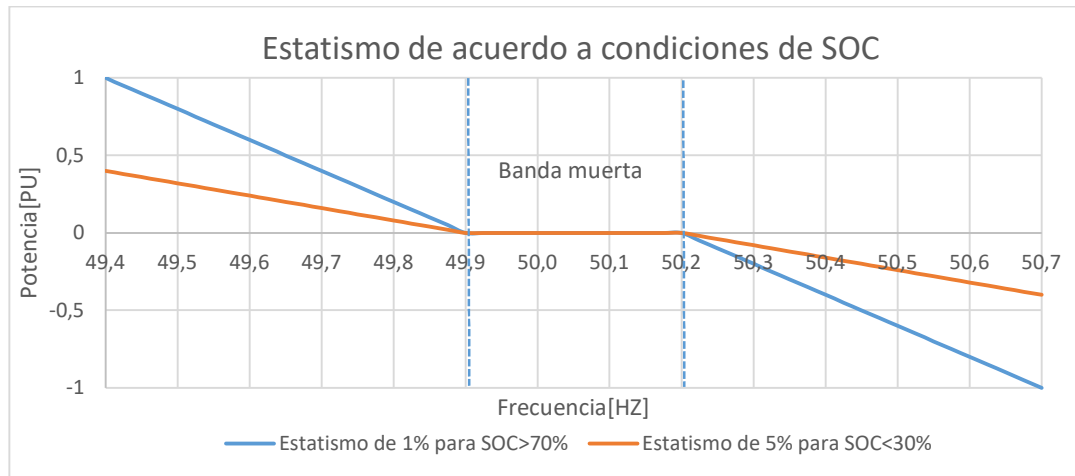


Figura 8-3. Ejemplo de curvas de estatismo dinámico e inclinación de la pendiente de respuesta del PCS en función de las variables de estado del SOC real.

8.4.2 Control de Tensión y Soporte Dinámico de Potencia Reactiva (El Enfoque STATCOM)

Mientras que la regulación de frecuencia constituye una responsabilidad de carácter sistémico y macroeconómico, el control de tensión representa la "batalla local" en cada una de las barras de la red. En el contexto del programa AlmaSADI, donde las instalaciones se georreferencian en puntos críticos identificados por su alta vulnerabilidad infraestructural, la capacidad de los inversores para gestionar flujos de potencia reactiva (Q) se convierte en una herramienta de soporte de red de primer orden, facultando al activo para operar de forma continua como un **STATCOM con capacidad de almacenamiento de energía** [134].

La ventaja técnica fundamental de este enfoque radica en el desdoblamiento funcional que ofrece la electrónica de potencia del PCS. Si bien la relación de entrega de energía en bornes del equipo se encuentra restringida por la ecuación de potencia aparente:

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

La capacidad máxima de inyección o absorción de potencia reactiva en régimen nominal no equivale a la capacidad del inversor, sino que se encuentra acotada por las restricciones del Factor de Potencia (FP) de diseño de los módulos de semiconductores. De este modo, si un proyecto BESS con una capacidad nominal de potencia activa de 100 MW se encuentra equipado con inversores diseñados para operar con un FP mínimo de 0,80, su límite físico de compensación reactiva continua se ubica en los **75 MVar**.

La verdadera virtud operativa del sistema radica en que, durante los extensos bloques horarios del día en los que la red opera con flujos estables y no demanda el despacho de potencia activa ($P = 0$) —como ocurre en los períodos de reposo o en los estados de espera de la Capa 2—, el inversor puede destinar la totalidad de su corriente admisible para inyectar o absorber reactivos, operando funcionalmente como un STATCOM puro de **75 MVar**.

Este servicio presenta la ventaja de exhibir un **costo de oportunidad nulo en términos de inventario energético**, puesto que la circulación de corriente reactiva pura a través de los IGBTs no drena el SOC de las celdas de litio, viabilizando un soporte continuo de tensión que solo registra pérdidas marginales por conmutación electrónica y disipación térmica en los inductores de acoplamiento.

La instrumentación de esta "Capa 4" de control se evalúa como una necesidad prioritaria en aquellos nodos catalogados bajo las etiquetas de criticidad de color rojo y violeta en el mapa de vulnerabilidad de AlmaSADI. En estas barras de subtransmisión, el sistema de control local del BESS debe programarse para mitigar de forma automática dos escenarios operativos contrapuestos de la red:

- **Compensación en Horas de Valle (Mitigación del Efecto Ferranti):** Durante las madrugadas, cuando la demanda del SADI cae a sus niveles mínimos, las líneas de transmisión de 132 kV y 500 kV que convergen en el conurbano operan prácticamente en vacío. Bajo este régimen inductivo degradado, los conductores se comportan físicamente como capacitores en paralelo gigantes, elevando los perfiles de tensión local por encima de las bandas de seguridad reglamentarias. Ante esta anomalía, el controlador comanda al BESS a conmutar hacia un régimen de operación inductivo (absorción de reactivos, $-Q$). Esta acción presenta la ventaja de "anclar" la tensión del nodo dentro de los límites admisibles, evitando el estrés dieléctrico en los aisladores de las subestaciones y previniendo disparos por sobretensión.
- **Soporte en Horas de Pico (Prevención de Caídas de Tensión):** Inversamente,

durante las ventanas de máxima demanda térmica estival, la rampa de consumo industrial y residencial combinada con la saturación de los transformadores locales induce severas caídas de tensión en la red regional. En esta instancia, el BESS ejecuta una acción de control de carácter dual: mientras los lazos de la Capa 2 inyectan potencia activa ($P > 0$) para el *Peak Shaving*, los lazos de la Capa 4 inyectan en paralelo potencia reactiva de carácter capacitivo ($+Q$). Esta inyección localizada presenta la ventaja de abastecer la demanda de reactivos de la zona *in situ*, evitando la necesidad de importar dichos flujos desde centros de generación remotos. Esta optimización alivia la cargabilidad de los corredores de transmisión troncales, mejora de forma drástica los perfiles de tensión del subnodo y libera capacidad de transporte estática para cursar potencia activa útil.

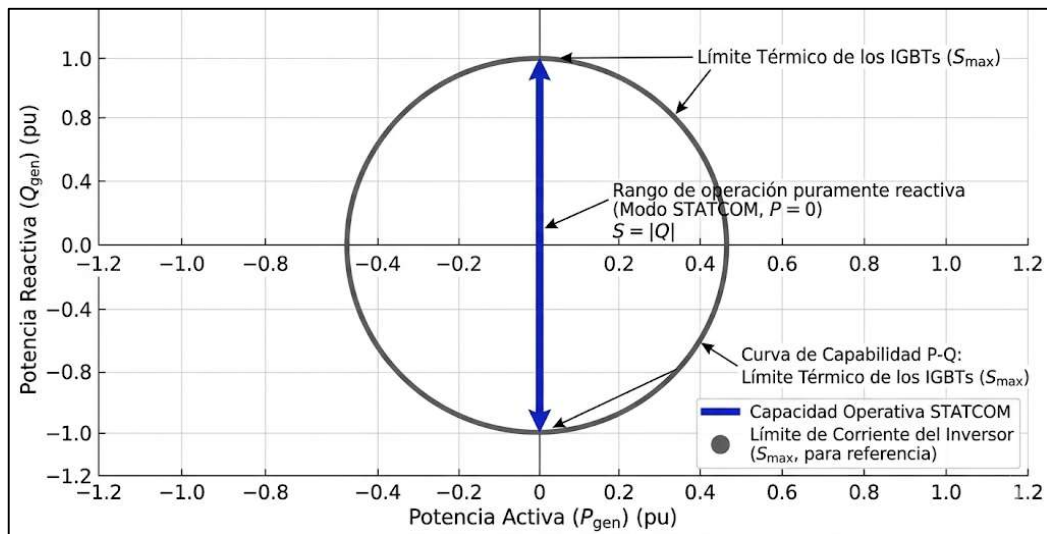


Figura 8-4. Curva de capacidad P-Q del inversor bidireccional ilustrando las regiones de operación como STATCOM y los límites térmicos de los IGBTs.

En definitiva, la integración de los sistemas BESS como dispositivos de control dinámico de potencia reactiva permite transformar nodos estructuralmente débiles o aislados del SADI en puntos de acoplamiento común robustos. Esta capacidad de actuar como un compensador estático adaptativo las 24 horas del día, sin comprometer el inventario de energía química reservado para el despacho de contingencias, es la que finalmente consolida la eficiencia del esquema de *Value Stacking*, otorgando al operador del sistema una flexibilidad técnica y una velocidad de respuesta que ninguna tecnología de generación convencional puede igualar en el tiempo real de la red.

9 Análisis Económico y Evaluación de Costos Evitados

9.1 Introducción y Metodología de Evaluación

El presente capítulo tiene por objeto cuantificar el impacto financiero y sistémico que conlleva la integración de los BESS bajo el programa ALMA GBA. Resulta pertinente aclarar que este análisis no constituye una auditoría contable o financiera microscópica sobre los flujos de caja de un agente comercial particular, sino que representa una evaluación macroeconómica y sistémica desde la perspectiva de CAMMESA. Para ello, se adopta la metodología de "Costos Evitados", un enfoque clásico en la planificación eléctrica que determina la viabilidad de una nueva infraestructura contrastando su costo de implementación y operación frente a los sobrecostos operativos y penalizaciones que el sistema sufriría si dicha inversión no se realizara.

Para garantizar la robustez analítica y metodológica de esta evaluación, resulta imperativo establecer una base de equivalencia operativa estricta, asegurando una comparativa simétrica entre tecnologías de naturalezas disímiles. Dado que los pliegos contractuales del programa ALMA GBA imponen restricciones físicas al desgaste del equipamiento, limitando la operación del BESS a un máximo de 180 ciclos anuales con una duración de 4 horas a potencia nominal, el escenario base de "Status Quo" (generación térmica convencional) será modelado y calculado exclusivamente para ese mismo bloque de energía y exigencia temporal. En consecuencia, el modelo no evaluará el desempeño anual continuo de los activos, sino que aislará y cuantificará los costos únicamente durante la "ventana de máxima criticidad" estival o invernal, que es el escenario exacto donde el almacenamiento y las máquinas térmicas de punta compiten por brindar el soporte necesario a la red.

Con el propósito de viabilizar el cálculo algorítmico y acotar las incertidumbres regulatorias, el modelo de costos se sustenta en una serie de simplificaciones operativas estructuradas para ambos escenarios. Por el lado de la tecnología BESS, se asumen las siguientes premisas que configuran un escenario de máxima exigencia de costos (peor escenario de OPEX):

- **Eficiencia del Sistema (RTE):** Se adopta un Rendimiento de Ciclo Completo (*Round-Trip Efficiency*) estandarizado del 85%, valor representativo para la tecnología de celdas de Litio-Ferro-Fosfato (LFP) operando a escala de transmisión, contemplando los consumos propios de climatización (HVAC) y las pérdidas en los sistemas de conversión de potencia (PCS).

- **Disponibilidad Absoluta:** Se asume, a efectos del cálculo del canon por potencia, que las horas efectivas y validadas por el OED son idénticas a las horas comprometidas por contrato, considerando que el activo presenta una disponibilidad del 100% de su potencia nominal continua, sin sufrir penalizaciones por indisponibilidad fortuita.
- **Régimen de Uso y Desgaste Máximo:** Se evalúa la condición de mayor costo operativo anual para la planta, asumiendo que el OED agota contractualmente el cupo máximo permitido, despachando los 180 ciclos habilitados por año calendario.
- **Perfil de Despacho:** Se establece que cada uno de los 180 ciclos diarios despachados se ejecuta de forma completa y continua a potencia nominal (P_{nom}) durante la franja ininterrumpida de 4 horas. En consecuencia, la liquidación de las pérdidas energéticas y los cargos por inyección se calculan matemáticamente sobre esta matriz rígida de 180 ciclos de 4 horas.

Por el lado del escenario base correspondiente al despacho del parque térmico tradicional, la comparativa requiere asimismo modelar el costo de oportunidad de la generación forzada. A tales efectos, se establecen las siguientes asunciones para la liquidación de la energía convencional:

- **Modelado de máquinas:** Como simplificación en el cálculo para determinar los costos por energía se consideró a la potencia desplazada por las baterías en pico (683 MW) como 7 bloques de 100 MW de potencia a los cuales se les asignó un costo decreciente.
- **CVP (Costo variable de producción):** El costo con el cual se realiza la optimización económica en el Modelo de simulación diario y semanal es el CVP por máquina. El CVP es el costo por MW declarado por los agentes generadores para valorizar la venta de energía al MEM. Este costo posee topes determinados en función de contratos o resoluciones. Para el caso de estudio se tomó como referencia el CMgh como costo del último bloque de 100 MW y cada escalón posterior con un valor 2 % menor. Se determinó un único valor promediando las 4 hs.
- **Combustible:** La referencia del consumo de combustible en el caso del pago por energía entregada está implícito en el CMgh. Para el caso particular del pago por

potencia donde se debe tener en cuenta el combustible en los factores correspondientes, se utilizó el porcentaje de cada combustible utilizado en 2025 (Año base del cálculo). El mismo se encuentra publicado por CAMMESA.

- **Pago por potencia:** Se considera el pago de 1000 USD debido a que existen pocos ciclos que poseen potencia menor a 150 MW en su conjunto.
- **Umbrales de potencia:** Con el fin de representar la totalidad de los 180 ciclos anuales de las baterías se redujeron los umbrales de potencia a 19721 MW para el SADI y 7502 MW para GBA.
- **Factores:** Se considera un FRC de 0,8 dado que la mayoría del gas se encuentra aun por gestión de CAMMESA bajo la figura de gas acuerdo. FRC para el año de cálculo (2025) corresponde un valor de 0,15.

Finalmente, el análisis incorporará de manera cualitativa el factor del Valor de la Energía No Suministrada (VoLL - *Value of Lost Load*), reconociendo que la incapacidad del parque térmico para resolver por sí solo las saturaciones topológicas (Estado N-1) deriva frecuentemente en cortes de suministro, un pasivo económico que el BESS, por su ubicación estratégica aguas abajo de la congestión, está diseñado para suprimir.

9.2 Escenario Base: El Costo del Status Quo (Sin BESS)

Para establecer el punto de comparación económico, se procedió a simular el costo que le representa al OED cubrir los requerimientos de potencia y energía en el Área Metropolitana utilizando exclusivamente el parque de generación térmica convencional existente. Este escenario refleja el "Status Quo" operativo, evaluado sobre un bloque de 180 días críticos, coincidente con los picos de exigencia donde el protocolo de despacho del sistema BESS tendría intervención directa.

El cálculo de la remuneración térmica se estructuró aplicando la normativa vigente del MEM (Resolución 400) para máquinas sin contrato, la cual desagrega el pago en componentes de energía despachada y potencia puesta a disposición.

La simulación del despacho térmico equivalente arrojó un costo total directo de **USD 84.532.023** para el período evaluado. Este monto se compone de dos grandes rubros de facturación:

- **Pago por Energía (Aprox. USD 37.058.169):** Este concepto remunera la energía efectivamente inyectada durante las horas de pico. El cálculo internaliza el alto Costo Marginal Horario (CM_{gh}) característico de la generación forzada, ajustado por el Factor de Nodo (FP), el Factor de Remuneración Adicional (FRA) y el Factor de Reconocimiento de Combustible (FRC). Refleja el elevado costo variable de operar turbinas de punta (TG/TV) con combustibles líquidos alternativos (Gasoil/Fuel Oil) durante las restricciones de la red. La fórmula aplicada para el cálculo de dicho costo es la siguiente:

$$PRh = CVP + [(CM_{gh} \times FP - CVP) \times FRA \times FRC]$$

Donde:

- **FRC (Factor de Gestión de Combustible):** Para los generadores que gestionen su suministro de Gas Natural a través del “GN Acuerdo” con CAMMESA, tendrán el factor de corrección sobre RMA.

Año	FRC
2025	0,8
2026	0,8
2027	0,6
2028	0,5

Tabla 7-1. Factor de corrección por GN Acuerdo.

- **FRA (Factor de Renta Adaptado):** Factor aplicado sobre la renta total horaria a la que puede acceder un generador.

Año	FRA
2025	0,15
2026	0,15
2027	0,25
2028 en adelante	0,35

Tabla 7-2. Factor de corrección por GN Acuerdo

Generación Nueva (a partir del 1 de enero de 2025) y para la generación térmica que incluyan transporte de GN firme nuevo: Se establece en 1 (uno).

En caso de no contar con combustible propio, el FRA del generador será cero y los costos de CVP utilizados serán en base a valores de referencia.

- **FP:** Factor de Pérdida por nodo.
- **CMgh:** Costo Marginal Horario o, de corresponder, el Costo Marginal Horario del Área Local.
- **Pago por Potencia y Confiabilidad (Aprox. USD 47.500.000):** Representa el mayor peso dentro de la factura térmica. Este componente retribuye la disponibilidad de las máquinas e incluye:
 - El **Pago por Potencia Acordada Disponible (PPAD)**, valorizado en una tarifa base de 12 USD/MW aplicable durante las 90 Horas de Remuneración de Potencia (HRP) semanales.
 - La aplicación del **Factor Multiplicador (KP)**, que para máquinas térmicas operando con gas natural y combustible alternativo en estacionalidad de verano/invierno asciende a 1,5, incrementando sustancialmente el costo. En caso de que no gestionen su propio combustible el pago se verá afectado en los momentos en los cuales no se encuentre despachada la unidad por un factor en función del año en curso. Llegando a ser cero dicho pago a partir del 2029.

Año	PPAD	KP - TERM. Solo GN	KP - TERM. GN+ALT
Nov 25 en adelante	12 u\$s/MW	Inv/Ver: 1,1 Resto: 0,9	Inv/Ver: 1,5 Resto: 1

Tabla 7-3. Remuneración de potencia.

- El cobro de la **Reserva de Confiabilidad Base**, una tarifa plana mensual de 1.000 USD/MWmes (que se duplica a 2.000 USD/MWmes para Ciclos Combinados menores a 150 MW), la cual se abona independientemente de si la máquina fue despachada o no.

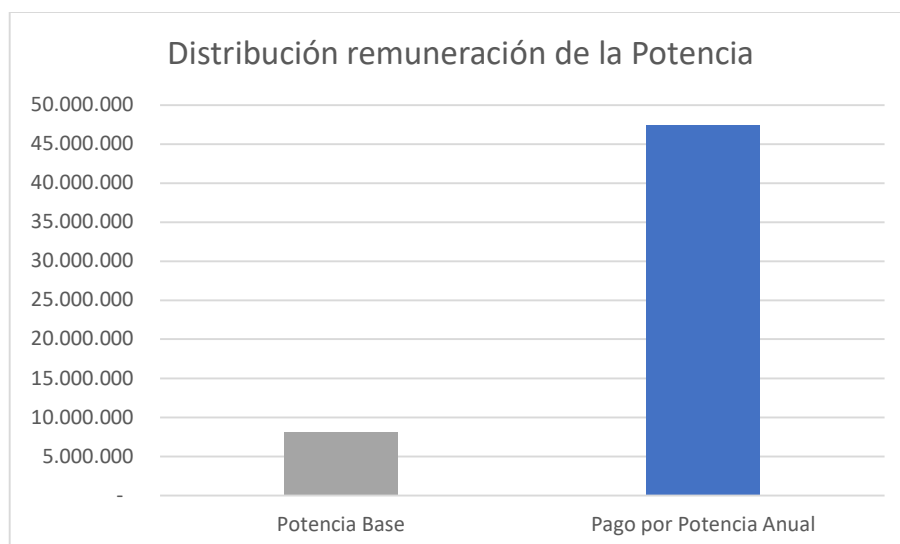


Figura 7-1. Remuneración de potencia.

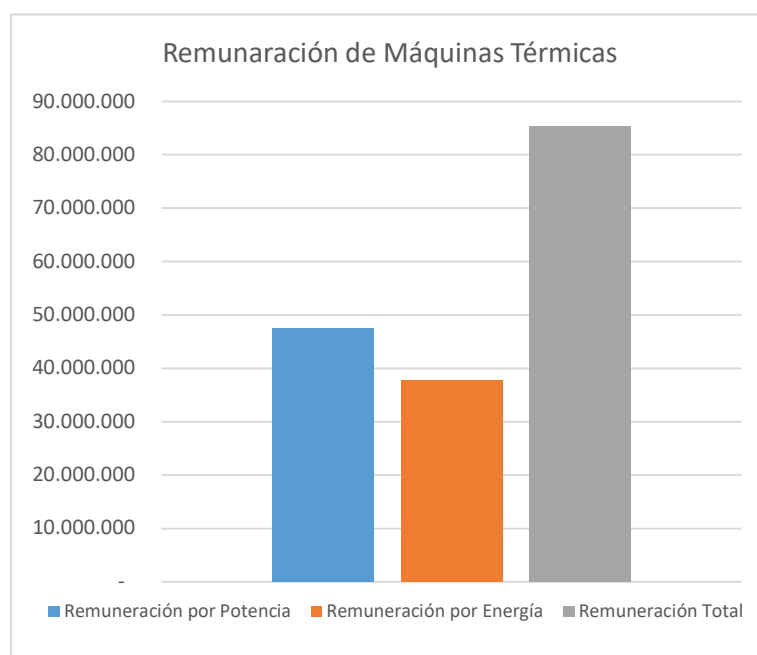


Figura 7-2. Remuneración de potencia.

Si bien el costo directo de facturación térmica asciende a ~84.5 millones de dólares, concluir que este es el "costo total" para el país constituiría un error de apreciación macroeconómica. Como primer punto el factor de renta marginal asciende con los años, y en casos de ingreso de térmico nuevo el mismo vale 1. Además, el escenario base presenta una deficiencia estructural insalvable: **las centrales térmicas no resuelven la congestión de la red de transporte.**

Al encontrarse frecuentemente limitadas por la saturación de las líneas de Alta Tensión o ante la pérdida de un vínculo (Estado N-1), la generación térmica local resulta insuficiente

para sostener la tensión y abastecer la demanda, derivando ineludiblemente en cortes de suministro programados o colapsos parciales.

Esta demanda desconectada se denomina **Energía No Suministrada (ENS)**. De acuerdo con la normativa oficial (Resolución SE 21/2025), el costo económico que estos apagones le generan a la matriz productiva, comercial y residencial del país se valoriza en **1.500 USD por cada MWh cortado**.

En consecuencia, el costo real del "Status Quo" no se limita a los USD 84.532.023 erogados a los generadores, sino que debe adicionarse el gigantesco pasivo económico de los apagones. Es precisamente en esta variable cualitativa donde el apilamiento de servicios (*Value Stacking*) de los sistemas BESS —al inyectar potencia aguas abajo de los cuellos de botella ofreciendo un alivio topológico instantáneo— justifica su incorporación, neutralizando el riesgo de ENS y transformando el gasto de infraestructura en un ahorro sistémico neto.

9.3 Escenario ALMA GBA: El Costo Operativo del Almacenamiento

El diseño contractual del programa ALMA GBA establece un esquema de remuneración mixto, diferenciando taxativamente la disponibilidad del activo (potencia) de su utilización efectiva y rendimiento (energía). Este modelo busca incentivar no solo la instalación de capacidad firme en nodos críticos, sino también la eficiencia tecnológica en la gestión de las pérdidas del ciclo de carga y descarga.

De acuerdo con lo estipulado en las bases y condiciones de los contratos, el costo mensual que el sistema (CAMMESA) asume por la operación de estos parques se desglosa en tres componentes principales:

Remuneración de la Potencia Contratada (Rem.PCONT)

Constituye el núcleo del esquema financiero del proyecto, reconociendo el valor de disponer de la capacidad instalada para el alivio de la red, con independencia del volumen de energía finalmente transaccionado. La liquidación mensual se rige por la siguiente formulación:

$$Rem.PCONT_m = PADISP_m \cdot P_{Fijo} \cdot \left(\frac{HAV_m}{HAC} \right) \cdot FA \cdot FE$$

- **$PADISP_m$ y P_{Fijo}** : Representan la Potencia de Almacenamiento Disponible (en MW) en el mes evaluado y el Precio Fijo adjudicado (USD/MW-mes), respectivamente.
- **Ajuste por Disponibilidad Horaria ($\frac{HAV_m}{HAC}$)**: La remuneración base se pondera según la relación entre las Horas de Almacenamiento Validadas por el OED y las Horas de Almacenamiento Comprometidas (fijadas contractualmente en 4 horas de entrega continua a potencia nominal).
- **Factor Anual (FA)**: Introduce un sendero de amortización acelerada para los primeros años operativos, reconociendo un factor multiplicador de 1,20 para el período 2025-2027, el cual decrece escalonadamente hasta estabilizarse en 1,0 a partir de 2029, y finalmente a 0,50 en la última etapa del contrato (2037-2041).
- **Factor de Estacionalidad (FE)**: Penaliza o premia la disponibilidad en función de los períodos de mayor estrés del SADI, asignando un factor de 1,20 para los meses críticos de verano e invierno (enero, febrero, marzo, junio, julio y diciembre) y de 0,80 para el resto del año.

Remuneración de la Energía Abastecida (Rem.EA)

Independientemente del canon de disponibilidad, se reconoce un pago variable estrictamente ligado al despacho efectivo durante la fase de inyección.

$$Rem.EA_m = EA_m \cdot PES$$

Donde la Energía Abastecida (EA_m) se valoriza a un Precio de Energía Suministrada (PES) fijado contractualmente en **10 USD/MWh**. Este cargo busca compensar parcialmente los costos operativos de ciclado y degradación electroquímica incurridos durante la atención del pico de demanda.

Costo por Pérdidas de Energía (Costo.EP)

Crucialmente, el esquema asigna el riesgo tecnológico del rendimiento del equipamiento al propio desarrollador. La ineficiencia del ciclo térmico y electroquímico, determinada mediante balance comercial, se debita de la remuneración total.

$$Costo.EP_m = (ED_m - EA_m) \cdot PPE$$

La diferencia entre la Energía Demandada (ED_m , consumida de la red durante la fase de carga) y la Energía Abastecida (EA_m , inyectada en la descarga) representa las pérdidas

operativas del BESS. Este diferencial se penaliza a un Precio por Pérdidas de Energía (PPE) preestablecido en **20 USD/MWh**, obligando a la central a optimizar su Eficiencia de Ciclo Completo (RTE) para resguardar su flujo de caja mensual.

Habiendo delineado el marco regulatorio y las ecuaciones que rigen la remuneración del almacenamiento, resulta procedente cuantificar el impacto económico real para el Organismo Encargado del Despacho. Para este análisis, se tomará como base la nómina oficial de los proyectos adjudicados bajo la convocatoria ALMA GBA, considerando sus respectivas potencias nominales (MW), sus capacidades energéticas (MWh) y los Precios Fijos (P_{Fijo}) ofertados por cada desarrollador.

A partir de la parametrización de las fórmulas expuestas en la sección precedente, se procede a ejecutar la simulación de liquidación comercial. El cálculo incorpora el escenario de máxima exigencia operativa previamente definido (180 ciclos anuales de 4 horas a potencia nominal) y un rendimiento de ciclo completo (RTE) estandarizado del 85%, penalizado a 20 USD/MWh.

A continuación, se detalla el listado de las centrales adjudicadas y, posteriormente, se presenta la desagregación de los flujos económicos calculados para cada nodo: el ingreso bruto por disponibilidad (Rem.PCONT), el ingreso variable por inyección (Rem.EA), el débito por ineficiencia electroquímica (Costo.EP) y el costo neto total final que el sistema debe erogar por el funcionamiento de cada unidad.

Proyecto y Empresa	Potencia Adjudicada [MW]	Capacidad Energetica [MWh]	Precio del Contrato [USD/MW-mes]
04 - BESS CHINGOLO SULL - SULLAIR	24	96	12.591
11 - BESS ALMA SUR - CDOCKSUD	90	360	12.815
25 - BESS COSTANERA - CCOSTANERA	55	220	10.161
26 - BESS NUEVO PUERTO - CPUERTO	150	600	11.147
08 - BESS PILAR - EDS3	50	200	11.979
09 - BESS PARQUE - EDS3	50	200	11.461
10 - BESS SAN FERNANDO - ALUAR	30	120	12.590
24 - BESS BROWN - ROWING	22	88	12.591
12 - BESS GLEW - ROWING	22	88	12.400
15 - BESS MATHEU - MSU	150	600	11.290
21 - BESS MASCHWITZ - GENNEIA	40	160	12.303

Tabla 7-4. Proyectos adjudicados y sus costos

A partir de los parámetros declarados y las simplificaciones previamente tomadas, se exponen los resultados numéricos de la simulación del despacho, reflejando el balance comercial individual de cada nodo de almacenamiento integrado al AMBA.

Proyecto y Empresa	Rem.PCONT [U\$S]	Rem.EA [U\$S]	Costo.EP [U\$S]	TOTAL [U\$S]
04 - BESS CHINGOLO SULL - SULLAIR	\$ 4.351.449,60	\$ 172.800,00	\$ 60.988,24	\$ 4.463.261,36
11 - BESS ALMA SUR - CDOCKSUD	\$ 16.608.081,89	\$ 648.000,00	\$ 228.705,88	\$ 17.027.376,01
25 - BESS COSTANERA - CCOSTANERA	\$ 8.047.512,00	\$ 396.000,00	\$ 139.764,71	\$ 8.303.747,29
26 - BESS NUEVO PUERTO - CPUERTO	\$ 24.077.520,00	\$ 1.080.000,00	\$ 381.176,47	\$ 24.776.343,53
08 - BESS PILAR - EDS3	\$ 8.624.880,00	\$ 360.000,00	\$ 127.058,82	\$ 8.857.821,18
09 - BESS PARQUE - EDS3	\$ 8.252.244,00	\$ 360.000,00	\$ 127.058,82	\$ 8.485.185,18
10 - BESS SAN FERNANDO - ALUAR	\$ 5.438.923,20	\$ 216.000,00	\$ 76.235,29	\$ 5.578.687,91
24 - BESS BROWN - ROWING	\$ 3.988.828,80	\$ 158.400,00	\$ 55.905,88	\$ 4.091.322,92
12 - BESS GLEW - ROWING	\$ 3.928.320,00	\$ 158.400,00	\$ 55.905,88	\$ 4.030.814,12
15 - BESS MATHEU - MSU	\$ 24.386.400,00	\$ 1.080.000,00	\$ 381.176,47	\$ 25.085.223,53
21 - BESS MASCHWITZ - GENNEIA	\$ 7.086.240,00	\$ 288.000,00	\$ 101.647,06	\$ 7.272.592,94

Tabla 7-5. Proyectos adjudicados y sus costos 12 PPAD.

El costo total de despachar 180 ciclos de 4 horas a potencia nominal de los proyectos adjudicados da un total de: U\$S 117.972.375

Para facilitar la interpretación de la estructura de costos y la ponderación de cada variable dentro del esquema de remuneración, la Figura [X] ilustra la composición del costo total del programa ALMA GBA. En este gráfico se evidencia el peso relativo de la componente de capacidad firme (Potencia Contratada) frente a los cargos variables vinculados al despacho efectivo de energía.

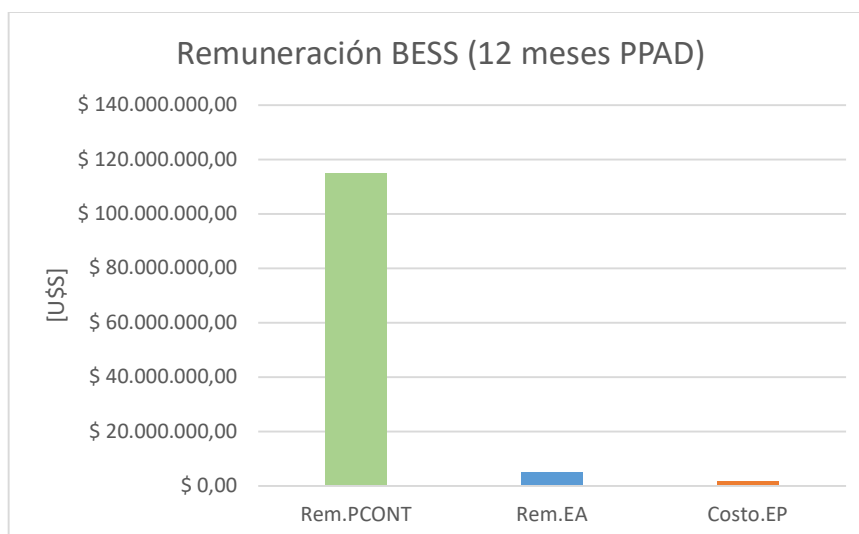


Figura 7-3. BESS 12 PPAD remuneración y costos desagregados.

La ejecución de la simulación económica arroja resultados que exigen una interpretación contextualizada respecto a las hipótesis de contratación asumidas. Bajo el escenario base —diseñado deliberadamente como el escenario de máxima exigencia financiera para el sistema—, el costo total anual por la incorporación de la flota BESS asciende a **USD 117.972.375**. Es imperativo destacar que la estructura de este costo es fuertemente asimétrica: aproximadamente **USD 114 millones** corresponden exclusivamente a la liquidación ininterrumpida del Pago por Potencia Acordada Disponible (PPAD) durante los 12 meses del año, representando los cargos por energía despachada una fracción marginal del total.

El cálculo del costo del BESS se configuró bajo el "peor escenario posible" para CAMMESA, asumiendo que el Organismo Encargado del Despacho reconoce y abona el PPAD de forma continua durante todo el año calendario. No obstante, desde la perspectiva de la optimización del despacho económico, existe una alta probabilidad de que la ejecución real de los contratos se ciña a un **Escenario de Contratación Estacional**.

Bajo este esquema alternativo, CAMMESA limitaría el reconocimiento del canon de potencia exclusivamente a los seis meses de mayor criticidad para el SADI (coincidentes con los picos de las Programaciones Estacionales de Verano e Invierno). La aplicación de esta cláusula reduciría el peso del PPAD a la mitad aproximadamente, ajustando drásticamente el flujo de fondos y consolidando la competitividad económica de los BESS frente al hundimiento de capital que representa la quema sostenida de combustibles líquidos.

Proyecto y Empresa	Rem.PCONT [U\$S]	Rem.EA [U\$S]	Costo.EP [U\$S]	TOTAL [U\$S]
04 - BESS CHINGOLO SULL - SULLAIR	\$ 2.610.869,76	\$ 172.800,00	\$ 60.988,24	\$ 2.722.681,52
11 - BESS ALMA SUR - CDOCKSUD	\$ 9.964.849,13	\$ 648.000,00	\$ 228.705,88	\$ 10.384.143,25
25 - BESS COSTANERA - CCOSTANERA	\$ 4.828.507,20	\$ 396.000,00	\$ 139.764,71	\$ 5.084.742,49
26 - BESS NUEVO PUERTO - CPUERTO	\$ 14.446.512,00	\$ 1.080.000,00	\$ 381.176,47	\$ 15.145.335,53
08 - BESS PILAR - EDS3	\$ 5.174.928,00	\$ 360.000,00	\$ 127.058,82	\$ 5.407.869,18
09 - BESS PARQUE - EDS3	\$ 4.951.346,40	\$ 360.000,00	\$ 127.058,82	\$ 5.184.287,58
10 - BESS SAN FERNANDO - ALUAR	\$ 3.263.353,92	\$ 216.000,00	\$ 76.235,29	\$ 3.403.118,63
24 - BESS BROWN - ROWING	\$ 2.393.297,28	\$ 158.400,00	\$ 55.905,88	\$ 2.495.791,40
12 - BESS GLEW - ROWING	\$ 2.356.992,00	\$ 158.400,00	\$ 55.905,88	\$ 2.459.486,12
15 - BESS MATHEU - MSU	\$ 14.631.840,00	\$ 1.080.000,00	\$ 381.176,47	\$ 15.330.663,53
21 - BESS MASCHWITZ - GENNEIA	\$ 4.251.744,00	\$ 288.000,00	\$ 101.647,06	\$ 4.438.096,94

Tabla 7-6. Proyectos adjudicados y sus costos 6 PPAD

Al ejecutar la simulación bajo esta premisa, el costo total del programa ALMA GBA desciende a **USD 72.056.216**.

Es pertinente señalar que esta cifra no debe interpretarse obligatoriamente como la gestión de despacho garantizada, sino como una alternativa operativa y comercial mínima. Su materialización final dependerá estrictamente de las condiciones de detalle y la "letra chica" en los contratos de abastecimiento definitivos, así como de las adendas y reglamentaciones específicas que se terminen de acordar entre el Organismo Encargado del Despacho, la Secretaría de Energía y los desarrolladores privados adjudicados.

De habilitarse y aplicarse esta modalidad de liquidación estacional, se lograría reducir el peso del PPAD a la mitad, ajustando de forma eficiente el flujo de fondos del mercado. Bajo estas condiciones específicas, la competitividad económica directa de los BESS (USD ~72 millones) quedaría consolidada frente al hundimiento de capital que representa la quema sostenida de combustibles líquidos en el escenario térmico base.

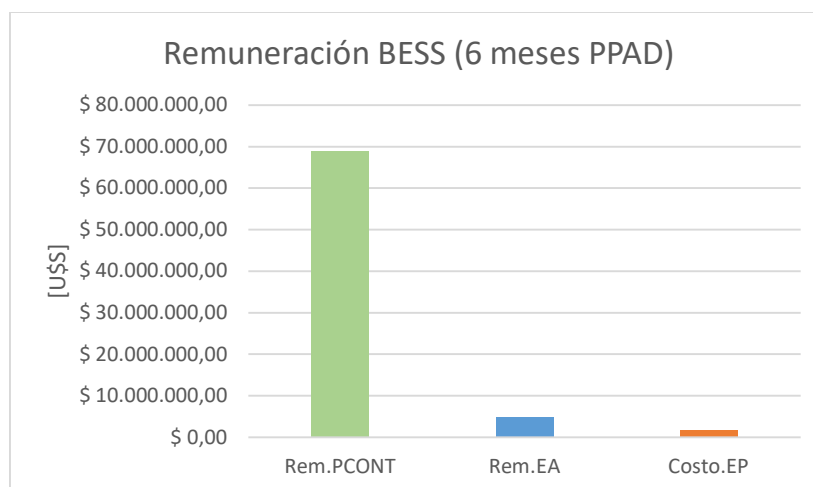


Figura 7-4. BESS 6 PPAD remuneración y costos desagregados.

El esquema de remuneración de la Potencia Contratada (PPAD) dentro del programa ALMA GBA no es estático a lo largo de los 15 años de concesión. Para garantizar la "bancabilidad" de los proyectos y permitir la recuperación acelerada de la inversión de capital (CAPEX) por parte de los desarrolladores privados, el contrato incorpora un multiplicador temporal denominado Factor Anual (FA).

Durante la fase inicial de los proyectos, que comprende los años 2025, 2026 y 2027, este factor se fija contractualmente en 1,20. Esto representa un sobreprecio transitorio del 20% sobre el canon base de disponibilidad, lo cual explica en gran medida el elevado costo sistémico arrojado por el escenario inicial de máxima exigencia (USD ~118 millones). Sin embargo, este esquema de amortización acelerada está diseñado para decrecer. Para la mayor parte de la vida útil operativa del activo (período 2029-2036), el Factor Anual se normaliza a un valor de 1,00, para finalmente descender de manera abrupta a 0,50 en el último quinquenio del contrato (2037-2041).

Al proyectar la simulación económica eliminando este sobreprecio inicial y asumiendo el Factor Anual neutral (FA = 1,00) aplicable a la mayor parte del contrato, bajo el mismo régimen ininterrumpido de 12 meses de disponibilidad, el costo total del sistema BESS desciende a **USD 98.840.643**.

Proyecto y Empresa	Rem.PCONT [U\$S]	Rem.EA [U\$S]	Costo.EP [U\$S]	TOTAL [U\$S]
04 - BESS CHINGOLO SULL - SULLAIR	\$ 3.626.208,00	\$ 172.800,00	\$ 60.988,24	\$ 3.738.019,76
11 - BESS ALMA SUR - CDOCKSUD	\$ 13.840.068,24	\$ 648.000,00	\$ 228.705,88	\$ 14.259.362,36
25 - BESS COSTANERA - CCOSTANERA	\$ 6.706.260,00	\$ 396.000,00	\$ 139.764,71	\$ 6.962.495,29
26 - BESS NUEVO PUERTO - CPUERTO	\$ 20.064.600,00	\$ 1.080.000,00	\$ 381.176,47	\$ 20.763.423,53
08 - BESS PILAR - EDS3	\$ 7.187.400,00	\$ 360.000,00	\$ 127.058,82	\$ 7.420.341,18
09 - BESS PARQUE - EDS3	\$ 6.876.870,00	\$ 360.000,00	\$ 127.058,82	\$ 7.109.811,18
10 - BESS SAN FERNANDO - ALUAR	\$ 4.532.436,00	\$ 216.000,00	\$ 76.235,29	\$ 4.672.200,71
24 - BESS BROWN - ROWING	\$ 3.324.024,00	\$ 158.400,00	\$ 55.905,88	\$ 3.426.518,12
12 - BESS GLEW - ROWING	\$ 3.273.600,00	\$ 158.400,00	\$ 55.905,88	\$ 3.376.094,12
15 - BESS MATHEU - MSU	\$ 20.322.000,00	\$ 1.080.000,00	\$ 381.176,47	\$ 21.020.823,53
21 - BESS MASCHWITZ - GENNEIA	\$ 5.905.200,00	\$ 288.000,00	\$ 101.647,06	\$ 6.091.552,94

Tabla 7-7. Proyectos adjudicados y sus costos 12 PPAD y FA=1.

Este recálculo resulta vital para la planificación a largo plazo de CAMMESA. Demuestra que la carga financiera sobre el mercado eléctrico no solo es competitiva frente al gasto en combustibles fósiles en el presente, sino que disminuirá progresivamente, consolidando al BESS como una solución cada vez más económica a medida que el parque madura.

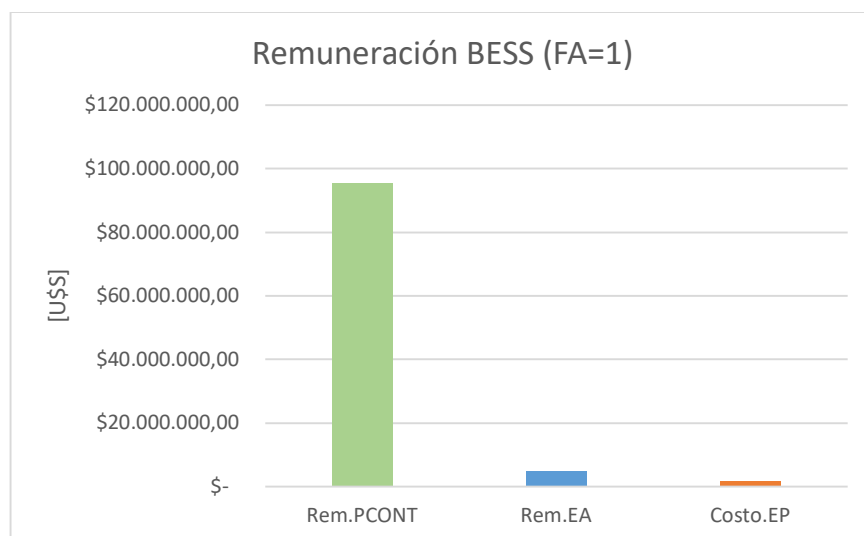


Figura 7-5. BESS 12 PPAD y FA=1 remuneración y costos desagregados.

9.4 Comparativa Económica y Balance Sistémico

Habiendo modelado las estructuras de remuneración de ambas tecnologías, resulta fundamental cruzar los datos obtenidos para dimensionar el impacto real del programa ALMA GBA frente al "Status Quo". A continuación, se presenta la comparación directa de los costos operativos y el análisis integral de sus implicancias sistémicas para el Organismo Encargado del Despacho.

Para visualizar de manera concreta el peso económico de cada escenario, se contrastan los resultados del bloque térmico evaluado frente a las dos hipótesis de contratación del almacenamiento: el escenario de máxima exigencia contractual y el escenario estacional (más probable).

- **Escenario Base (Térmico - Status Quo):** Para cubrir las necesidades del sistema durante un bloque restrictivo de apenas **180 días** evaluados, la generación fósil de punta implicó un costo de **USD 84.532.023**. Este valor concentra su mayor peso en el pago por potencia y confiabilidad, sumado al alto costo variable por quema de combustibles líquidos.
- **Escenario BESS (PPAD 12 meses - "Peor Caso"):** Si CAMMESA abonara el canon de disponibilidad de forma ininterrumpida todo el año, el costo total ascendería a **USD 118.033.364**.
- **Escenario BESS (PPAD 6 meses - Mínimo):** Considerando una liquidación del cargo de potencia acotada exclusivamente a los 6 meses de mayor criticidad del

SADI (verano/invierno), el costo operativo de la flota de baterías desciende drásticamente a **USD 72.056.216**.

- Escenario BESS (PPAD 12 meses – FA=1): Considerando la mayor parte de la vida útil operativa del activo (período 2029-2036), el Factor Anual se normaliza a un valor de 1,00. De esa manera el costo operativo de la flota se normaliza en **USD 98.840.642**.

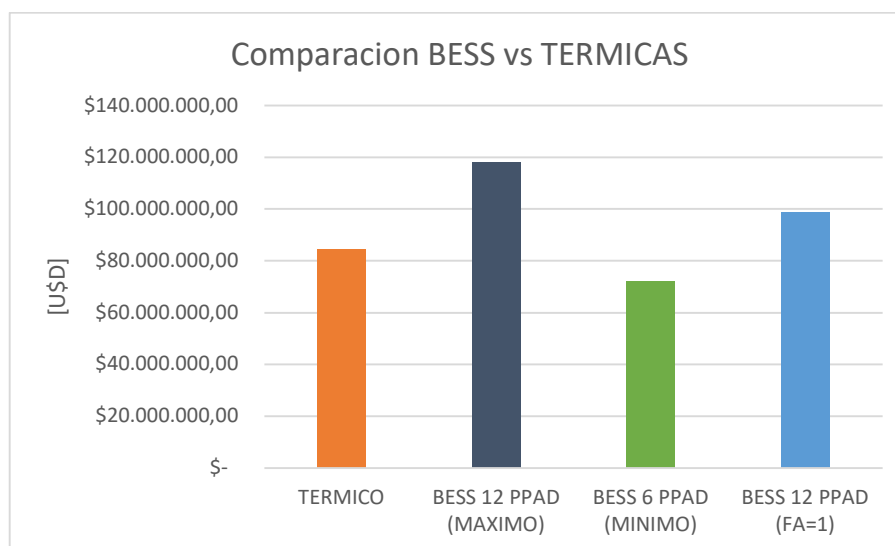


Figura 7-6. Comparación Térmica vs BESS.

9.5 Conclusiones del Modelo Económico

Al realizar una lectura superficial comparando el escenario térmico base —recalculado para 180 días de operación continua (USD ~84.5 millones)— frente a la tecnología BESS en su etapa de madurez con Factor Anual neutral (USD ~98.8 millones anualizados), el almacenamiento podría ser erróneamente interpretado como un activo de costo directo superior. Sin embargo, un análisis sistémico riguroso revierte esta perspectiva por tres motivos fundamentales:

1. **La Alternativa de Contratación Estacional (Suelo de Costo):** Si bien el pago ininterrumpido del PPAD durante los 12 meses del año arroja un costo de 98.8 millones, existe la alternativa contractual de que CAMMESA circunscriba el reconocimiento del canon exclusivamente a los 6 meses de mayor criticidad. En este caso particular de mínima liquidación, el costo del BESS desciende a USD ~72 millones, posicionándose directamente como una opción más económica que la generación térmica forzada.

2. **El "Premio de Seguro" frente al Sobrecosto Fósil:** Incluso asumiendo el escenario más conservador de liquidación continua de potencia (12 meses), lo que resulta en una brecha aparente de ~14.3 millones a favor de las térmicas, esta diferencia debe interpretarse como un costo marginal o "premio de seguro" justificado. Se está sustituyendo la quema de combustibles líquidos importados —altamente contaminantes y sujetos a la volatilidad cambiaria macroeconómica— por un activo de infraestructura de respuesta en milisegundos.
3. **Mitigación de la Energía No Suministrada (ENS):** El factor definitorio y concluyente del balance reside en la topología de la red. Las máquinas térmicas consumen USD 84.5 millones, pero *no resuelven el problema de transmisión*, dejando a la demanda vulnerable a desconexiones ante una contingencia (N-1). Por el contrario, el BESS, al estar emplazado estratégicamente aguas abajo del cuello de botella, garantiza un alivio topológico inmediato. La aparente diferencia de 14.3 millones del escenario anualizado se amortiza de forma instantánea al evitar tan solo unas pocas horas de bloqueos de demanda, considerando el gigantesco pasivo económico de los cortes de luz (valorizados en 1.500 USD/MWh).
4. **La Disrupción Tecnológica y el Apilado de Valor (*Value Stacking*):** Más allá de la evaluación estática de costos, la incorporación de sistemas de almacenamiento representa un salto tecnológico fundamental para la operación del SADI. Mientras que la generación térmica convencional está limitada por tiempos de arranque, rampas de carga y restricciones mecánicas, los sistemas BESS operan con una flexibilidad y velocidad de respuesta de escala de milisegundos. Esta superioridad técnica permite el "apilado de valor" (*value stacking*), donde un único activo no solo desplaza energía en el tiempo, sino que provee simultáneamente múltiples servicios esenciales al sistema. Entre ellos, se destaca la provisión de inercia sintética y el control dinámico de frecuencia y tensión, herramientas críticas para mitigar la pérdida de inercia de la red ante contingencias severas. De este modo, el BESS deja de ser un mero sustituto de capacidad de reserva para consolidarse como un vector de modernización y estabilización activa de la red.

Al sumar la erradicación del riesgo de Energía No Suministrada (ENS) y la reducción estructural de la dependencia fósil, el balance económico para el SADI se vuelve netamente favorable. La implementación de la flota ALMA GBA no representa un mero gasto en capacidad de reserva, sino una medida de contención técnica y financiera que

protege las cuentas del mercado eléctrico mientras se difieren las inversiones masivas en líneas de Extra Alta Tensión.

10 Conclusiones Generales

El desarrollo de la presente tesis doctoral/de grado permite consolidar un cuerpo de evidencia técnica, regulatoria y económica que demuestra que la incorporación de los BESS ya no constituye una opción tecnológica vanguardista de carácter selectivo, sino un imperativo estructural indispensable para viabilizar la transición y sostenibilidad operativa del SADI.

A través del desglose analítico, la modelización matricial y el estudio pormenorizado de los programas ALMA GBA y ALMA SADI, se estructuran las siguientes conclusiones concluyentes del proyecto:

El Fin del Paradigma Binario y la Disrupción de la "Identidad Regulatoria"

- **La Dualidad Operativa como Activo:** El BESS rompe esta rigidez mediante su dualidad operativa instantánea. Se concluye que el almacenamiento posee una naturaleza híbrida y mutable: opera como un **Generador Virtual** durante la descarga (atado a la restricción dura de su Estado de Carga), como una **Carga Despachable** durante la recarga (debiendo ser eximido de peajes e impuestos minoristas bajo el principio de neutralidad para evitar la doble imposición), y fundamentalmente, como una **Alternativa No-Cableada (Non-Wire Alternative - NWA)** integrada a la infraestructura de transmisión (**SATA**). Esta multifuncionalidad técnica exige que la futura normativa argentina reconozca al almacenamiento como una categoría jurídica independiente con personería propia en el MEM.

Lecciones Críticas del Benchmarking Internacional Aplicadas al SADI

El análisis comparado de las jurisdicciones de frontera aporta lecciones empíricas ineludibles para mitigar la curva de aprendizaje local:

- **De CAISO (California):** Se rescata la trascendencia de digitalizar el activo mediante el modelo de software de **Recurso No Generador (NGR)** con curvas de oferta unificadas que atraviesan el eje cero, así como la necesidad de incorporar **Factores de Atenuación estocásticos** en el algoritmo de co-optimización de CAMMESA para internalizar el impacto real de los servicios auxiliares sobre el SOC.
- **De la Experiencia del NEM (Australia):** Se demuestra que en mercados de solo energía, la viabilidad financiera del BESS depende de la resolución temporal del mercado. La implementación de la **Liquidación en Cinco Minutos (5MS)** se evalúa como la reforma regulatoria más eficiente para monetizar de forma directa la velocidad de respuesta electrónica frente a los picos de escasez pura. Asimismo,

la dinámica de saturación observada en sus submercados de control de frecuencia ratifica que los esquemas de inversión no pueden depender de ingresos unifuncionales, validando la necesidad del *Value Stacking*.

- **Del SEN (Chile):** Se constata que un modelo de localización de activos puramente guiado por señales de precio de mercado (*Price-Signal Driven*) reacciona tarde, concentrando BESS en nodos ya colapsados y gatillando la desventaja de la **canibalización de precios**. Esto valida de manera empírica la filosofía adoptada en esta tesis para el SADI: un enfoque centralizado e impulsado por el valor sistémico (*Systemic-Value Driven*), coordinado con los planes de expansión del Sistema de Transporte Nacional (STN).

El Diagnóstico del AMBA y la Falacia del "Despacho Ciego"

- **Mitigación de la Emergencia Metropolitana:** El estudio de cargabilidad estática sobre el anillo del AMBA ratifica una vulnerabilidad estructural insostenible: un crecimiento del 26% en la demanda máxima frente a una expansión de líneas de 500 kV de apenas el 15.3% en la región. Se concluye que el Programa ALMA GBA (Res. SE 67/2025) constituye la solución de corto plazo óptima debido a su velocidad de despliegue (menor a 12 meses), actuando como una "Generación Virtual" aguas abajo de las restricciones que permite desplazar el despacho forzado de unidades térmicas ineficientes que operaban con costos monómicos superiores a los **87 USD/MWh**.
- **El Peligro de la Inyección Sin Validación Topológica:** La conclusión metodológica más disruptiva de la presente tesis surge de la modelización del comportamiento reticular mediante matrices de sensibilidad estática (**PTDF**). Se demostró matemáticamente que la tendencia intuitiva de despachar la potencia nominal total del BESS basándose únicamente en la detección de un pico de demanda global introduce graves riesgos técnicos.

El caso testigo analizado sobre el nodo Nuevo Puerto reveló que una inyección ciega de 150 MW en modo descarga durante el pico de invierno eleva de forma indeseada el factor de carga de la línea Nuevo Puerto - Aguas del 94% a una sobrecarga crítica del 131%. Inversamente, forzar la fase de carga de la batería para aliviar dicho vínculo local induce sobrecargas secundarias aguas arriba, saturando los transformadores de la ET Rodríguez y la ET Talar.

- **Coordinación Institucional Obligatoria:** Este comportamiento comprueba que los sistemas BESS operando en redes malladas generan un fenómeno de "cuellos de

botella móviles". En consecuencia, se concluye que el análisis estático es una herramienta de planeamiento necesaria pero insuficiente para el tiempo real. Resulta mandatorio que la operación del almacenamiento sea gobernada bajo un **Protocolo de Validación Secuencial** coordinado entre CAMMESA y SACME, donde cada *set-point* sea filtrado dinámicamente mediante análisis de contingencias N-1 y matrices de sensibilidad previas a su liberación.

El Paradigma del Value Stacking y la Matriz de Prioridades Dinámicas

- **Maximización del Rendimiento Social y Privado:** Mantener un activo de alto costo de capital confinado a una única función operativa destruye su viabilidad económica. El proyecto final demuestra la factibilidad técnica de estructurar la operación del BESS mediante la superposición analítica de **cinco capas de servicios simultáneas**: Confiabilidad SATA (Capa 1), Arbitraje Espacio-Temporal (Capa 2), Regulación Rápida de Frecuencia (Capa 3), Soporte Dinámico de Reactivos como STATCOM virtual (Capa 4), e Inercia Sintética Grid-Forming (Capa 5).
- **Control Inteligente de Recursos Finitos:** Debido a que el inversor posee una envolvente térmica combinada ($S^2 = P^2 + Q^2$) y el banco de celdas resguarda un inventario de energía limitado en el corto plazo (4 horas de autonomía) y restringido en el largo plazo (180 ciclos anuales contractuales para preservar el SOH frente al envejecimiento por calendario), se concluye que la resolución de conflictos de demanda concurrente exige la adopción de una **Matriz de Prioridades Dinámica**. El algoritmo propuesto demuestra que subordinar el arbitraje comercial de la Capa 2 ante las exigencias de supervivencia del nodo (Capas 1 y 4) y control de frecuencia sistémica (Capa 3), constituye la única vía matemáticamente segura para balancear la rentabilidad del inversor con la seguridad pública del suministro.

Hacia la Federalización del Almacenamiento: El Despachador de Almacenamiento

- **Evolución hacia ALMA SADI:** La fase de expansión federal planteada en la propuesta ALMA SADI (700 MW mediante Rondas Semestrales) marca la transición definitiva desde un activo de emergencia contratado por distribuidoras locales hacia un **"Servicio para el Mercado"** financiado de forma ubicua por los agentes del MEM. Se concluye la conveniencia de regionalizar las estrategias de control: parametrizando un corrimiento temporal de descarga (*SOC discharge shift*) en el NOA/NEA para interceptar el pico térmico tardío de la medianoche; forzando ciclos de carga diurnos en Cuyo para mitigar la curva de pato y absorber el *curtailment*

fotovoltaico; o programando algoritmos de seguimiento de rampa eólica en la Patagonia para dotar de firmeza a los excedentes del sur.

- **Modernización de los Servicios Auxiliares:** Para capitalizar la velocidad sub-cíclica de la electrónica de potencia, el andamiaje normativo del Anexo 23 de Los Procedimientos debe ser reformado. Se concluye la necesidad de migrar desde la RPF clásica hacia esquemas de **Respuesta Rápida de Frecuencia (FFR)** que incorporen bandas muertas ampliadas (ej. 150 mHz) y **Estatismos Dinámicos condicionados por el SOC**. Esta sintonía fina ofrece la ventaja de aislar a la batería del ruido continuo de la red, concentrando su energía en actuar como un "airbag" instantáneo ante fallas mayores, al mismo tiempo que explota la Capa 4 de reactivos puros con costo de oportunidad energético nulo.
- **El Cierre del Círculo Operativo:** Finalmente, la gestión de esta infraestructura capilar descentralizada exige la institucionalización de una nueva figura técnica dentro del OED: el **Despachador de Almacenamiento**. Este operador especializado tendrá la tarea de administrar la flota federal de baterías bajo la lógica analítica de un **"Bombeo Distribuido"**, optimizando las ventanas de recarga obligatoria en horas de valle nocturno o cenit renovable mediante rigurosas validaciones nodales en tiempo real.

En conclusión, los desarrollos matemáticos y operativos presentados en esta investigación demuestran de forma definitiva que los sistemas BESS, gestionados bajo un control dinámico y una regulación adaptativa, constituyen la herramienta de flexibilidad más eficiente, rápida y precisa para resolver las restricciones forzadas de transporte, mitigar el impacto de la variabilidad renovable y garantizar la resiliencia estructural del SADI ante los desafíos energéticos del mediano y largo plazo.

11 BIBLIOGRAFIA

[1] Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, Abu Dhabi, 2017.

[2] J. P. Barton y D. G. Infield, "Energy storage and its use with intermittent renewable energy", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 2, pp. 441-448, Jun. 2004.

[3] Secretaría de Energía de la Nación Argentina, *Resolución 67/2025 - Convocatoria ALMA GBA*, Boletín Oficial de la República Argentina, Buenos Aires, 2025.

[4] CAMMESA, *Informe Mensual de la Operación del SADI - Septiembre 2025*, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., Buenos Aires, 2025.

[5] CAMMESA, *Informe Mensual de la Operación del SADI - Julio 2025*, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., Buenos Aires, 2025.

[6] CAMMESA, *Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) - Evolución de la Demanda*, Buenos Aires, 2024.

[7] Poder Ejecutivo Nacional, *Decreto 55/2023: Declaración de Emergencia del Sector Energético Nacional*, Boletín Oficial de la República Argentina, Buenos Aires, 2023.

[8] CAMMESA y Secretaría de Energía, *Programación Estacional de Verano para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)*, Buenos Aires, 2024.

[9] Secretaría de Energía de la Nación Argentina, *Resoluciones 311/2025 y 715/2025 - Expansión del Sistema de Transporte*, Boletín Oficial, 2025.

[10] Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), *Informe Técnico: Proyecto de Ampliación de la Red de Transporte AMBA I*, Buenos Aires, 2025.

[11] Honorable Congreso de la Nación Argentina, *Ley 27.191 - Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica*, Boletín Oficial, 2015.

[12] International Energy Agency (IEA), *Latin America Energy Outlook*, Paris: IEA, 2023.

[13] Secretaría de Energía de la Nación Argentina, *Resolución 400/2025 - Normalización del Mercado Eléctrico Mayorista*, Boletín Oficial, 2025.

[14] IRENA, *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050 (REmap)*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.

- [15] A. Castillo y D. F. Gayme, "Grid-scale energy storage applications in renewable energy integration: A survey," *Energy Conversion and Management*, vol. 87, pp. 885-894, 2014.
- [16] BloombergNEF, *Battery Price Survey: 2023*, Bloomberg Finance L.P., 2023.
- [17] BloombergNEF, *Lithium-ion Battery Pack Prices Hit Record Low*, Bloomberg Finance L.P., 2024.
- [18] IRENA, *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017.
- [19] Lazard, *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 16.0*, Lazard, 2023.
- [20] E. Wood et al., "Lithium-ion battery market overview and utility-scale integration," *Journal of Power Sources*, 2024.
- [21] R. Sioshansi et al., "Energy-Storage Modeling: State-of-the-Art and Future Research Directions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 1, pp. 331-340, Feb. 2012.
- [22] AEMO, *Quarterly Energy Dynamics*, Australian Energy Market Operator, 2023.
- [23] CAISO, *What the duck curve tells us about managing a green grid*, California Independent System Operator, 2016.
- [24] FERC, *Order No. 841: Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*, Federal Energy Regulatory Commission, Washington D.C., 2018.
- [25] IRENA, *Power System Flexibility for the Energy Transition*, Parte 1. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2018.
- [26] Asian Development Bank (ADB), *Handbook on Battery Energy Storage System*, Manila, Filipinas: ADB, 2018.
- [27] A. A. Akhil et al., *DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, Rep. SAND2013-5131, Jul. 2013.
- [28] D. Rosewater y A. Williams, *Understanding Battery Energy Storage System Safety*, Sandia National Laboratories, Rep. SAND2015-10456, 2015.

[29] M. Elkhatab, J. Neely, y J. Johnson, *Advanced Inverter Functions to Support High Levels of Distributed Solar*, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Rep. NREL/TP-5D00-61264, 2014.

[30] NERC, *Reliability Guideline: BPS-Connected Inverter-Based Resource Performance*, North American Electric Reliability Corporation, Atlanta, GA, Sep. 2018. [En línea].

[31] NERC, *White Paper: Fast Fault Current Injection from Inverter-Based Resources*, Inverter-Based Resource Performance Task Force (IRPTF), North American Electric Reliability Corporation, Mar. 2020.

[32] M. Coles et al., *Energy Storage System Guide for Compliance with Safety Codes and Standards*, Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Rep. PNNL-28589, 2019.

[33] K. Mongird et al., *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report*, Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Richland, WA, Rep. PNNL-28866, Jul. 2019.

[34] IRENA, *Utility-Scale Batteries Innovation Landscape Brief*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.

[35] A. Hesse et al., "Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids," *Energies*, vol. 10, no. 12, p. 2107, Dic. 2017.

[36] Y. Lin et al., *Research Roadmap on Grid-Forming Inverters*, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, Rep. NREL/TP-5D00-73476, Nov. 2020. [En línea].

[37] Rocky Mountain Institute (RMI), *The Economics of Battery Energy Storage: How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid*, Boulder, CO, 2015.

[38] W. Cole, A. W. Frazier, y C. Augustine, *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update*, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, Rep. NREL/TP-6A20-79236, Jun. 2021.

[39] A. D. Mills et al., *Grid-Scale Battery Storage in U.S. Wholesale Markets: 2020 Update*, Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), Berkeley, CA, 2020. [En línea]. Disponible en LBNL Energy Markets and Policy.

[40] P. Denholm et al., *The Potential for Battery Energy Storage to Provide Peaking Capacity in the United States*, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, Rep. NREL/TP-6A20-74184, Jun. 2019.

[41] IRENA, *Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2015.

[42] Greening the grid, *Grid-Scale Battery Storage Frequently Asked Questions*.

[43] Electric Power Systems Research, *The role of energy storage systems for a secure energy supply: A comprehensive review of system needs and technology solutions*.

[44] NLR, *Storage Futures Study The Four Phases of Storage Deployment: A Framework for the Expanding Role of Storage in the U.S. Power System*.

[45] NREL, *Advanced Inverter Technology for High Penetration Levels of PV Generation in Distribution Systems*.

[46] NREL, *Utility and Grid Operator Resources for Future Power Systems Webinar Series Inverter-Based Resources: Challenges and Potential Solutions for Grids With High Levels of Inverter-based Resources*.

[47] U.S. Department of Energy (DOE), *Non-Wires Alternatives: Case Studies and Evaluation Frameworks for Electric Utilities*, Office of Electricity, Washington D.C., 2020.

[48] C. Ready et al., *Methods for Valuing Energy Storage Deferral of Transmission and Distribution Infrastructure*, Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Richland, WA, Rep. PNNL-29875, 2021.

[49] Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), *International Review of Energy Storage Deployment and Regulatory Frameworks*, Richland, WA, Rep. PNNL-30214, 2021.

[50] California ISO (CAISO), *2024 Special Report on Battery Storage*, Department of Market Monitoring, Folsom, CA, May 2025.

[51] Federal Energy Regulatory Commission (FERC), *Order No. 841: Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*, Washington D.C., 2018.

[52] California ISO (CAISO), *Non-Generator Resource (NGR) and Regulation Energy Management (REM) Overview*, Folsom, CA, 2021.

[53] [California ISO \(CAISO\), *Market Operations Business Practice Manual \(BPM\): Non-Generator Resources Enhancements*, Folsom, CA, 2023.](#)

[54] [AEMC, *Review of the Energy-Only Market Design in the National Electricity Market*, Australian Energy Market Commission, Sydney, Australia, 2020.](#)

[55] [AEMO, *Power System Requirements: Reference Paper*, Australian Energy Market Operator, Melbourne, Australia, Jul. 2020.](#)

[56] [AEMO, *NEM Dispatch Engine \(NEMDE\) Formulation*, Australian Energy Market Operator, Version 6.1, Oct. 2021.](#)

[57] [AEMC, *Five Minute Settlement - Final Rule Determination*, Australian Energy Market Commission, Sydney, Australia, Nov. 2017.](#)

[58] [ARENA, *Large-Scale Battery Storage Knowledge Sharing Report*, Australian Renewable Energy Agency, Canberra, Australia, Rep. ARENA-2022-04, Jun. 2022.](#)

[59] [AEMC, *Introduction of Very Fast Frequency Control Ancillary Services - Rule Determination*, Australian Energy Market Commission, Sydney, Australia, Jul. 2021.](#)

[60] [AEMO, *CBR Methodology: Regulation FCAS Cost Allocation \(Causer Pays\) Procedure*, Australian Energy Market Operator, Jan. 2023.](#)

[61] [SUNWIZ, 2026 ANNUAL SUNWIZ AUSTRALIAN BATTERY REPORT.](#)

[62] [Coordinador Eléctrico Nacional, *Estudio de Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía en el SEN*, Santiago, Chile, Mayo 2022.](#)

[63] [Comisión Nacional de Energía \(CNE\), *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio \(NT SyCS\)*, Santiago, Chile, Ene. 2023.](#)

[64] [Comisión Nacional de Energía \(CNE\), *Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo*, Santiago, Chile, Nov. 2024.](#)

[65] [Ministerio de Energía de Chile, *Ley 21.505: Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad*, Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, Nov. 2022.](#)

[66] [Coordinador Eléctrico Nacional, *Exigencias de Desempeño Técnico y Operativo para Sistemas de Almacenamiento Tipo BESS*, Santiago, Chile, Oct. 2023.](#)

[67] [Comisión Nacional de Energía \(CNE\), *Informe Técnico Definitivo del Plan de Expansión Anual de la Transmisión*, Santiago, Chile, Jul. 2024.](#)

[68] ESMAP, *Energy Storage Partnership: Regulatory Frameworks for Energy Storage*, World Bank Group, Washington D.C., 2020.

[69] J. Twitchell, *Energy Storage as a Transmission Asset*, Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Richland, WA, Rep. PNNL-29173, 2019.

[70] National Renewable Energy Laboratory (NREL), *Stacked Benefits: Modeling and Valuing Multi-Use Energy Storage Systems*, Golden, CO, 2021.

[71] Secretaría de Energía de la Nación Argentina, *Resolución SE 294/2024: Plan de Contingencia y Previsión para Meses Críticos del Período 2024/2026*, Boletín Oficial de la República Argentina, Buenos Aires, 2024

[72] Secretaría de Energía de la Nación, *Plan Nacional de Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión*, Ministerio de Economía, Buenos Aires, 2024.

[73] Secretaría de Energía Eléctrica, *Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (Resolución ex-SEE N° 61/92 y sus modificatorias)*, Buenos Aires, 1992-2025.

[74] Secretaría de Energía de la Nación, *Pliego de Bases y Condiciones Técnicas - Convocatoria para la Adjudicación de Almacenamiento de Energía Eléctrica (Programa ALMA GBA)*, Anexo 2, Buenos Aires, 2025.

[75] Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), *Auditoría Técnica sobre los Criterios de Operación y Supervisión en la Red de Alta Tensión del AMBA - Sistema SACME*, Buenos Aires, 2024.

[76] CAMMESA, *Informe Anual de la Evolución del Costo Monómico y Despacho de Combustibles en el MEM*, Unidad de Despacho Económico y Análisis (UDEA), Buenos Aires, 2025.

[77] Secretaría de Energía de la Nación Argentina, *Resolución SE 67/2025: Convocatoria Abierta para la Incorporación de Almacenamiento Local en el AMBA (Programa ALMA GBA)*, Boletín Oficial de la República Argentina, Buenos Aires, 2025.

[78] Secretaría de Energía de la Nación Argentina, *Pliego de Bases y Condiciones Técnicas - Convocatoria ALMA GBA*, Anexo 2: Especificaciones de Nodos Críticos y Capacidad de Almacenamiento, Buenos Aires, 2025.

[79] Secretaría de Energía de la Nación Argentina, *Anexo II: Modelo de Contrato de Generación de Almacenamiento con Agentes Distribuidores del MEM (Resolución SE*

67/2025 - *Convocatoria Abierta Alma GBA*), Boletín Oficial de la República Argentina, Buenos Aires, 2025.

[80] [CAMMESA, Los Procedimientos, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., Buenos Aires, Versión Actualizada.](#)

[81] [Secretaría de Energía de la Nación Argentina, Circular N° 2 del Pliego Técnico ALMA GBA: Modificaciones al Régimen de Penalizaciones, Multas e Indisponibilidad Comercial, Buenos Aires, 2025. \[En línea\]. Disponible en portal de la Secretaría de Energía.](#)

[82] [NERC, Fast Frequency Response Concepts and Performance Characteristics with Higher Penetration of Inverter-Based Resources, North American Electric Reliability Corporation, Atlanta, GA, 202](#)

[84] [IRENA, Innovative Ancillary Services: Innovation Landscape Brief, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.](#)

[85] [Secretaría de Energía de la Nación Argentina, Informe de Estado de Situación Administrativa y Firma de Contratos: Convocatoria ALMA GBA, Dirección Nacional de Generación Eléctrica, Buenos Aires, Mayo 2025. \[En línea\]. Disponible en acceso público institucional.](#)

[86] [A. J. Wood, B. F. Wollenberg, y G. B. Sheblé, Power Generation, Operation, and Control, 3ra ed. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2013.](#)

[87] [J. J. Grainger y W. D. Stevenson, Power System Analysis, New York: McGraw-Hill, 1994.](#)

[88] [CAMMESA, Informe Quinquenal de la Evolución de la Capacidad Instalada y la Infraestructura de Transporte del SADI \(2010-2024\), Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., Buenos Aires, 2024.](#)

[94] [CAMMESA, Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios \(Resolución ex-SEE N° 61/92 y sus modificatorias\), Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., Buenos Aires, Versión Actualizada 2025.](#)

[95] [Scheduling Strategy for Power Systems with Multiple Energy Storage Systems Considering Renewable Energy and Load Uncertainty](#)

[96] [Transener S.A., *Criterios de Planificación y Restricciones Operativas del Sistema de Transporte en Extra Alta Tensión del SADI*, Dirección de Operaciones, Buenos Aires, 2024.](#)

[99] [U.S. Department of Energy \(DOE\), *TSO-DSO Operational Coordination Frameworks for Distributed Energy Storage Systems*, Office of Electricity, Washington D.C., 2022.](#)

[102] [H. Wang, B. Liu, Q. Lv, S. Li, C. Cheng, and S. Liao, "Short-term peak shaving optimization of a hydro-wind-solar-storage hybrid system based on a pumped storage cluster using soft actor-critic and sequential allocation strategies," *Applied Energy*, vol. 414, Jul. 2026, Art. no. 127798](#)

[103] [L. Zhang et al., "Improved Cycle Aging Cost Model for Battery Energy Storage Systems Considering More Accurate Battery Life Degradation," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 297-307, 2022.](#)

[104] [Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. \(CAMMESA\), *Los Procedimientos: Capítulo 3 - Mercado de Precios Horarios*, Buenos Aires, Argentina, Versión Jun. 2024.](#)

[105] [A. Oudalov, R. Cherkaoui, and A. Beguin, "Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Applications," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 3133-3142, Aug. 2007.](#)

[106] [P. Keil et al., "Calendar Aging of Lithium-Ion Batteries. I. Impact of the Graphite Anode on Capacity Fade," *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 163, no. 9, pp. A1872-A1880, Jul. 2016.](#)

[108] [U.S. Department of Energy \(DOE\), *Energy Storage Safety Strategic Plan*, May 2024.](#)

[107] [CAMMESA, *Procedimiento Técnico N° 4: Condiciones de Ingreso y Operación de Generadores en el MEM - Anexo I: Requisitos para Fuentes Renovables e Inversores*, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., Buenos Aires, Versión Actualizada 2024.](#)

[108] [Y. Lin et al., *Research Roadmap on Grid-Forming Inverters*, National Renewable Energy Laboratory \(NREL\), Golden, CO, Rep. NREL/TP-5D00-73476, 2020.](#)

[109] [C. Bosi et al., "Battery Energy Storage System Performance in Providing Various Electricity Market Services," *Batteries*, vol. 10, no. 2, p. 69, 2024.](#)

[\[110\] NERC, *Reliability Guideline: BPS-Connected Inverter-Based Resource Performance*, Atlanta, GA, 2018.](#)

[\[111\] Secretaría de Energía de la Nación Argentina, *Resolución SE 50/2026: Convocatoria Abierta Nacional para la Incorporación de Almacenamiento de Energía Eléctrica en el SADI \(Programa ALMA SADI\)*, Boletín Oficial de la República Argentina, Buenos Aires, 2026.](#)

[\[112\] CAMMESA, *Programación Estacional - Anexo: Restricciones a la Capacidad de Transporte*, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, Buenos Aires, Argentina.](#)

[\[113\] D. Preziuso et al., *Hybrid Distributed Wind and Battery Energy Storage Systems*, Pacific Northwest National Laboratory \(PNNL\) / National Renewable Energy Laboratory \(NREL\), Rep. PNNL-32125, 2022.](#)

[\[130\] CAMMESA, *Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios \(Resolución ex-SEE N° 61/92 y sus modificatorias\)*, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., Buenos Aires, Versión Actualizada 2025.](#)

[\[115\] CAMMESA, *Procedimiento Técnico N° 4 \(PT4\): Requerimientos Técnicos a Cumplir por las Unidades Generadoras*, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., Buenos Aires. \[En línea\]. Disponible en portal de CAMMESA.](#)

[\[135\] EPRI, *Inverter Capability Curve*.](#)

[\[137\] AEMO, *Hornsedale Power Reserve: Year 1 Technical Review*](#)

[\[138\] MDPI Energies, *Life Cycle Estimation of Battery Energy Storage Systems for Primary Frequency Regulation*](#)

[\[139\] Frontiers, *State-of-Charge-Based Droop Control Definition for System Frequency Regulation Service Deployed by Battery Energy Storage Technologies*](#)

[\[140\] ResearchGate, *Lithium-Ion Batteries state of charge estimation based on electrochemical impedance spectroscopy and convolutional neural network*](#)