

Bases para un plan energético nacional

El sistema eléctrico argentino de 2005 a 2025 y las decisiones hacia 2030, con horizonte a 2040 y 2060. Trazable y actualizable.

Sebastián Liscia · Edición octubre 2026



Relieve: ETOPO 2022 (NOAA NCEI), sombreado propio en QGIS. Límites: IGN. Red de 500 y 330 kV: Secretaría de Energía. En ámbar, las dieciséis obras prioritarias de la Resolución 715/2025, trazado esquemático; en azul, el Comahue (IGN).

A quien lee estas páginas:

El trabajo parte de una premisa que considero cierta: el ecosistema tecnológico actual —articulado a través de los grandes modelos de lenguaje, con su incertidumbre acoplada y un uso de necia astucia— permite dilucidar caminos de reestructuración nacional frente al nuevo orden geopolítico. En ese tablero, la infraestructura energética se posiciona como el motor y vector material de un desarrollo soberano.

Cuando digo incertidumbre, no me refiero a la del contenido —cuya deriva se neutraliza mediante un método estricto de trazabilidad—, sino a una capa más compleja que se manifiesta en dos frentes: el cognitivo y el corporativo-geopolítico. Esto no surge de una desconfianza abstracta hacia las corporaciones, sino de entender los riesgos inminentes de su arquitectura: la captura por parte de los intereses de los accionistas y las tensiones de una guerra tecnológica en la que los datos y los modelos son activos estratégicos.

Todo lo que desarrollo a continuación —las búsquedas y recopilaciones de bases de datos, las auditorías, la planificación, la propuesta de un "informe vivo" y la movilización espiritual, científica y empresarial— responde a un único objetivo: la rearticulación nacional basada en un esquema de cooperación estratégica.

Como la mayoría de los argentinos, cargo con una ineludible pulsión nacionalista. Sin embargo, elegí someter este trabajo —y mis propias convicciones— al rigor de la praxis más estricta. Por eso este texto prescinde de nombres propios y lealtades partidarias. En esa renuncia fijé la única variable innegociable: el criterio del futuro. Y el criterio es categórico: la construcción de un horizonte civilizatorio donde la ciencia, la innovación, la cultura y el despliegue humano no sean un privilegio, sino la única condición de posibilidad para el desarrollo soberano.

En ese terreno fijo un punto esencial. El mayor activo de los argentinos no se agota en sus bienes comunes o en su matriz productiva: reside en su cultura. De ahí la fascinación y el desconcierto que Argentina despierta en el mundo. Son nuestros artistas, científicos, intelectuales, poetas y atletas quienes componen la identidad del ser nacional; y son nuestros empresarios e innovadores quienes tienen el deber de articular esa potencia en valor estratégico y desarrollo.

Es a las generaciones que nos precedieron —a nuestros muertos— a quienes los vivos debemos dotar de sentido. Esa es la revancha de la tragedia humana: que los vivos demos significado al sacrificio de los caídos. Nadie formuló ese deber espiritual con mayor precisión que Erwin Smith, el comandante de Shingeki no Kyojin, la obra de Hajime Isayama, al dirigir a su ejército.

"Tenés toda la razón. Es completamente inútil. No importa cuántos sueños y esperanzas tengas, no importa cuán feliz sea tu vida, si te aplasta una roca, es lo mismo. Todos vamos a morir.

Entonces, ¿la vida no tiene sentido? ¿No tuvo sentido nacer?

¿Lo mismo pasa con nuestros camaradas muertos? ¿Fueron inútiles esos soldados?

¡No, no lo fueron!

¡Somos nosotros quienes le damos sentido a la vida de esos soldados!

¡Esos valientes muertos! ¡Los caídos!

Los únicos que pueden recordarlos somos nosotros, los vivos.

Moriremos aquí y le confiaremos el sentido de nuestras vidas a los que nos sigan.

¡Esa es la única manera en que podemos rebelarnos contra este mundo cruel!

¡Mis soldados, enfurezcan! ¡Mis soldados, griten! ¡Mis soldados, luchen!"



Escribe, con afecto,
Sebastián Liscia

Agradecimientos

Agradezco, en primer lugar, a mi madre, cuya infinita paciencia me enseña día a día sobre la naturaleza del cariño, siendo el ancla incondicional en cada tramo de mi vida.

A mi padre, de quien aprendí sobre el valor del sacrificio, la empatía, el sentido de comunidad y los principios que constituyen una vida digna. Un hombre que contiene en su alma multitudes y que ha dado por los demás más que nadie a quien haya conocido.

A la Universidad Nacional de La Plata, por haberme provisto no solo de rigor científico, sino de una conciencia clara sobre la responsabilidad social del conocimiento. A los profesores y compañeros de la Facultad de Ciencias Exactas, roca fundacional de mi formación; institución que encarna uno de los consensos más nobles de nuestra patria: la universidad pública, gratuita y de excelencia.

En ésta nota: creo que es prioritario profundizar la integración entre la universidad pública y el entramado productivo. La convergencia del rigor académico con la dinámica del sector privado potencia el crecimiento de ambas partes y ofrece a nuestros graduados un cauce concreto para abordar problemas estructurales del país.

A mis amigos —Lolo, Marian y Gino— por sostener las hondas y largas noches de trabajo y tener la virtud de hacer divertido el trayecto. Es difícil imaginar algo más reparador que la risa.

A Her y Joaco, con quienes disfruto profundamente del diálogo y de quienes aprendo perspectivas fundamentales sobre nuestro país.

A los demás amigos que escapan a la mención individual, pero cuya presencia ha sido indispensable: todos contribuyeron a su manera.

Y, finalmente, a cada persona que se interesó, aportó su mirada o tendió su mano en este recorrido, así como a quienes se sumen en el futuro a la tarea de seguir construyendo. Es a nosotros, hermanos desconocidos, a quienes pertenece la tarea de sostener y articular lo que viene.

Contenido

Carta de apertura	2
Agradecimientos	3
Capítulo 0 · Método	6
¿Para quién se escribió este informe y qué le responde?	6
¿Cómo se lee cada afirmación?	6
¿Cómo se comprobó lo que dice el informe?	7
¿Qué distingue a cifras que parecen la misma?	8
¿Qué no puede responder todavía?	9
¿Cómo se actualiza?	10
Capítulo 1 · Demanda	11
¿Cuánta electricidad pide el país y cuándo la pide?	11
¿Qué tan rápido cambia la carga de una hora a la siguiente?	12
¿Dónde está la demanda?	12
¿Qué escala de demanda conviene preparar hacia 2030?	12
¿Con qué datos se calculó y cuánto cambian al actualizarlos?	13
Capítulo 2 · Balance	14
¿Con qué se genera la electricidad del país?	14
¿Qué cambió entre 2018 y 2025?	15
¿Se cumplió la meta renovable de 2025?	16
¿Cuánto CO ₂ emite la generación y por qué bajó?	16
¿Cómo se compara con Brasil, Chile y Uruguay?	16
¿Qué escala renovable conviene preparar hacia 2030?	17
¿Con qué datos se calculó?	17
Capítulo 3 · Hidroelectricidad y concesiones	18
¿Cuánta energía dejó de aportar el agua y dónde se perdió?	18
¿Cuánto de lo que dejó de llegar de Yacretá fue agua y cuánto fue reparto?	19
¿Por qué Comahue generó menos si sus máquinas estaban disponibles?	20
¿Qué concesiones tienen que resolverse antes de 2030?	20
¿Qué escala hidráulica conviene suponer hacia 2030?	21
¿Con qué datos se calculó?	22
Capítulo 4 · Transporte	23
¿Qué red tiene el país para llevar la electricidad de donde se genera a donde se consume?	23
¿Dónde está la generación nueva respecto de la demanda?	24
¿Qué obras se declararon prioritarias y cuánto avanzaron?	24
¿Qué enseña el expediente de Rodeo-Chaparro?	25
¿Qué escala de transporte conviene preparar hacia 2030?	26
¿Con qué datos se calculó?	26
Capítulo 5 · Mercado y precios	27
¿Quién compra y quién vende la electricidad, y con qué reglas?	27
¿Qué fechas ordenan el mercado hasta 2030?	27
¿Qué paga el mercado por la generación y la potencia nuevas?	28
¿Quién queda como contraparte cuando CAMMESA deja de comprar?	28
¿Qué precios pagó la demanda?	29
¿Qué pasa con los contratos renovables?	30
¿Qué enseña la literatura para decidir obras?	30
¿Qué conviene preparar hacia 2030?	30
¿Con qué datos se calculó y qué falta?	30
Capítulo 6 · Almacenamiento y flexibilidad	31
¿Qué cubrió las horas más exigentes del año?	31
¿Qué exige al sistema el viento y el sol que entran?	31
¿Qué almacenamiento se contrató?	32
¿Cuánto de la exigencia cubrirían las baterías contratadas?	33
¿Qué escala de almacenamiento conviene preparar hacia 2030?	33
¿Con qué datos se calculó y qué falta?	34
Capítulo 7 · Generación distribuida	35
¿Qué permite hacer la ley a un usuario que genera su propia electricidad?	35

¿Qué meta fijó la planificación y cuánto se avanzó?	35
¿Dónde está y quién la instala?	36
¿Cuánto vale un kWh inyectado frente a uno comprado?	37
¿Qué conviene preparar hacia 2030?	37
¿Con qué datos se calculó y qué falta?	37
Capítulo 8 · Territorio	39
¿Cuánto se separó la punta de la energía anual?	39
¿Cuánto pesa el calor en la punta?	39
¿Qué territorio abarca la categoría BUENOS AIRES?	40
¿Dónde se genera la energía renovable frente a dónde se consume?	41
¿Cuánta térmica deja de generarse cuando sube el viento o el sol?	42
¿Qué permite saber la planilla de nodos AlmaMDI?	42
¿Qué conviene preparar hacia 2030?	43
¿Con qué datos se calculó y qué falta?	43
Capítulo 9 · Prospectiva	44
Apertura. De dónde venimos y qué podemos construir	44
Conjunto. ¿Qué parte de lo anunciado puede ordenar las próximas obras?	46
Petróleo de Vaca Muerta. ¿Qué hace falta para producir y vender lo que podrán transportar los oleoductos?	48
Gas de Vaca Muerta. ¿Alcanza el gas para el invierno argentino y para los barcos?	49
GNL. ¿Qué tiene que pasar, y en qué orden, para que el primer barco cargue en 2027?	51
Litio. ¿Qué falta para que las plantas nuevas sostengan su producción?	53
Cobre. ¿Qué tiene que estar resuelto antes de que una mina empiece a producir?	54
Oro y plata. ¿Cómo sostener las minas que producen y preparar las que todavía deben construirse?	56
Uranio y nuclear. ¿Cómo sostener los reactores y recuperar el abastecimiento local?	57
Renovables y almacenamiento. ¿Cómo convertir el sol y el viento en electricidad disponible para producir?	59
Intercambios con países vecinos. ¿Qué puede aportar cada conexión cuando la Argentina necesita energía?	62
Piezas compartidas. ¿Qué necesitan todas las actividades y en qué orden tiene que llegar cada cosa?	65
Hitos. ¿Qué tiene que pasar cada año entre 2026 y 2035?	66
Escala 2035. ¿Qué producción y qué capacidad conviene preparar?	67
Planes de acción. ¿Quién tiene que hacer qué, y antes de cuándo?	68
Ciencia e innovación. ¿Qué le toca a la ciencia?	69
Seguimiento. ¿Qué conviene revisar antes de comprometer la siguiente obra?	70
Largo plazo. ¿Qué compromisos que se firman hoy siguen vigentes entre 2040 y 2060?	71
Límites del módulo. ¿Qué no puede responder todavía este módulo?	72
Capítulo 10 · Ciencia e innovación	74
¿Qué le toca a la ciencia?	74
Datos y modelos abiertos. ¿Qué hace falta para que cualquiera pueda repetir un cálculo del sistema?	75
Transporte y red. ¿Qué hay que saber de un corredor antes de comprometer una obra o una conexión?	76
Demanda y flexibilidad. ¿Cuánta demanda puede moverse de hora, y cómo se mide?	77
Hidrología, clima y recurso. ¿Cuánta agua, cuánto viento y cuánto sol habrá, y con qué error?	79
Gas y electricidad en invierno. ¿Qué se sabe del caño cuando hace frío?	80
Almacenamiento. ¿Cuánto entrega una batería, quién lo comprueba y qué se fabrica en el país?	82
Generación distribuida y distribución. ¿Qué pasa en la red de baja y media tensión, donde el informe mira menos?	83
Nuclear y minerales para la energía. ¿Qué está documentado por acto y qué es anuncio?	85
Territorio, empleo y comunidades. ¿Cómo se comprueba que una obra dejó algo en el lugar?	86
Método, verificación y ciencia abierta. ¿Cómo se revisa un informe hecho con modelos de lenguaje, y quién lo hace?	88
¿Qué pide el informe a cambio, y cómo se usa este capítulo?	89
Conclusión	90
Índice de fuentes	92
Créditos y colofón	154

Sebastián Liscia · La Plata · sebastianliscia.com

Cada afirmación lleva un símbolo que remite al índice de fuentes del final: ▲ leído en una fuente externa (azul organismo público o norma, naranja empresa, verde estadística), ■ calculado por el autor, ● inferido, ◆ elegido o propuesto por el autor, △ sin fuente recuperable. El capítulo 0 explica el método. De las 155 páginas de este documento, 62 son el índice de fuentes: el cuerpo termina en la página 91.

Capítulo 0 · Método

¿Para quién se escribió este informe y qué le responde?

El informe se escribió para quien tiene que decidir cómo planificar el sistema eléctrico argentino hasta 2030: inversores, directivos de empresas del sector y equipos técnicos de organismos públicos ♦¹. Casi todas las secciones abren con la pregunta que ese lector se haría, encadena lo que el sistema necesita, señala la pieza que decide y cierra con una escala hacia 2030: una cifra para preparar, aunque descansa en un supuesto grande, junto con los datos que faltan para afinarla ♦². Las propuestas nombran a quién le correspondería actuar y se escriben como posibilidades para quien decide ♦².

Los capítulos 1 a 8 describen el sistema entre 2005 y 2025 con datos hasta 2026: demanda, balance y emisiones, hidroelectricidad, transporte, mercado, almacenamiento, generación distribuida y territorio. El capítulo 9 mira las actividades que pueden cambiar la demanda y la oferta hacia 2035, con un horizonte largo hasta 2060.

¿Cómo se lee cada afirmación?

Cada afirmación lleva un símbolo al final. La forma dice cómo se sabe lo que afirma, y el número remite a una fila del índice de fuentes del capítulo, donde están la fuente, el cálculo o las premisas ♦³.

Símbolo	Categoría	Qué significa
▲ azul	Documentada, organismo público o norma	Lectura directa de una ley, una resolución o una publicación oficial.
▲ naranja	Documentada, empresa	Lectura directa de lo que publica una empresa sobre sí misma.
▲ verde	Documentada, estadística u organismo internacional	Lectura directa de una serie de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico), de un organismo internacional o de un centro de estudios.
■ fucsia	Calculada	Resultado del análisis propio sobre series primarias: una suma, una cuota, una diferencia, un percentil, una descomposición o una estimación.

● fucsia	Inferida	Interpretación que va más allá del dato; el índice enumera sus premisas. Una pregunta abierta también lleva este símbolo.
◆ fucsia	Supuesta	Elección del autor: una definición, un escenario o una propuesta.
△ fucsia	Sin fuente recuperable	Afirmación cuya fuente no se pudo ubicar. Se declara y sale del razonamiento.

El color separa quién habla. Azul, naranja y verde son voces externas; fucsia es el autor ◆³. Un inversor puede pesar distinto lo que declara una empresa sobre su propio proyecto y lo que publica el Boletín Oficial, y el color le permite hacerlo sin abrir el índice.

Una negativa se declara con su alcance. «No se encontró» dice dónde se buscó y hasta qué fecha; «no se publica» sólo se escribe cuando la fuente lo dice. La regla entró el 13 de octubre de 2026, después de que una búsqueda de acceso recuperara documentos que esta edición daba por no recuperados y mostrara que varias frases de síntesis excedían lo que decían sus registros ◆⁴.

Una afirmación Calculada tiene que poder rehacerse. Su registro guarda siete datos: la serie de origen, el período, la transformación, el programa que la calcula, el valor, la fecha de corte de los datos y el modo de actualizarla. Si falta uno, la afirmación pasa a Inferida y el registro declara cuál falta ◆⁵. La regla evita el error más frecuente de esta clase de trabajos: presentar un resultado propio como si lo hubiera publicado una fuente externa ◆⁵.

Categoría en el índice	Filas en los capítulos 1 a 9
Documentada	291
Calculada	255
Inferida	128
Supuesta	165
Sin fuente recuperable	1
Total	840

Fuente: índices de fuentes de los capítulos 1 a 9 al 13 de octubre de 2026 ■⁶.

Las 291 Documentadas se reparten en 160 de organismos públicos y normas, 93 de empresas y 38 de estadísticas y organismos internacionales ■⁶. Casi todas las de empresas están en el capítulo 9, donde los proyectos todavía son anuncios ■⁶.

¿Cómo se comprobó lo que dice el informe?

El trabajo se ordenó en tres capas ◆⁷.

Capa 1 · Datos. Las series de CAMMESA, la Secretaría de Energía, el ENReGE (Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad), NASA POWER (el servicio de datos meteorológicos de la agencia espacial estadounidense), Ember, Our World in Data y el Instituto Geográfico Nacional se descargaron a una base local. Programas en Python repiten cada cálculo desde esas series. Ningún modelo de IA interviene en esta capa ◆⁷.

Capa 2 · Verificación. Un programa le entrega a un modelo de IA cada afirmación con su fuente y el pasaje citado, y el modelo dictamina si la fuente la respalda. Un modelo de otro proveedor audita ese dictamen. En esta edición, DeepSeek investigó y Claude, por su interfaz de programación (API), auditó, de modo que ningún modelo verificó su propio trabajo ◆⁷. Una afirmación es «no verificable» cuando el pasaje entregado no alcanza para decidir.

Pasada	Afirmaciones	Respaldadas	No respaldadas	No verificables	Costo (USD)
Capítulos 1 a 8, primera	545	275	71	199	6,96
Capítulos 1 a 8, segunda	546	445	50	51	8,18
Capítulos 1 a 8, corregidas	152	137	7	8	2,80
Capítulo 9, primera	420	171	111	137	4,66
Capítulo 9, segunda	333	197	88	48	4,31
Capítulo 9, pasajes ampliados	115	115	0	0	1,31

Fuente: resultados de las corridas de verificación ■⁸.

Entre una pasada y la siguiente se corrigieron los registros: se ampliaron pasajes que no contenían lo afirmado, se completaron premisas y se achicaron textos que excedían lo que dice su fuente ■⁸. Las afirmaciones no respaldadas tenían pasajes incompletos, premisas mal citadas o textos que excedían lo que dice su fuente; cuando una cifra no coincidió, el registro conservaba una edición anterior de la serie, y se corrigió ●⁹. La verificación completa costó unos 28 dólares ■⁸.

Capa 3 · Juicio. Es la del autor. Decide lo que depende de su criterio: el alcance, los escenarios, los supuestos y las propuestas. Desde el 4 de octubre de 2026 el autor coordinó el trabajo y delegó la revisión de cada entrega en el circuito de asistentes; las decisiones tomadas por delegación quedaron registradas con su motivo para su lectura final ◆¹⁰.

Dos frentes. La carta de apertura distingue dos frentes de incertidumbre en el uso de modelos de lenguaje: el cognitivo y el corporativo-geopolítico. El método responde al primero con la trazabilidad de cada afirmación y con la auditoría cruzada. Al segundo responde con dos decisiones: ningún proveedor verifica su propio trabajo, y la base de datos, los programas y los registros quedan en manos del autor, fuera de cualquier plataforma ◆¹¹.

Quién hizo qué. El autor escribió el informe publicado en agosto de 2026, definió el método de trazabilidad con asistentes de IA y fijó el criterio del capítulo 9. Astra, un asistente en ChatGPT Pro, produjo las primeras auditorías, la investigación del capítulo 9 y la mayor parte de su redacción. Claude Code armó los registros y corrió los programas. Claude revisó cada entrega contra los archivos, escribió las secciones de petróleo, gas y GNL, y reescribió los capítulos 1 a 8 y este ◆¹⁰. El 12 y el 13 de octubre Astra comprobó el acceso a las fuentes que el informe daba por no recuperadas, Claude cotejó cada hallazgo contra los archivos y el autor bajó 39 documentos, con su huella SHA-256 en un manifiesto ◆¹².

¿Qué distingue a cifras que parecen la misma?

Varias magnitudes del informe se confunden con facilidad, y el texto las mantiene separadas ◆¹³:

- **Energía, potencia y capacidad.** La energía es electricidad acumulada en un período, en GWh o TWh. La potencia es una tasa en un instante o en una hora, en MW o GW. La capacidad es lo que un equipo puede entregar según su diseño; una central con mucha capacidad puede producir poca energía si le falta agua, combustible o red.
- **Dos puntas.** CAMMESA registró en 2025 un máximo instantáneo de 30.257 MW ▲¹⁴. La hora de mayor demanda de ese año promedió 28,094 GW ■¹⁵. Las dos son válidas y miden cosas distintas.

- **Identidad, asociación y causa.** Una identidad contable reparte un cambio que cierra exacto, como el reparto de Yacyretá entre agua y acuerdo. Una asociación describe variables que se mueven juntas bajo una especificación, como la demanda y el calor. Una causa exige supuestos y controles que este informe declara cuando los usa.
- **Frontera.** Cada cifra incluye ciertos activos, territorios, gases y períodos. Las emisiones del informe cubren la combustión que publica CAMMESA, sin el ciclo de vida de los combustibles.

¿Qué no puede responder todavía?

Tres huecos documentales quedan abiertos. La búsqueda de acceso del 12 y 13 de octubre de 2026 recuperó parte de lo que faltaba y acotó cada hueco a lo que sigue sin encontrarse ◆ 12.

- **D01, la frontera de la categoría BUENOS AIRES.** No se encontró una definición escrita de qué territorio abarca la categoría que reúne la mitad de la demanda, ni en la página de la Síntesis Mensual, ni en los 23 libros de la base, ni en la documentación examinada hasta el 13 de octubre de 2026 ● 16. Es el hueco que más cambia el informe, porque afecta la demanda por jurisdicción y la temperatura asignada a cada distribuidora.
- **D06, el seguimiento por expediente de las obras de transporte.** Para 12 de las 16 obras prioritarias no se encontró ningún acto propio posterior a su declaración hasta el 4 de octubre de 2026 ● 17. Hay documentación pública de varias: el expediente de Rodeo–Chaparro tiene vista general para cualquier interesado ▲ 18, y AMBA I, el Corredor Sur, Vivotatá–Plomer y Río Diamante–Charlone tienen estudios de impacto ambiental publicados ▲ 19 ▲ 20. Lo que falta es el expediente de la Resolución 715/2025 y los informes técnicos que cita ● 17.
- **D19, la capacidad industrial para la red.** El informe publicado atribuía a empresas del país la fabricación de torres, conductores y equipos de transmisión sin respaldo primario, y la tercera ronda retiró esas atribuciones △ 21. La ficha técnica de IMSA, recuperada el 13 de octubre de 2026, declara que la empresa fabrica los alambres y el cableado de conductores para transmisión hasta 500 kV, con un núcleo de CTC Global ▲ 22. Es una declaración del fabricante y alcanza para esa fila; la atribución a IMPSA, que fabrica equipamiento hidroeléctrico, sigue sin respaldo △ 21.

La verificación tiene sus propios límites. El auditor leyó el texto de cada registro; la prosa de los capítulos se reescribió después, y su control fue un programa que coteja cada cifra del texto con el registro que la marca ● 23. Una afirmación de los capítulos 1 a 8 quedó sin respaldo al cierre, y el texto no la usa ● 24. En el capítulo 9, seis fuentes no pudieron cotejarse contra una copia completa, y el capítulo las declara en sus límites ■ 8.

Fuera del alcance de esta edición. La exploración de hidrocarburos en la plataforma de las Islas Malvinas forma parte del sistema energético: lo que allí se extraiga entra al balance de masas por buque, como cualquier otro flujo, y las islas son además un centro geopolítico. El autor lo consideró y decidió no incorporarlo a esta edición mientras las islas sigan bajo administración ajena. Queda anotado para una edición futura, junto con el resto de la energía costa afuera ◆ 25.

¿Cómo se actualiza?

El informe se armó para actualizarse de una pasada. Con una edición nueva de las series de CAMMESA, los programas de la Capa 1 recalculan las Calculadas, el control de cifras marca cada número del texto que cambió y la Capa 2 se corre sólo sobre los registros modificados ♦²⁶.

Tres acciones mejorarían la próxima edición:

- **Pedir los documentos que faltan.** Un pedido formal a CAMMESA de la regla con que asigna cada agente a sus categorías territoriales, y a la Secretaría de Energía del índice del expediente de la Resolución 715/2025 y de las piezas que faltan por obra, cerraría D01 y D06 ♦²⁷.
- **Verificar la oración publicada.** La Capa 2 podría auditar la oración final de cada capítulo contra su fuente, además del registro ♦²⁷.
- **Escribir las consultas en SQL.** Las consultas de la Capa 1 podrían pasar a SQL sobre la base local, para que cualquier lector técnico repita una cifra sin leer el programa ♦²⁷.

Qué se comparte. El autor está dispuesto a compartir las bases de datos, las consultas y los registros de afirmaciones con quien quiera repetir o extender un resultado, con el manifiesto de huellas SHA-256 como referencia común y con una condición: que el resultado declare su estado con el mismo esquema de cinco estados. Una parte queda privada: los programas de verificación, las claves de acceso a los proveedores y las bitácoras de trabajo. El repositorio completo no es público por decisión del autor ♦²⁸.

Capítulo 1 · Demanda

¿Cuánta electricidad pide el país y cuándo la pide?

La demanda local fue de 140,884 TWh en 2023 ■²⁹, 140,219 TWh en 2024 ■³⁰ y 141,251 TWh en 2025 ■³¹. En dos años creció 0,3 % ■³². Hasta el 31 de agosto de 2026 acumulaba 97,738 TWh, un año todavía incompleto ■³³. El Instituto Argentino de la Energía «General Mosconi» informó que en agosto de 2026 la demanda creció 6,1 % respecto de agosto del año anterior ▲³⁴.

Con la energía anual casi quieta, lo que exige al sistema es la hora en que la piden. En 2025 la máxima demanda local media llegó a 28,094 GW ■¹⁵ el 10 de febrero, en el bloque que empieza a las 15:00 ■³⁵. La carga neta es la demanda que queda después de restar lo que generan el viento y el sol ◆³⁶. Su máximo de 2025 fue 24,272 GW, el 21 de febrero, también a las 15:00 ■³⁷. Las dos puntas cayeron en días distintos de la misma quincena de verano y a la misma hora ■³⁵. La tarde de calor es el momento que define cuánta potencia firme, la que puede garantizarse en esa hora, tiene que estar disponible ●³⁸. La relación entre la temperatura y la demanda se analiza en el capítulo 8.

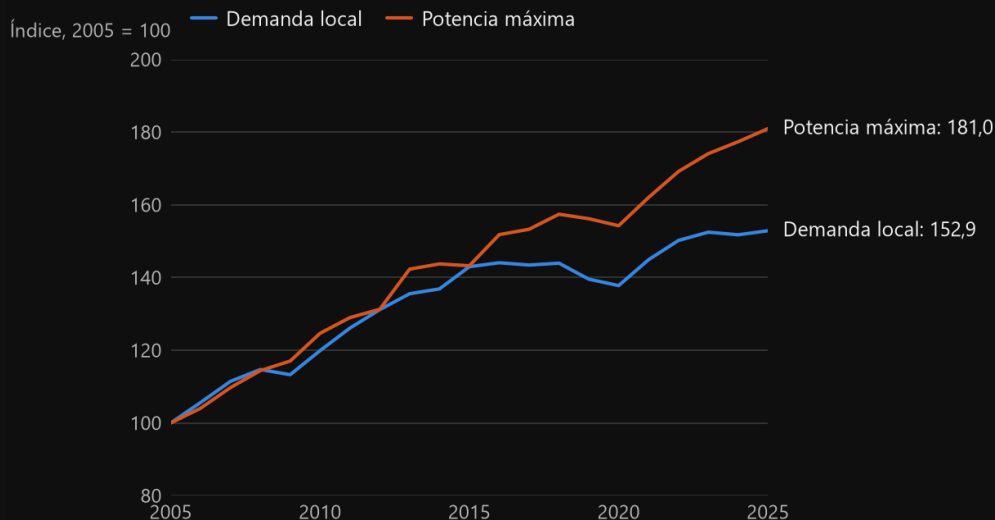


Figura 1. Demanda local anual y potencia máxima, 2005–2025, como índice con 2005 = 100. En 2025 la demanda llegó a 152,9 y la potencia máxima a 181,0: en veinte años la potencia máxima creció 81 % y la demanda, 53 % ³⁹. Fuente: CAMMESA, anuario 2005–2025, hoja «Evolución anual» ⁴⁰.

¿Qué tan rápido cambia la carga de una hora a la siguiente?

Para dimensionar la flexibilidad del sistema importa cuánto sube la carga entre una hora y la siguiente. El indicador que se usa es el percentil 99 de esas variaciones: el valor que sólo supera el 1 % de los cambios horarios del año ⁴¹.

Año	Demanda local	Carga neta
2023	1,54 GW por hora ⁴¹	1,83 GW por hora ⁴²
2024	1,60 GW por hora ⁴³	1,87 GW por hora ⁴⁴
2025	1,66 GW por hora ⁴⁵	2,03 GW por hora ⁴⁶

Entre 2023 y 2025, la subida horaria de la demanda creció 7,3 % y la de la carga neta, 10,6 % ⁴⁷. La diferencia entre las dos pasó de 0,29 a 0,37 GW por hora ⁴⁸. La pieza que decide es la flexibilidad: cuanto más viento y sol entran, más empinadas son las rampas que tienen que cubrir las centrales que pueden subir y bajar rápido ⁴⁹. Qué generación cubrió las horas más exigentes y qué hace falta para abastecerlas se analiza en el capítulo 6.

¿Dónde está la demanda?

En 2025 la categoría que CAMMESA publica como BUENOS AIRES reunió el 49,0 % de la demanda local ⁵⁰. Santa Fe aportó el 9,0 % ⁵¹ y Córdoba, el 7,7 % ⁵². Las tres categorías suman el 65,7 % de lo que consume el país ⁵³. Qué territorio abarca exactamente la categoría BUENOS AIRES no está publicado; esa frontera se analiza en el capítulo 8.

¿Qué escala de demanda conviene preparar hacia 2030?

La cartera industrial que releva el capítulo 9 suma entre 655,2 y 1.193,2 MW de demanda publicada, entre el 2,33 % y el 4,25 % de la máxima horaria de 2025 ⁵⁴. Las rampas crecen más rápido que la energía. Si la subida horaria de la carga neta mantuviera el ritmo de 2023 a 2025,

llegaría a unos 2,6 GW por hora en 2030 ♦⁵⁵.

Para 2030 conviene proyectar por separado tres magnitudes: la energía anual, la punta de verano y la rampa de carga neta. En 2023 a 2025 se movieron a ritmos distintos, y un plan que proyecte sólo la energía subestima la potencia flexible que el sistema va a necesitar. A cada proyecto industrial le corresponde informar su curva de carga horaria, para sumarla a la punta y a las rampas además de a la energía ♦⁵⁶.

¿Con qué datos se calculó y cuánto cambian al actualizarlos?

Los resultados salen de la Síntesis Mensual de CAMMESA, edición de agosto de 2026, con datos hasta el 31 de agosto ■⁵⁷. Entre las ediciones de junio y agosto, los valores de 2023 a 2025 no cambiaron ■⁵⁸. CAMMESA sí revisó la demanda de 1.598 horas de enero a junio de 2026, sin explicar el motivo ■⁵⁹. Los meses recientes conviene leerlos como provisorios y volver a bajarlos en cada edición antes de usarlos en un plan ♦⁶⁰.

Capítulo 2 · Balance

¿Con qué se genera la electricidad del país?

CAMMESA, la compañía que administra el mercado eléctrico mayorista, publica la generación neta de cada tecnología, sin lo que consumen las propias centrales ▲⁶¹. La oferta total suma a esa generación local la electricidad importada ▲⁶².

En 2025 la térmica produjo 75,225 TWh ■⁶³, el 52,68 % de la generación local ■⁶⁴. La gran hidráulica aportó el 21,11 % ■⁶⁵. Las renovables que define la ley, que incluyen las hidráulicas de hasta 50 MW, aportaron el 18,7 % ■⁶⁶. Con la gran hidráulica, el conjunto renovable llega al 39,8 % ■⁶⁷, y con la nuclear, lo que no quema combustibles fósiles suma el 47,3 % ■⁶⁸. Son tres medidas distintas: la primera sigue la definición legal, la segunda reúne todo recurso renovable y la tercera cuenta todo lo que no es fósil ●⁶⁹.

La térmica quema gas natural, gas oil, fuel oil y carbón ●⁷⁰. Con más de la mitad de la electricidad saliendo de esas centrales, el calendario eléctrico queda atado al del gas que analiza el capítulo 9 ●⁷¹.

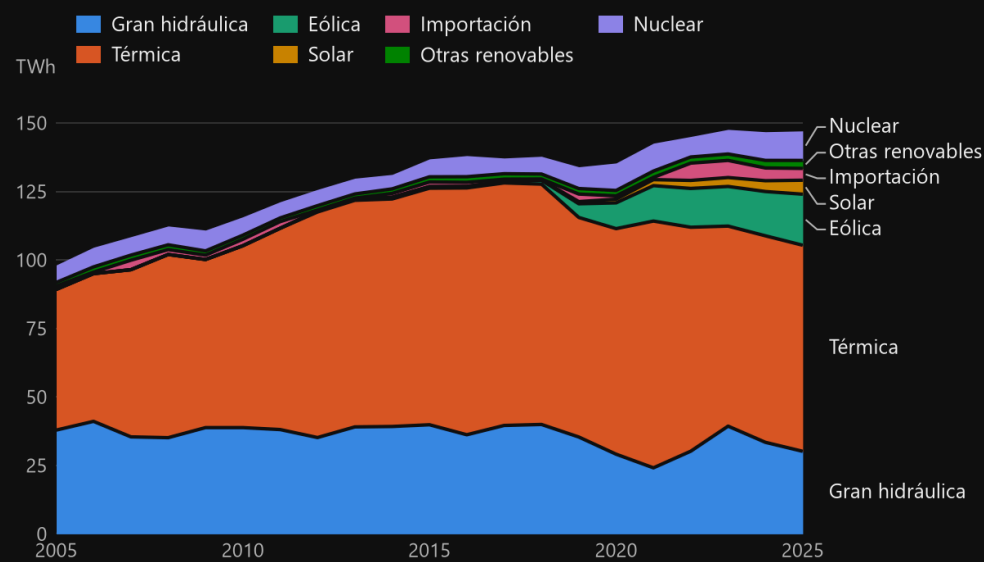


Figura 2. Generación por fuente, 2005–2025, en TWh. La pila suma la oferta total, importación incluida; otras renovables reúne biogás, biomasa e hidráulica de hasta 50 MW ⁷². Fuente: CAMMESA, anuario 2005–2025 ⁷³.

¿Qué cambió entre 2018 y 2025?

Tabla 1. Oferta y componentes del balance.

Magnitud	2018	2025	Cambio
Oferta total	137,825 TWh ⁷⁴	147,096 TWh ⁷³	+9,271 TWh ⁷⁵
Generación térmica	87,727 TWh ⁷⁶	75,225 TWh ⁶³	−12,502 TWh ⁷⁷
Gran hidráulica	39,952 TWh ⁷⁸	30,144 TWh ⁷⁹	−9,807 TWh ⁸⁰
Nuclear	6,453 TWh ⁸¹	10,761 TWh ⁸²	+4,308 TWh ⁸³
Renovables legales	3,350 TWh ⁸⁴	26,663 TWh ⁸⁵	+23,313 TWh ⁸⁶
Importaciones	0,344 TWh ⁸⁷	4,304 TWh ⁸⁸	+3,960 TWh ⁸⁹

Fuente: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005–2025.

Las renovables legales tuvieron el mayor cambio del período: sumaron 23,313 TWh ⁹⁰. El viento aportó 17,219 TWh ⁹¹ y el sol, 4,998 TWh ⁹². Ese aumento compensó la caída de la térmica y la de la gran hidráulica ⁹³. El balance es una suma contable: muestra que los cambios ocurrieron juntos, pero no cuánto de la caída térmica causó cada fuente ⁹⁴.

La gran hidráulica perdió 9,807 TWh, el equivalente al 42 % de lo que ganaron las renovables legales ⁹⁵. Para quien planifica, el año hidrológico pesa casi tanto como los parques nuevos: un año seco puede borrar buena parte de lo que agregan el viento y el sol ⁹⁶. Por qué cayó la gran hidráulica, complejo por complejo, se analiza en el capítulo 3.

En 2025 la generación clasificada como RenovAr, las licitaciones públicas, sumó 11,344 TWh ⁹⁷. La del MATER, el mercado de contratos entre privados, sumó 10,741 TWh ⁹⁸. Los contratos privados ya generan el 95 % de lo que generan las licitaciones ⁹⁹. Esas etiquetas dicen bajo qué contrato se vendió la energía, sin mostrar qué habría pasado sin cada programa ¹⁰⁰.

¿Se cumplió la meta renovable de 2025?

La Ley 27.191 fijó como objetivo que las renovables cubrieran el 20 % del consumo eléctrico nacional al 31 de diciembre de 2025 ▲¹⁰¹. Ese año generaron el 18,9 % de la demanda local ■¹⁰². Faltaron unos 1,6 TWh ■¹⁰³. Entre 2018 y 2025 las renovables legales sumaron, en promedio, 3,33 TWh por año ■¹⁰⁴, de modo que la brecha equivale a medio año de ese ritmo ●¹⁰⁵. En 2018, de los nueve escenarios de Escenarios Energéticos Argentina 2040, sólo el de AGUEERA-UIA asumió que la meta no se cumpliría en 2025 y la corrió a 2030 ▲¹⁰⁶.

¿Cuánto CO₂ emite la generación y por qué bajó?

El CO₂ que emitió la generación térmica pasó de 40,818 Mt en 2018 a 32,226 Mt en 2025: bajó 8,593 Mt ■¹⁰⁷. Es el CO₂ de la combustión en las centrales, sin el resto del ciclo de vida de cada tecnología ●⁷⁰.

La descomposición LMDI, o índice de Divisia de media logarítmica, separa una variación en partes que suman exactamente el total; la propuso B. W. Ang ▲¹⁰⁸. Este informe la aplica a cinco factores elegidos por el autor ◆¹⁰⁹.

Factor	Contribución al cambio de CO ₂
Más generación local	+1,37 Mt ■ ¹¹⁰
Menor participación térmica	-6,96 Mt ■ ¹¹¹
Menor consumo de combustible por unidad generada	-1,58 Mt ■ ¹¹²
Cambio en la mezcla de combustibles	-1,47 Mt ■ ¹¹³
Factor de emisión de cada combustible	+0,05 Mt ■ ¹¹⁴
Cambio total	-8,59 Mt ■ ¹¹⁵

Fuente: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005–2025. Cálculo propio.

La menor participación térmica explica la mayor parte de la baja ■¹¹⁶. Las centrales que consumen menos combustible por MWh y el cambio de combustibles explican otra parte ■¹¹⁷. El crecimiento de la generación empuja en sentido contrario ■¹¹⁸. Como toda identidad contable, la descomposición reparte la variación sin probar qué programa la causó ●¹¹⁹.

¿Cómo se compara con Brasil, Chile y Uruguay?

Para comparar los cuatro países se usa una misma clasificación de fuentes ◆¹²⁰, con datos de Ember distribuidos por Our World in Data ■¹²¹. La generación argentina de esa base supera a la del anuario de CAMMESA, y la causa de la diferencia no está establecida ●¹²².

Tabla 2. Indicadores regionales en 2025.

País	Generación	Cuota renovable	Cuota fósil	Renovable por habitante
Argentina	153,15 TWh ■ ¹²³	34,58 % ■ ¹²⁴	58,39 % ■ ¹²⁵	1,16 MWh ■ ¹²⁶
Brasil	750,53 TWh ■ ¹²⁷	86,60 % ■ ¹²⁸	11,28 % ■ ¹²⁹	3,05 MWh ■ ¹³⁰
Chile	88,50 TWh ■ ¹³¹	66,37 % ■ ¹³²	33,63 % ■ ¹³³	2,96 MWh ■ ¹³⁴
Uruguay	11,94 TWh ■ ¹³⁵	97,82 % ■ ¹³⁶	2,18 % ■ ¹³⁷	3,45 MWh ■ ¹³⁸

Fuente: Ember, distribuida por Our World in Data, edición de octubre de 2026; población del Banco Mundial.

La Argentina tiene la mayor participación fósil de los cuatro ■¹³⁹. Chile muestra cuánto puede moverse una matriz en siete años: su generación eólica y solar pasó del 10,6 % al 38,1 % entre 2018 y 2025 ■¹⁴⁰. En el mismo período, la de la Argentina subió 14,5 puntos ■¹⁴¹. El índice eólico y solar argentino creció más que el de los otros tres porque partía de muy poco: 1,52 TWh en 2018 ■¹⁴². Un índice alto puede partir de pocos TWh, y conviene leerlo junto al volumen ●¹⁴³. Por habitante, la Argentina genera la menor cantidad de electricidad renovable del grupo ■¹⁴⁴, y el cociente no ajusta por clima, industria ni intercambios ●¹⁴⁵.

En 2025 la Argentina importó 4,304 TWh ■⁸⁸, el 2,93 % de la oferta anual. Ese promedio anual no dice cuánto pesó la importación en las horas críticas ●¹⁴⁶. Los intercambios con los vecinos, hora por hora, se tratan en el capítulo 9.

¿Qué escala renovable conviene preparar hacia 2030?

Si las renovables legales mantuvieran el ritmo de 2018 a 2025, generarían unos 43,3 TWh en 2030 ◆¹⁴⁷. Con la generación local de 2025, eso sería el 30 % ■¹⁴⁸. La pieza que decide es la red: en 2025 el noroeste y Cuyo reunieron el 87,28 % de la generación solar y la Patagonia el 44,25 % de la eólica ■¹⁴⁹, mientras la categoría BUENOS AIRES concentró el 49,0 % de la demanda ■¹⁵⁰. Sin líneas nuevas, ese viento y ese sol no llegan a donde se consumen, y ninguna de las dieciséis obras de transporte declaradas prioritarias tiene todavía fecha de habilitación (capítulo 4). El año hidrológico, además, puede restar lo que ellos suman ●¹⁵¹.

Dos acciones ordenan esa escala. La próxima meta renovable conviene medirla con el mismo denominador que fija la norma, el consumo, y publicar cada año cuánto falta ◆¹⁵². La programación del gas para las centrales térmicas tendría que preparar un escenario de año seco, porque en ese año la térmica cubre lo que no aporta el agua ◆¹⁵³.

¿Con qué datos se calculó?

El balance argentino usa el anuario de CAMMESA 2005–2025; la comparación regional, Ember distribuida por Our World in Data, edición de octubre de 2026; y la clasificación por programa, la base de Energía Renovables de agosto de 2026 ■¹²¹. Al pasar a la edición vigente de Our World in Data cambiaron 17 valores regionales, y las 77 cuentas de partida se reprodujeron sin diferencias ■¹⁵⁴.

Capítulo 3 · Hidroelectricidad y concesiones

¿Cuánta energía dejó de aportar el agua y dónde se perdió?

La gran hidráulica generó 39.951,654 GWh en 2018 y 30.144,156 GWh en 2025 ■ 155. Perdió 9,807 TWh, casi tanto como los 12,502 TWh que perdió la térmica en el mismo período ■ 156. Dos complejos explican el 90,5 % de la caída: Yacyretá y Comahue ■ 157.

Complejo	2018 (GWh)	2025 (GWh)
Comahue	10.824,232	7.920,000
Salto Grande	4.379,191	4.180,000
Yacyretá	18.993,338	13.022,000
Resto	5.754,892	5.022,156
Total	39.951,654	30.144,156

Fuente: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005–2025. Yacyretá y Salto Grande registran la parte argentina de las centrales binacionales ■ 155.

Salto Grande y el resto de los aprovechamientos también cayeron, 0,199 y 0,733 TWh ■ 158. Separar los complejos muestra trayectorias que el total nacional mezcla ● 159. «Cayó la hidráulica» describe el resultado sin identificar la causa ◆ 160. Para identificarla habría que relacionar cada central con su cuenca, sus caudales, sus reservas, sus restricciones ambientales, el riego y las consignas de despacho ◆ 161.

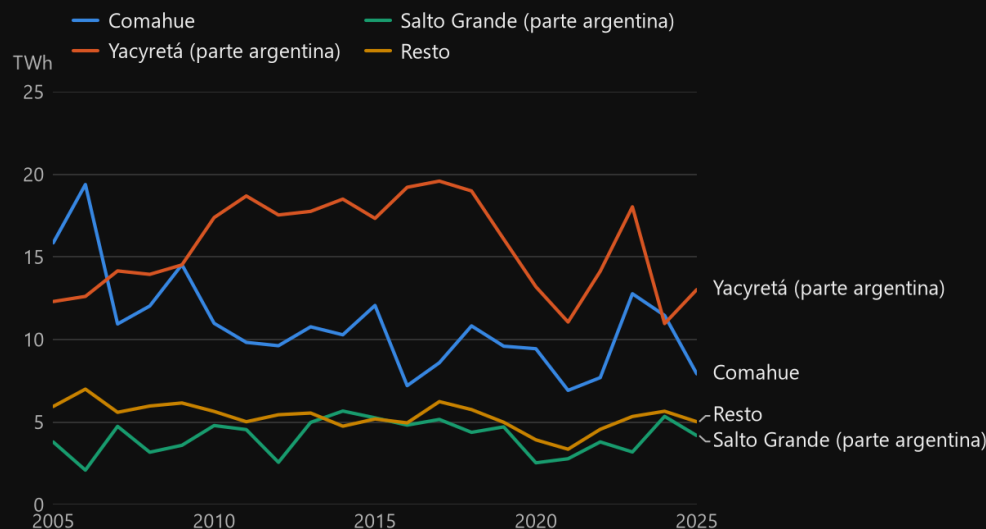


Figura 3. Generación anual de los complejos hidráulicos, 2005–2025, en TWh. Yacyretá y Salto Grande registran la parte argentina ¹⁶². Fuente: CAMMESA, anuario 2005–2025 ¹⁵⁵.

¿Cuánto de lo que dejó de llegar de Yacyretá fue agua y cuánto fue reparto?

Yacyretá es binacional, y CAMMESA publica por separado lo que la central genera y lo que recibe la Argentina ¹⁶³. Entre 2018 y 2025, lo que recibió la Argentina bajó 5,971 TWh ¹⁶⁴. La central generó menos, y eso explica 3,005 TWh ¹⁶⁵. La parte argentina de lo generado pasó del 97,6 % al 80,9 %, y eso explica otros 2,966 TWh ¹⁶⁶. El reparto se calcula con el método de Shapley, que asigna el cambio entre los dos factores de manera simétrica ¹⁶⁷, y los dos componentes suman exactamente el total ¹⁶⁸.

La mitad de la energía que la Argentina dejó de recibir de Yacyretá se explica por el reparto con Paraguay, y la otra mitad por el agua ¹⁶⁹. La descomposición separa esos dos movimientos sin explicar por qué ocurrieron ¹⁷⁰, y tampoco prueba que haya cambiado la regla jurídica de reparto ¹⁶⁶.

Paraguay recibió 476,652 GWh de Yacyretá en 2018 y 3.079,319 GWh en 2025, con un pico de 5.107,240 GWh en 2024 ¹⁷¹. El Decreto 303/2025 autorizó a firmar un Acta Acuerdo cuyo modelo compromete a ANDE, la empresa eléctrica paraguaya, a tomar 425 MW medios durante 2025, con una flexibilidad de 10 % ¹⁷². El ejemplar firmado, que publica la Entidad Binacional Yacyretá, confirma esos términos y agrega una remuneración de 28 dólares por MWh y una vigencia de cinco años con revisión anual ¹⁷³. Comparar la serie con el acta no prueba que el compromiso se haya cumplido ¹⁷¹. Si Paraguay tomara cada año esos 425 MW medios, retiraría unos 3,7 TWh, casi ocho veces lo que retiró en 2018 ¹⁷⁴.

El anuario registra para Yacyretá 2.745 MW disponibles para la Argentina en 2018 y 1.550 MW de potencia firme en 2025, con notas que condicionan la comparación entre los dos años ¹⁷⁵. Desde octubre de 2025, la generación de Yacyretá y Salto Grande se destina prioritariamente a la demanda estacionalizada, la que compra a precios fijados por estación ¹⁷⁶. La pieza que decide cuánto aporta Yacyretá a la Argentina hacia 2030 es el acuerdo con Paraguay, que en 2018–2025 pesó tanto como el río ¹⁷⁷.

¿Por qué Comahue generó menos si sus máquinas estaban disponibles?

Comahue pasó de 10,824 TWh en 2018 a 7,920 TWh en 2025 ¹⁷⁸. Sobre una potencia instalada de 4.724,8 MW, su disponibilidad subió del 95,1 % al 96,7 % ¹⁷⁹. La utilización de esa potencia disponible bajó del 27,5 % al 19,8 % ¹⁸⁰. Las dos medidas se movieron en sentidos opuestos ¹⁸¹, de modo que la caída no puede atribuirse a equipos fuera de servicio ¹⁸². El agua, el despacho, la red y los otros usos del río siguen siendo explicaciones posibles, sin las series que permitan medirlas ¹⁸³.

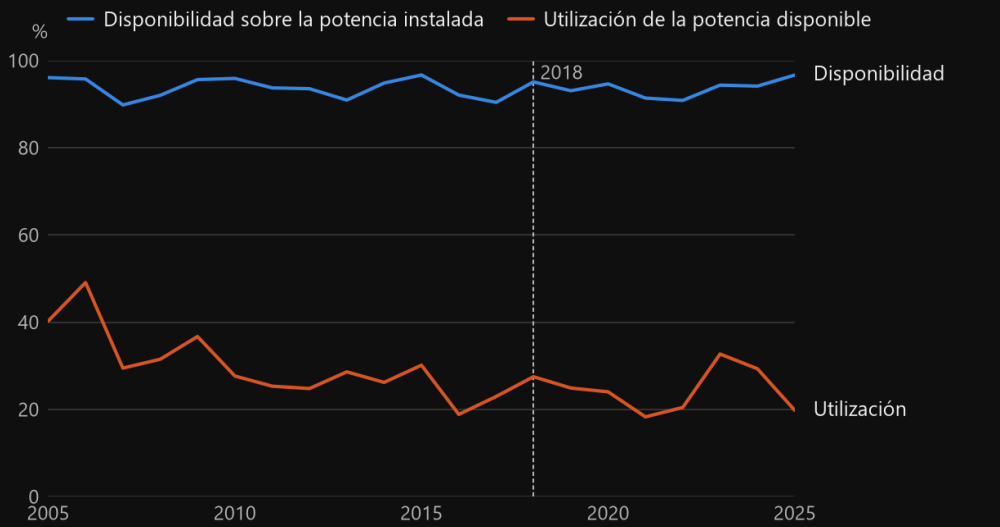


Figura 4. Comahue: disponibilidad sobre la potencia instalada y utilización de la potencia disponible, 2005–2025, en %. La línea vertical marca 2018, el año de comparación del texto ¹⁸⁴. Fuente: CAMMESA, anuario 2005–2025 ¹⁷⁹ ¹⁸⁰.

«Comahue» es un rótulo del anuario, y ninguna fuente dice qué centrales suma ¹⁸⁵. Las cuatro sociedades que cambiaron de dueño en 2026 consignan entre 472 y 1.440 MW instalados cada una ¹⁸⁶. En conjunto suman 4.379,8 MW, 345 MW menos que la fila del anuario: la fila suma por lo menos otra central ¹⁸⁷.

¿Qué concesiones tienen que resolverse antes de 2030?

Las concesiones adjudicadas entre 1993 y 1996 son el origen de las que hoy vencen. Para clasificar su situación, el informe usa una escala de siete hitos, desde la concesión vencida hasta la toma de posesión del nuevo operador, y asigna a cada concesión el hito más alto acreditado por un acto publicado ¹⁸⁸. Ninguna cambió de estado entre los cortes del 18 de agosto y el 4 de octubre de 2026 ¹⁸⁹.

Concesión	Situación documentada	Acto y publicación
Alicurá, Cerros Colorados, El Chocón-Arroyito y Piedra del Águila	toma de posesión	Resolución 19/2026, 28/01/2026
Los Nihuales y Nihuil IV	concurso convocado	DNU 667/2026, 28/07/2026
Futaleufú	continuidad del operador saliente por adhesión	Resolución 130/2026, 09/06/2026
Río Hondo y Los Quiroga	continuidad del operador saliente por adhesión	Resolución 607/2025, 29/12/2025

Sistema Hidroeléctrico Diamante	continuidad del operador saliente por adhesión	Resolución 398/2025, 20/10/2025
Complejos Hidroeléctricos Tucumán	vencida o en transición	Resolución 168/2026, 27/07/2026
Río Juramento	vencida o en transición	Resolución 489/2025, 01/12/2025
Ullum	vencida o en transición	Resolución 68/2026, 17/03/2026
Pichi Picún Leufú, Salto Grande y Yacyretá	sin estado asignado en la escala	—

Fuente: actos publicados en el Boletín Oficial, clasificados con la escala del autor ■ 189.

De las doce concesiones con estado asignado, ocho todavía no tienen un operador elegido por concurso ■ 190. Para las tres sin estado, la falta de un acto no prueba que no haya operador ni régimen aplicable ● 191.

Comahue marca un calendario de referencia. El Decreto 590/2025 autorizó la venta de las acciones de las cuatro sociedades por concurso público nacional e internacional ▲ 192. El Ministerio de Economía las adjudicó por 706,9 millones de dólares en total ■ 193, y los nuevos dueños tomaron posesión el 9 de enero de 2026 ▲ 194. Del decreto a la toma de posesión pasaron 143 días ■ 195.

Sociedad	Adjudicat a r i a	Monto (USD)
Alicurá	Edison Inversiones, Energética del Norte, Consorcio de Empresas Mendocinas para Potrerillos y Edison Holding	162.040.002,17
El Chocón	BML Inversora, Energrain, Orazul Energy Generating, Orazul Energy Cerros Colorados, Limabaz, BML Generadora, MSU Green Energy y BML Energía	235.671.294
Cerros Colorados	Edison Inversiones, Energética del Norte, Consorcio de Empresas Mendocinas para Potrerillos y Edison Holding	64.174.002,32
Piedra del Águila	Central Puerto	245.000.000

Fuente: Resolución 2124/2025 del Ministerio de Economía, artículo 1 ▲ 196.

Los contratos de transferencia y concesión constan en CONTRATAR como contratos del proceso 504/2-0001-CPU25, autorizados el 30 de diciembre de 2025 ▲ 197; sus instrumentos no se descargaron, y las actas individuales de toma de posesión y varias circulares del concurso no se localizaron en las fuentes revisadas hasta el 13 de octubre de 2026 ● 191. La tabla de estados acredita la situación administrativa, sin comprobar quién opera materialmente cada central ● 191.

¿Qué escala hidráulica conviene suponer hacia 2030?

Entre 2018 y 2025 la gran hidráulica se movió entre 40 y 30 TWh. Esa diferencia de 9,8 TWh equivale al 13 % de lo que generó la térmica en 2025 ■ 198. Para 2030 conviene planificar con un rango de gran hidráulica: un año como 2025 obliga a cubrir con otras fuentes unos 10 TWh que un año como 2018 aportaba el agua ◆ 199.

La hidráulica, según la Agencia Internacional de Energía, aporta flexibilidad y seguridad a los sistemas eléctricos y puede almacenar energía en sus embalses ▲ 200. En América Latina, el cambio de los caudales y la evaporación de los embalses ya afectan la generación ▲ 201. Este

informe no mide cuánto aporta cada central argentina a esos servicios ●²⁰².

Tres acciones ordenan esa escala. Para coordinar los embalses con el viento y el sol y anticipar los años secos, hace falta una serie por complejo y por hora que integre generación, caudal, cota del embalse, restricciones y despacho ◆²⁰³. Los contratos de las ocho concesiones pendientes podrían exigir que el concesionario publique esas series, con el calendario de Comahue como referencia de plazos ◆²⁰⁴. Y la negociación con Paraguay sobre Yacyretá conviene llevarla con una proyección de cuánto retirará cada año, porque esa cifra pesa tanto como el agua en lo que recibe la Argentina ◆²⁰⁵.

¿Con qué datos se calculó?

La generación por complejo, la disponibilidad y la utilización salen del anuario de CAMMESA 2005–2025, actualizado el 30 de junio de 2026. Las series binacionales salen de la base mensual de CAMMESA de agosto de 2026, actualizada el 17 de septiembre ■²⁰⁶. Las 11 cuentas de partida se reprodujeron sin diferencias con la edición vigente ■²⁰⁷.

Capítulo 4 · Transporte

¿Qué red tiene el país para llevar la electricidad de donde se genera a donde se consume?

La capa de líneas de la Secretaría de Energía contiene 1.299 tramos, que suman 54.882,389 km en ocho niveles de tensión ²⁰⁸. Los tramos de 500 y 330 kV, que forman la red troncal, son 116 y suman 16.437,511 km, el 29,95 % de la longitud ²⁰⁹. La mayor parte del kilometraje está en 132 kV: 971 tramos y 32.300,748 km ²⁰⁸. La capa de estaciones contiene 323 estaciones de transformación, 59 de ellas con entrada en 500 kV ²¹⁰.

Tensión	Tramos	Longitud (km)
500	110	15.319,488
345	2	270,439
330	6	1.118,023
220	80	2.643,972
150	1	25,961
132	971	32.300,748
66	121	3.049,732
33	8	154,026
Total	1.299	54.882,389

Fuente: Secretaría de Energía, capa de líneas, fecha declarada 5/12/2025. La longitud se calcula sobre la geometría; el campo de tensión no declara unidad ²⁰⁸.

Las capas traen tensión, fases, sección y material de cada línea, pero no la capacidad libre ni los flujos de cada hora ²¹¹. Con ellas no se puede saber cuánta potencia circuló, cuánto margen quedaba o qué pasaría ante una falla ²¹². La pieza que falta para planificar conexiones nuevas es el margen de cada nodo: sin ese dato, ningún promotor sabe si su proyecto entra en la red existente o necesita una ampliación ²¹³.

¿Dónde está la generación nueva respecto de la demanda?

En 2025 la categoría BUENOS AIRES concentró el 49,0 % de la demanda de las 22 categorías provinciales de CAMMESA ¹⁵⁰. Ese año, el noroeste y Cuyo reunieron el 87,28 % de la generación solar; la Patagonia, el 44,25 % de la eólica, y Buenos Aires con la Ciudad de Buenos Aires, el 42,30 % ¹⁴⁹. Las regiones son agrupaciones elegidas por el autor ²¹⁴. Casi toda la generación solar y una parte de la eólica están lejos del lugar que concentra la demanda ²¹⁵, y la red troncal es la que las une ²¹⁶.

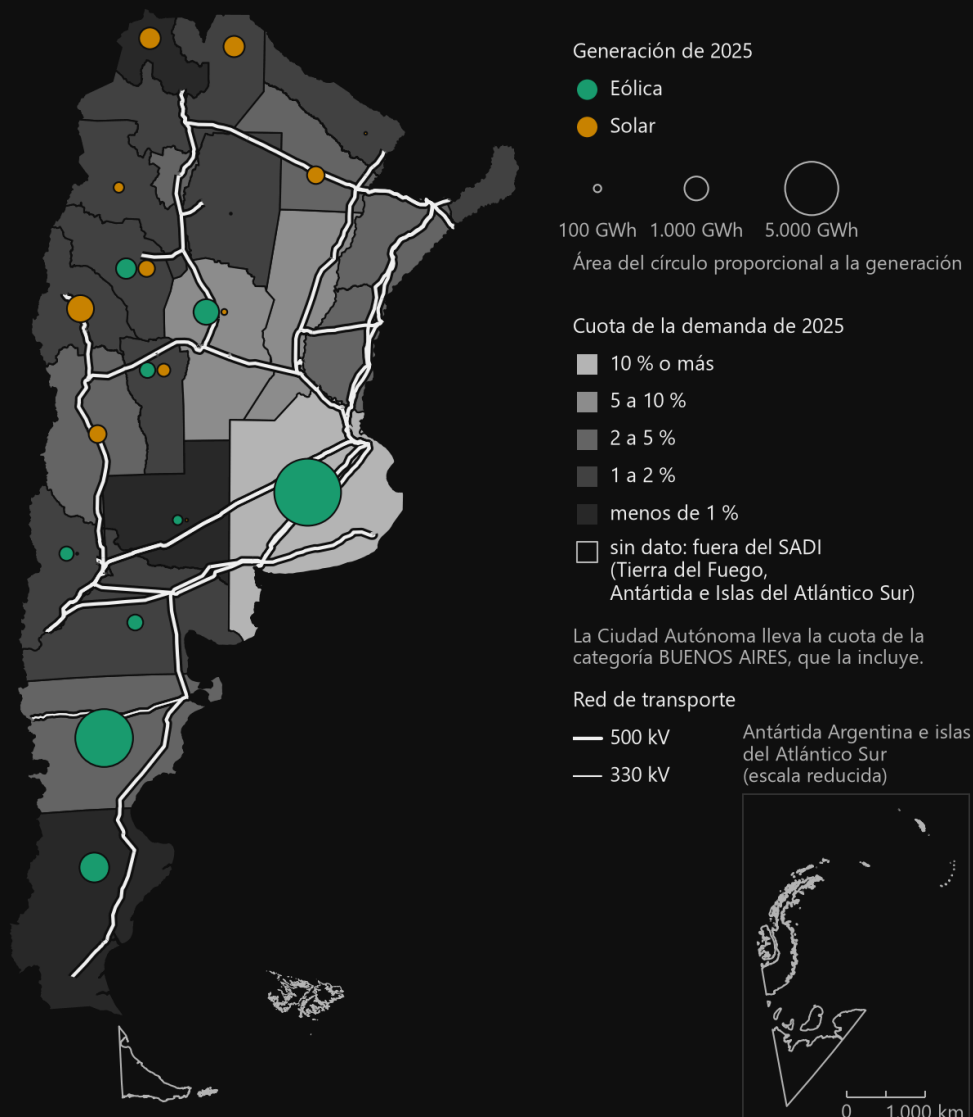


Figura 5. Red de 500 y 330 kV, generación eólica y solar de 2025 por provincia y cuota de cada categoría provincial en la demanda de 2025. La Antártida Argentina y las islas del Atlántico Sur van en un recuadro a escala reducida ²¹⁷. Fuente: Secretaría de Energía, capa de líneas; CAMMESA, «Energía Renovables» y demanda por provincia, edición de agosto de 2026; IGN, límites provinciales ¹⁴⁹ ¹⁵⁰.

¿Qué obras se declararon prioritarias y cuánto avanzaron?

La Resolución 715/2025 del Ministerio de Economía declaró prioritarias 16 iniciativas de transporte ²¹⁸. El Decreto 921/2025 dispuso que se ejecuten como concesiones de obra pública de la Ley 17.520, «a título gratuito» y por licitación pública nacional e internacional ²¹⁹. En el texto original de esa ley, la concesión gratuita es la que no paga un canon al Estado ni recibe una

subvención, y el concesionario se remunera con tarifas o peaje ▲²²⁰. El decreto delegó en la Secretaría de Energía los pliegos, la convocatoria, la adjudicación y los contratos ▲²²¹, y la Resolución SE 83/2026 incorporó esa modalidad al reglamento de acceso y ampliación del transporte ▲²²².

Iniciativa	Situación al 4/10/2026
AMBA I y STATCOM Ezeiza	circular de la licitación ■ ²²³
Puerto Madryn–Choele Choel–Bahía Blanca (Corredor Sur)	consulta pública ■ ²²⁴
Vivoratá–Plomer	documentación ordenada ■ ²²⁵
Río Diamante–Charlone–O'Higgins	documentación ordenada ■ ²²⁶
AMBA II y STATCOM Rodríguez	prioridad declarada ■ ²²⁷
Plomer–O'Higgins	prioridad declarada ■ ²²⁸
ET Comodoro Rivadavia Oeste 500/132 kV	prioridad declarada ■ ²²⁹
Río Santa Cruz–Puerto Madryn o alternativa occidental	prioridad declarada ■ ²³⁰
Rodeo–Chaparro–La Rioja Sur	prioridad declarada ■ ²³¹
Malvinas–San Francisco–Santo Tomé	prioridad declarada ■ ²³²
ET El Espinillo 500/132 kV	prioridad declarada ■ ²³³
Lavalle–Chumbicha	prioridad declarada ■ ²³⁴
Chaparro–Antofagasta de la Sierra–Punta–Cobos	prioridad declarada ■ ²³⁵
Yaguaca–Salvador Mazza–San Juancito	prioridad declarada ■ ²³⁶
Villa Hayes–Formosa	prioridad declarada ■ ²³⁷
Santa Cruz–Tierra del Fuego	prioridad declarada ■ ²³⁸

Fuente: actos publicados, clasificados con la escala del autor, que va de la prioridad declarada a la habilitación ◆²³⁹.

Cuatro de las dieciséis iniciativas tienen un acto propio posterior a la declaración de prioridad ■²⁴⁰. Para las otras doce no se encontró ninguno hasta el 4 de octubre de 2026, y el seguimiento por expediente sigue pendiente ●¹⁷. La más avanzada es AMBA I: su licitación sumó la Circular 2 modificatoria ▲²⁴¹, en un acto del 22 de septiembre de 2026 ■²²³. Ninguna tiene adjudicación, contrato, obra iniciada ni habilitación ●²⁴². Hay documentación pública de la obra para varias: estudios de impacto ambiental y social complementarios, de agosto de 2026, para AMBA I (versión final) y el Corredor Sur ▲¹⁹, y estudios de diciembre de 2017 para Vivoratá–Plomer y Río Diamante–Charlone ▲²⁰. Son estudios, no actos de adjudicación. A cuatro años de 2030, ninguna de las dieciséis puede entrar en un plan de abastecimiento con una fecha de habilitación ●²⁴³.

¿Qué enseña el expediente de Rodeo–Chaparro?

La Resolución 330/2026 del ENReGE, el ente regulador del gas y la electricidad, certificó la conveniencia de una ampliación que Transener presentó a pedido de Vicuña Argentina S.A., la empresa del proyecto de cobre al que pertenece Josemaría ▲²⁴⁴. La ampliación incluye una línea de 500 kV y unos 167 km entre la ET Rodeo y una nueva ET Chaparro ▲²⁴⁴. La misma resolución autorizó el acceso de 260 MW para la fase inicial de Josemaría ▲²⁴⁵.

La provincia de La Rioja objetó que la playa de 500 kV de Rodeo tenía que reservarse para su propia interconexión: «De no contemplar esta ampliación, se privaría y limitaría a la Provincia de LA RIOJA de la interconexión de 500 kV prevista desde hace años en la planificación histórica del sistema» ▲²⁴⁶. La resolución respondió que la ET Chaparro sirve como nodo alternativo para conectar La Rioja Sur ▲²⁴⁷. El expediente es público: en marzo de 2026 el ENRE dio vista general a cualquier interesado, sin presentación previa, con un enlace de descarga ▲¹⁸. La iniciativa prioritaria completa sigue en «prioridad declarada», y la compatibilidad entre las dos posiciones quedó pendiente en el expediente ■²³¹.

La demanda privada movió primero un tramo del corredor que la lista oficial tenía en espera ●²⁴⁸. Para quien planifica, esa es la palanca: una ampliación que paga un usuario puede adelantar parte de una obra prioritaria, si se diseña para que sus nodos y su capacidad sirvan después a la obra completa ◆²⁴⁹.

¿Qué escala de transporte conviene preparar hacia 2030?

La escala de 2030 son las dieciséis iniciativas, y ninguna tiene todavía fecha de habilitación. Dos acciones permitirían planificar con ellas. Para cada iniciativa, la Secretaría de Energía podría publicar su expediente, su hito actual y las fechas previstas de licitación, adjudicación y habilitación, y actualizarlas en cada acto ◆²⁵⁰. CAMMESA y las transportistas podrían publicar el margen de capacidad de cada nodo, para que cada promotor sepa antes de pedir acceso si su proyecto entra en la red existente ◆²⁵¹.

¿Con qué datos se calculó?

Las capas de líneas y estaciones de la Secretaría de Energía son los mismos archivos que usó el informe original, con fechas declaradas del 5 de diciembre de 2025 y del 5 de septiembre de 2026 ■²⁵². La cartografía de CAMMESA del sistema argentino de interconexión es la edición del 3 de septiembre de 2026 ▲²⁵³. El cotejo corrigió el estado de Vivoratá–Plomer, que el original rotulaba como prioridad declarada y que tenía documentación ordenada desde agosto de 2025 ■²²⁵.

Capítulo 5 · Mercado y precios

¿Quién compra y quién vende la electricidad, y con qué reglas?

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) reúne a productores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores ▲ 254. CAMMESA lo administra ▲ 255 y coordina la operación centralizada del sistema interconectado ▲ 256. Las cifras del mercado describen transacciones, sin decir en qué estado estaba la red ● 257.

La Ley 24.065, de 1992, organiza el sector ▲ 258. Propone competencia donde sea posible ▲ 259, trata el transporte y la distribución como servicios públicos ▲ 260 y pide tarifas que cubran los costos razonables de una empresa que opere de manera económica y prudente ▲ 261. El Decreto 450/2025 aprobó su texto ordenado ▲ 262, rige desde el 7 de julio de 2025 ▲ 263 y abrió una transición de 24 meses ▲ 264. En esa transición, los contratos de compra de electricidad que CAMMESA firmó en nombre de la demanda tienen que pasar a los distribuidores y a los grandes usuarios, y los de combustible, a los generadores ▲ 265. Al mismo tiempo, el Decreto 585 de julio de 2026 prorrogó la emergencia eléctrica federal hasta el 31 de diciembre de 2027 ▲ 266. Las reglas nuevas conviven con facultades de emergencia ● 267.

Las provincias conservan las concesiones y el control de sus servicios locales, dentro de las normas federales ▲ 268. El texto ordenado hace responsables solidarias a las jurisdicciones y a sus entes de control cuando una distribuidora entra en mora en el MEM por incumplir los términos de adhesión ▲ 269.

¿Qué fechas ordenan el mercado hasta 2030?

Desde el 1 de noviembre de 2025 rigen las reglas de normalización de la Resolución SE 400/2025 ▲ 270. Su objetivo declarado es sostener el sistema con precios y remuneraciones basados en costos marginales, que permitan contratar energía y potencia ▲ 271. Esas reglas, el Decreto 450 y la emergencia fijan un calendario.

Fecha	Qué cambia
7/7/2025	Rige el texto ordenado de la Ley 24.065 ▲ 263
1/11/2025	Rigen las reglas de normalización del MEM ▲ 270

7/7/2027	Termina la transición de 24 meses del Decreto 450 ■ 272
31/12/2027	Termina la emergencia prorrogada ▲266. Hasta esa fecha el precio spot de la demanda se calcula sólo con el costo medio de la energía ▲273
1/1/2029	Cada generador térmico tiene que gestionar todo su combustible ▲274
1/1/2030	La térmica existente puede vender sin límite a cualquier demanda spot; hasta entonces, a los grandes usuarios, hasta el 20 % de su producción ▲275

Las reglas se completan entre 2027 y 2030, el mismo período en que el capítulo 9 ubica las decisiones de inversión ● 276. Quien invierta antes de 2028 lo hará con la emergencia vigente y con el precio spot de la demanda todavía sin su componente marginal ● 277.

¿Qué paga el mercado por la generación y la potencia nuevas?

La generación térmica que vende al spot cobra su costo variable de producción más una renta marginal adaptada ▲274. Para la generación nueva desde 2025, el factor que ajusta esa renta vale 1 ▲274. Las tablas del factor para la generación existente se recuperaron como imágenes el 13 de octubre de 2026 y sus valores no se incorporaron a esta edición ▲278; con la fórmula sola no se puede reproducir una liquidación ▲274.

La normalización paga además por estar disponible. La térmica habilitada antes de 2025 cobra USD 1.000 por MW-mes disponible ▲279. La generación térmica, hidráulica, nuclear o de almacenamiento habilitada desde 2025 cobra USD 9.000 por MW-mes durante hasta diez años ▲279. Un MW nuevo y disponible recibe hasta 1,08 millones de dólares en diez años por ese servicio, nueve veces lo que recibe uno existente ■ 280. La pieza que decide si llega potencia nueva antes de 2030 es esa señal, que incluye a las baterías ● 281.

La energía que no se suministra por un corte programado se valoriza en 1.500 USD/MWh, con escalones de 350 y 750 USD/MWh según el tamaño de la falla, como valores transitorios ▲282. La Resolución SE 379/2025 paga a los grandes usuarios que reducen su consumo cuando el sistema lo necesita: hasta USD 1.000 por MW-mes y USD 350 por MWh reducido ▲283.

Los consumos nuevos muy grandes tienen reglas propias. La Resolución SE 264/2026 llama demanda extratendencial a la que suma al menos el 0,5 % de la demanda media del MEM ▲284. Le exige un plan que asegure al menos el 80 % de energía de producción nueva, con respaldo de potencia del 100 % de su consumo para un emprendimiento productivo y del 115 % para uno de datos ▲284. El objetivo declarado es que ese consumo no se abastezca del spot a costa de los demás agentes ▲285. El anexo y los dos subanexos que detallan las condiciones, 46 páginas en total, se recuperaron el 13 de octubre de 2026 y no se analizaron en esta edición ▲286.

¿Quién queda como contraparte cuando CAMMESA deja de comprar?

La cadena de pagos necesitó dos regímenes de excepción. La Resolución SE 58/2024 canceló saldos de diciembre de 2023 y enero de 2024 con bonos en dólares a 2038 ▲287. El DNU 186/2025 abrió un régimen para las deudas de las distribuidoras con CAMMESA acumuladas hasta noviembre de 2024 ▲288.

Con la transición, los generadores que vendían a CAMMESA pasan a venderles a distribuidores, algunos de los cuales tuvieron que regularizar deudas con el propio mercado ● 289. El Decreto 450 ordena asegurar garantías para regularizar la cobranza a los distribuidores ▲290.

Para quien financia una central nueva, la capacidad de pago del comprador pasa a ser parte del riesgo del proyecto ²⁹¹.

Los números de las dos distribuidoras nacionales muestran situaciones distintas. Edenor informó para 2025 una ganancia operativa de 143.122 millones de pesos ²⁹². Edesur informó una pérdida operativa de 54.870.073 miles de pesos ²⁹³ y una ganancia del ejercicio de 27.752.616 miles ²⁹⁴, y su auditor, KPMG, señaló una incertidumbre importante sobre su continuidad como empresa en funcionamiento ²⁹⁵. Entre septiembre de 2025 y febrero de 2026, los usuarios de Edenor estuvieron en promedio 3,44 horas sin luz ²⁹⁶ y los de Edesur, 8,48 horas ²⁹⁷. Esas cifras no permiten ordenar a las empresas por eficiencia ²⁹⁸ ni identifican por sí solas la causa de la diferencia ²⁹⁹.

¿Qué precios pagó la demanda?

El precio monómico de los grandes usuarios, que suma energía, potencia, servicios y transporte, promedió 88,439 u\$s/MWh en 2022 y 74,328 u\$s/MWh en 2025 ³⁰⁰. Entre noviembre de 2025 y agosto de 2026 promedió 103,580 u\$s/MWh, un 35 % más que en los mismos meses del año anterior ³⁰¹. La comparación describe el cambio sin medir el efecto de la normalización ³⁰². El costo marginal operado, el de la última unidad despachada, bajó de 115,878 u\$s/MWh en 2023 a 60,370 en 2025 ³⁰³.

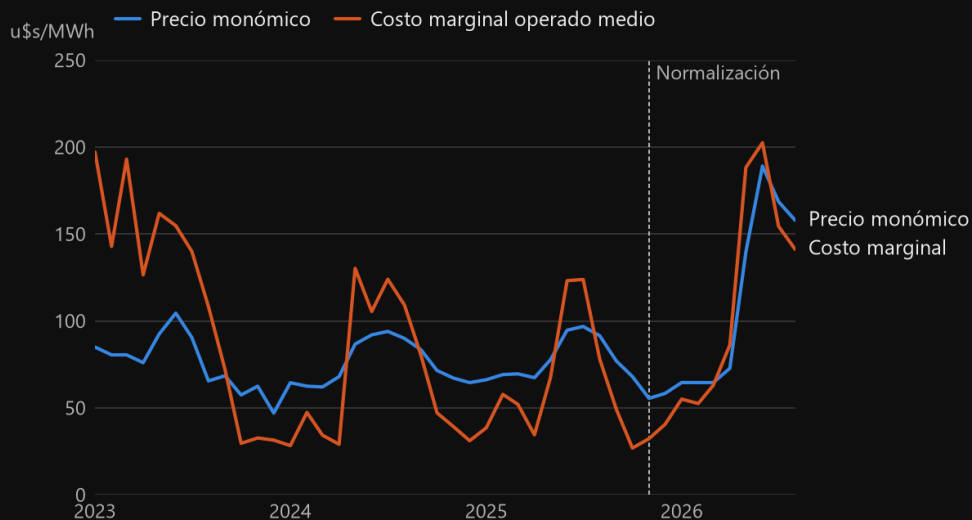


Figura 6. Precio monómico mensual de los grandes usuarios y costo marginal operado medio mensual, desde enero de 2023, en u\$s/MWh. La línea vertical marca noviembre de 2025, el inicio de la normalización ³⁰⁴. Fuente: CAMMESA, Síntesis Mensual, edición de agosto de 2026 ²⁷⁰.

Para septiembre y octubre de 2026, la Resolución SE 222/2026 fijó precios de energía en hora pico de 89.643 \$/MWh para la demanda residencial, 111.318 para la no residencial y 128.603 para los grandes usuarios de distribución ³⁰⁵. Un gran usuario de distribución paga en esa hora un 43 % más que un hogar ³⁰⁶. Los hogares con subsidio reciben bonificaciones sobre un bloque base de consumo, que para octubre de 2026 es de 200 kWh, con un 25 % adicional ³⁰⁷.

¿Qué pasa con los contratos renovables?

La Resolución SE 257/2026 permite a los proyectos de las rondas 1 a 3 de RenovAr pedir la rescisión de su contrato con CAMMESA ▲³⁰⁸. Los que ya estaban habilitados pueden vender su energía en el MATER desde el mes siguiente ▲³⁰⁸. En 2025 los dos canales ya generaban volúmenes parecidos ●³⁰⁹. La etiqueta de cada contrato dice por qué canal se vende la energía, sin probar que esa energía no habría existido sin el programa ●³¹⁰.

¿Qué enseña la literatura para decidir obras?

La Cuarta Línea entre el Comahue y Buenos Aires dejó un desacuerdo documentado ▲³¹¹. Stephen Littlechild y Carlos Skerk sostuvieron en 2008 que el ahorro de congestión no compensaba el costo de construirla ▲³¹². Carlos Romero cuestionó la cuantificación y la evaluación social de ese argumento ▲³¹³. El desacuerdo enseña que la congestión por sí sola no decide una ampliación: hay que explicitar qué beneficios se cuentan ●³¹⁴.

Otros trabajos ayudan a leer el diseño del mercado. Michael Pollitt evaluó favorablemente los resultados de la reforma anteriores a 2002 ▲³¹⁵, y señaló problemas en la contratación de largo plazo y en las ampliaciones del transporte ▲³¹⁶. Fernando Navajas, Santiago Urbiztondo y Juan Pablo Brichetti propusieron en 2023 recuperar señales de costos y focalizar subsidios, y advirtieron que los precios nuevos necesitan aceptación social para sostenerse ▲³¹⁷. Cada trabajo responde una pregunta distinta con un método distinto ●³¹⁸.

¿Qué conviene preparar hacia 2030?

Cuatro acciones ordenan el mercado que viene:

- **Calendario único.** La Secretaría de Energía podría publicar en un solo calendario las fechas de la transición, la normalización y la emergencia, con lo que falta reglamentar en cada una ◆³¹⁹.
- **Garantías antes de transferir contratos.** Antes de pasar a una distribuidora contratos que hoy tiene CAMMESA, conviene exigir garantías de pago y publicar su historial de pagos en el MEM ◆³²⁰.
- **Beneficios explícitos en cada obra.** Para cada obra de transporte prioritaria, conviene publicar qué beneficios se cuentan y con qué método, para evitar que la discusión de la Cuarta Línea se repita ◆³²¹.
- **Grandes consumos nuevos.** Antes de autorizar un consumo extratendencial, conviene publicar los anexos que definen su abastecimiento y su respaldo, para que el promotor sepa qué tiene que traer ◆³²².

¿Con qué datos se calculó y qué falta?

Las series de precios salen de la Síntesis Mensual de CAMMESA de agosto de 2026, actualizada el 17 de septiembre, y coinciden con la edición de junio en los promedios anuales ■³⁰⁰. Los promedios anuales son simples, sin ponderar por demanda ■³⁰³. Faltan los anexos de la demanda extratendencial, la tabla de bonificaciones del régimen de subsidios ▲³²³ y las tablas de factores de renta de la generación existente ▲²⁷⁴.

Capítulo 6 · Almacenamiento y flexibilidad

¿Qué cubrió las horas más exigentes del año?

En las 100 horas de mayor demanda de 2025, la generación térmica equivalió al 58,53 % de la demanda local ^{■ 324} y la eólica y solar, al 11,55 % ^{■ 325}. El resto vino sobre todo de la gran hidráulica, la importación y la nuclear ^{■ 326}.

Fuente en las 100 horas de mayor demanda	Cociente sobre la demanda local
Térmica	58,53 % ^{■ 324}
Hidráulica de más de 50 MW	23,048 % ^{■ 326}
Eólica y solar	11,55 % ^{■ 325}
Importación	5,227 % ^{■ 326}
Nuclear	4,388 % ^{■ 326}
Hidráulica de menos de 50 MW, biogás y biomasa	1,256 % ^{■ 327}

Fuente: CAMMESA, Síntesis Mensual de agosto de 2026, series horarias de 2025. Los cocientes suman 104,005 %, porque la base horaria no separa pérdidas, exportación ni bombeo ^{■ 326}.

Las horas de mayor demanda muestran qué está presente cuando el consumo llega a su máximo ^{● 328}. Producir energía a lo largo del año es un servicio, y estar disponible en la punta es otro ^{● 329}. Para cubrir la punta, el sistema todavía depende de la térmica y del agua ^{● 330}. Esa lectura no discute el aporte renovable anual ^{◆ 331}.

¿Qué exige al sistema el viento y el sol que entran?

La subida horaria se mide con el percentil 99 de las variaciones entre horas consecutivas. Contando sólo las subidas, el de la carga neta llegó en 2025 a 2,233 GW por hora ^{■ 332}, contra 1,817 GW por hora de la demanda ^{■ 333}. Las dos series crecieron desde 2023 ^{■ 334}.

Año	Demanda local (GW por hora)	Carga neta (GW por hora)
2023	1,706 ^{■ 334}	2,023 ^{■ 334}
2024	1,726 ^{■ 334}	2,049 ^{■ 334}

2025	1,817 ■ 333	2,233 ■ 332
------	--------------------------	--------------------------

Fuente: CAMMESA, Síntesis Mensual de agosto de 2026, series horarias. Percentil 99 de las subidas entre horas consecutivas. El capítulo 1 usa otra medida, el percentil 99 de todas las variaciones con su signo, y las dos no se restan entre sí ■ 335.

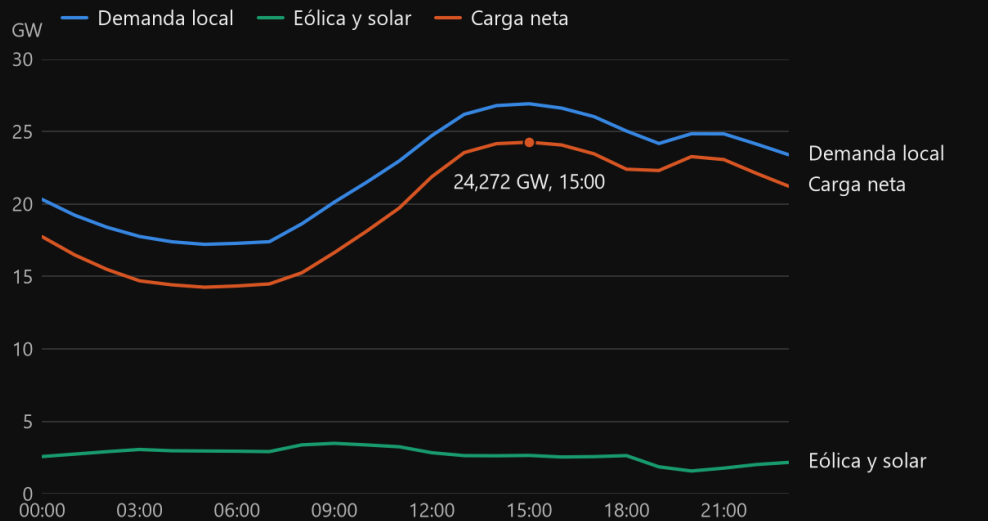


Figura 7. Demanda local, generación eólica y solar, y carga neta, hora por hora, el 21 de febrero de 2025, el día del máximo de carga neta del año: 24,272 GW a las 15:00 ■ 337. Fuente: CAMMESA, base horaria, edición de agosto de 2026 ■ 336.

Un ejercicio de sensibilidad aplica factores a los perfiles horarios observados de 2025, sin proyectar ni simular el despacho ◆ 337. Con 25 % más de viento y sol, el máximo de carga neta baja apenas 0,398 GW, y su rampa sube 0,158 GW por hora ■ 338. Si además la demanda crece 5 %, el máximo sube 0,876 GW y la rampa, 0,220 GW por hora ■ 339. El ejercicio no modela precios, almacenamiento, vertimiento ni red ◆ 340.

Más viento y sol bajan poco la hora más exigente y empinan las subidas ● 341. La pieza que decide es la velocidad de respuesta: un recurso puede tener capacidad para llegar a un nivel y no tener la velocidad para llegar a tiempo ◆ 342. Las baterías, la demanda que reduce su consumo y las centrales rápidas responden a esa exigencia junto con la generación ◆ 343.

¿Qué almacenamiento se contrató?

La Secretaría de Energía convocó dos licitaciones de baterías con al menos cuatro horas de descarga continua.

AlmaGBA, convocada por la Resolución SE 67/2025 con un objetivo de 500 MW, contrata almacenamiento con Edenor y Edesur como compradores y CAMMESA como garante de pago de última instancia ▲ 344. Adjudicó 12 proyectos por 713 MW ■ 345, con precios de 10.161 ▲ 346 a 12.815 USD por MW-mes ▲ 347. En enero de 2026 había 7 contratos firmados por 449 MW y 5 pendientes por 264 MW ▲ 348, con una prórroga de hasta 60 días hábiles para firmarlos ▲ 349. La tabla de CAMMESA al 29 de abril de 2026 registra 11 contratos firmados por 683 MW, entre el 4 de noviembre de 2025 y el 14 de abril de 2026, y uno dado de baja, Oro Verde, de 30 MW ▲ 350.

AlmaSADI, convocada por la Resolución SE 50/2026 con un objetivo de 700 MW, contrata con CAMMESA potencia y reservas para todo el sistema ▲³⁵¹. Se presentaron 235 ofertas por 8.338 MW ▲³⁵², casi doce veces el objetivo ■³⁵³. Adjudicó 20 ofertas por 700,5 MW ■³⁵⁴, repartidas entre la provincia de Buenos Aires, el NEA, el NOA, La Pampa y el Litoral ■³⁵⁵. El precio medio ponderado de las ofertas asignadas fue de 8.338,54 USD por MW-mes ▲³⁵⁶, un 29 % menos que el promedio ponderado de AlmaGBA ■³⁵⁷.

Licitación	Comprador	Proyectos	Potencia adjudicada	Precio
AlmaGBA	Edenor y Edesur	12	713 MW ■ ³⁴⁵	11.682 USD por MW-mes, promedio ponderado ■ ³⁵⁷
AlmaSADI	CAMMESA	20	700,5 MW ■ ³⁵⁴	8.338,54 USD por MW-mes, promedio ponderado ▲ ³⁵⁶

Fuente: resoluciones de adjudicación de la Secretaría de Energía. Las potencias son adjudicadas: no acreditan instalación ni entrada en servicio ■³⁴⁵.

Los titulares adjudicados quedan inscriptos automáticamente en el RENPALMA, el registro nacional de proyectos de almacenamiento ▲³⁵⁸. No se localizó un padrón público de inscriptos en las fuentes revisadas hasta el 13 de octubre de 2026 ▲³⁵⁹.

¿Cuánto de la exigencia cubrirían las baterías contratadas?

Entre las dos licitaciones suman 1.413,5 MW adjudicados ■³⁶⁰. Si todas operaran, su potencia equivaldría al 63 % de la subida horaria de la carga neta de 2025 ■³⁶¹. Con cuatro horas de descarga, podrían entregar hasta unos 5.654 MWh por ciclo ■³⁶². Es un orden de magnitud: la respuesta real depende del nodo de cada batería, de su estado de carga y de si ya está en servicio ●³⁶³.

Ninguna base de CAMMESA trae todavía una serie de cuánto carga y descarga el almacenamiento ●³⁶⁴. El balance mensual publica una fila de bombeo que pasó de 817,701 GWh en 2023 a 522,030 GWh en 2025, sin definir qué instalaciones incluye ■³⁶⁵.

¿Qué escala de almacenamiento conviene preparar hacia 2030?

La rampa de la carga neta crece y las baterías contratadas cubrirían cerca de dos tercios de la de 2025. Para 2030, el almacenamiento conviene dimensionarlo contra la rampa de la carga neta, que es la exigencia que crece ◆³⁶⁶. Si la rampa siguiera creciendo como en 2023 a 2025, la siguiente licitación tendría que sumar potencia rápida, sea en baterías, en demanda que reduce su consumo o en centrales que pueden subir y bajar rápido ●³⁶⁷. El gas puede seguir aportando esa flexibilidad aunque baje su uso anual ◆³⁶⁸.

Tres acciones lo ordenan:

- **Medir.** CAMMESA podría publicar la carga y la descarga horaria de cada instalación de almacenamiento a medida que entra en servicio ◆³⁶⁹.
- **Confirmar.** CAMMESA publica qué contratos de AlmaGBA se firmaron ▲³⁵⁰. Antes de contar con las baterías, conviene extender esa tabla a AlmaSADI y agregar cuáles están en obra y cuáles operan ◆³⁷⁰.
- **Ubicar.** La próxima licitación podría fijar la potencia por nodo a partir de las rampas y de las restricciones de la red de cada región ◆³⁷¹.

¿Con qué datos se calculó y qué falta?

Las series horarias salen de la Síntesis Mensual de CAMMESA de agosto de 2026, y no cambiaron respecto de la edición de junio ■³²⁴. Faltan los pliegos de las dos licitaciones, las listas de ofertas calificadas y las potencias máximas por nodo que fijaba cada pliego ▲³⁵². La suma de 104,005 % de las cien horas difiere del 103,98 % del informe original, y la diferencia sigue sin explicación ■³²⁶.

Capítulo 7 · Generación distribuida

¿Qué permite hacer la ley a un usuario que genera su propia electricidad?

La Ley 27.424 permite a los usuarios de la red de distribución generar electricidad renovable para su propio consumo e inyectar a la red lo que les sobra. Obliga a las distribuidoras a facilitar esa inyección, sin perjuicio de las facultades de cada provincia ▲³⁷². Por cada kWh inyectado, el usuario-generador cobra una tarifa acorde con el precio estacional que la distribuidora paga en el mercado mayorista ▲³⁷³. La factura compensa en dinero lo consumido y lo inyectado, y el saldo a favor queda como crédito, que el usuario puede pedir que le paguen en un plazo de hasta seis meses ▲³⁷³.

La Resolución SE 287/2025 ordenó a los usuarios-generadores en tres tamaños: pequeños, hasta 3 kW; medianos, hasta 300 kW, y mayores, hasta 12 MW por punto de suministro. También reconoce figuras individuales, comunitarias y comunitarias virtuales ▲³⁷⁴. Para negarse a recibir excedentes hasta ese tope, la distribuidora tiene que presentar estudios técnicos sobre la seguridad de su red ▲³⁷⁵.

El régimen perdió sus incentivos. El DNU 70/2023 derogó los artículos 16 a 37 de la ley ▲³⁷⁶, con el motivo declarado de eliminar la ayuda estatal y la estructura de control ▲³⁷⁷. Entre ellos estaban el fondo FODIS, que iba a pagar un precio adicional por la energía inyectada ▲³⁷⁸, y el certificado de crédito fiscal por la compra de los equipos ▲³⁷⁹.

¿Qué meta fijó la planificación y cuánto se avanzó?

El Decreto 986/2018 orientó el régimen a instalar 1.000 MW de generación distribuida renovable en doce años ▲³⁸⁰, un plazo que vence el 3 de noviembre de 2030 ■³⁸¹. El Plan Nacional de Transición Energética al 2030, de 2023, repitió los 1.000 MW ▲³⁸².

A diciembre de 2025 había 119,24 MW instalados ▲³⁸³. En septiembre de 2026, la tabla por jurisdicción de la Secretaría de Energía registraba 5.246 usuarios-generadores y 223,71 MW ◆³⁸⁴. Son el 22,37 % de la meta ■³⁸⁵ y el 0,50 % de la potencia del mercado mayorista ■³⁸⁶.

Para llegar a los 1.000 MW a tiempo, desde octubre de 2026 hay que sumar 15,80 MW por mes ³⁸⁵. En 2025 se sumaron 5,02 MW por mes. Entre enero y septiembre de 2026, 11,61 MW por mes, o 6,67 sin el salto de Córdoba de septiembre ³⁸⁵. Los ritmos observados quedan por debajo del necesario ³⁸⁷.

Ritmo	MW por mes	Potencia en noviembre de 2030 si se mantiene
Necesario para la meta	15,80 ³⁸⁵	1.000
Enero a septiembre de 2026, con Córdoba	11,61 ³⁸⁵	794 ³⁸⁸
Enero a septiembre de 2026, sin Córdoba	6,67 ³⁸⁵	551 ³⁸⁸

Fuente: Secretaría de Energía, reporte anual 2025 y reporte de avance de septiembre de 2026. La última columna es un escenario del autor.

Al ritmo de 2026, la meta llegaría a 2030 cumplida entre un 55 % y un 79 % ³⁸⁸. Ese resultado depende de un solo salto: entre agosto y septiembre de 2026, Córdoba pasó de 54.124 a 98.559 kW, el 89,83 % del aumento nacional de ese mes, sin que la fuente explique la causa ³⁸⁹.

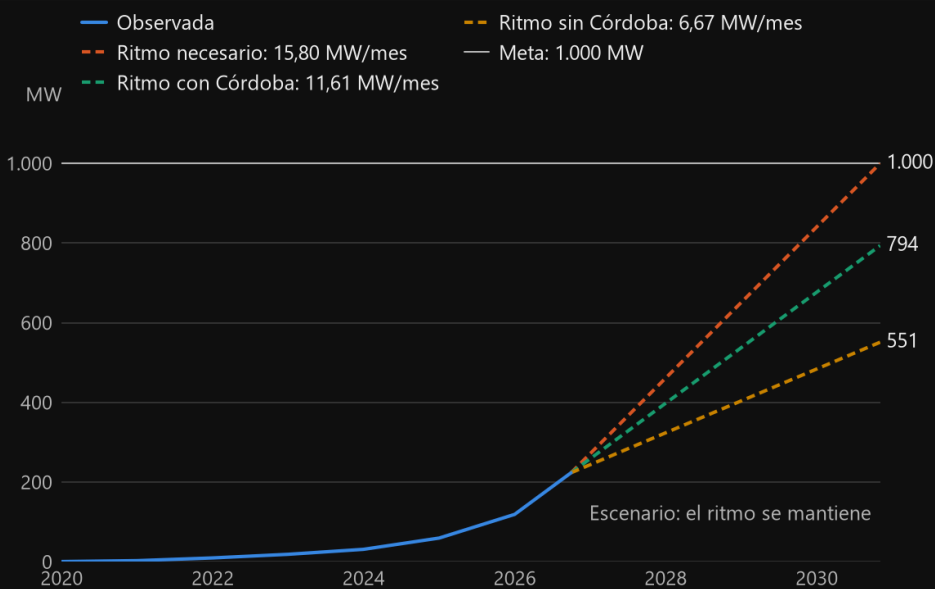


Figura 8. Potencia instalada de generación distribuida hasta septiembre de 2026 y tres ritmos hasta el 3 de noviembre de 2030, frente a la meta de 1.000 MW ³⁸⁵. El tramo punteado es un escenario del autor: supone que cada ritmo se mantiene ³⁸⁸. Fuente: Secretaría de Energía, reporte anual 2025 y reporte de avance de septiembre de 2026 ³⁹⁰.

¿Dónde está y quién la instala?

Córdoba reúne el 44,06 % de la potencia, Buenos Aires el 14,17 % y Entre Ríos el 10,41 %: entre las tres, el 68,64 % ³⁹¹. A diciembre de 2025, dieciocho provincias habían adherido al régimen y 344 distribuidoras o cooperativas lo aplicaban ³⁸³.

Los usuarios comerciales e industriales son el 42,55 % de los usuarios-generadores y tienen el 79,68 % de la potencia. Los residenciales son el 51,95 % de los usuarios y tienen el 8,34 % ³⁹². Un usuario comercial o industrial instala en promedio 64,75 kW; uno residencial, 5,55 kW ³⁹². Las cuotas se calculan sobre la suma por categoría, 181.033 kW, que deja fuera 42.677 kW de la tabla por jurisdicción ³⁹³.

¿Cuánto vale un kWh inyectado frente a uno comprado?

Desde el 1 de septiembre de 2026, Edenor ^{▲394} y Edesur ^{▲395} pagan 113,817 \$/kWh por la energía que inyecta un usuario residencial sin subsidio. La comparación usa sólo el cargo variable del cuadro tarifario de la misma resolución, sin cargos fijos, de potencia ni impuestos ^{■396}.

Categoría	kWh inyectado frente al kWh comprado
Residencial sin subsidio	0,563 a 0,727
General, comercios pequeños	0,464 a 0,548
Tarifa 2	0,973
Tarifa 3, grandes usuarios	0,977 a 0,981

Fuente: Resoluciones ENReGE 534/2026 y 535/2026, con vigencia desde el 1 de septiembre de 2026 ^{■396}.

En todas las categorías el kWh inyectado se paga por debajo del cargo variable del kWh comprado ^{●397}. Para un gran usuario la diferencia es de 2 a 3 %; para un hogar o un comercio pequeño, el kWh inyectado vale entre la mitad y tres cuartos del comprado. A un usuario chico le rinde consumir lo que genera; a uno grande, inyectar casi le da lo mismo que consumir ^{●398}.

La pieza que decide el ritmo hacia 2030 son los usuarios comerciales e industriales: ya tienen cuatro quintos de la potencia, instalan equipos de decenas de kW, y en el área de Edenor y Edesur los de mayor tamaño cobran la inyección casi a la par del cargo variable ^{●399}. Las tarifas de inyección de Córdoba, que reúne el 44 % de la potencia, no se relevaron ^{●399}.

Las resoluciones de octubre de 2026 aprobaron cuadros tarifarios nuevos sin un artículo de tarifas de inyección ^{▲400}. Sus anexos, recuperados el 13 de octubre de 2026, son los cuadros de cargos fijos y variables por categoría y no traen una fila de inyección ^{▲401}: la tarifa de 113,817 \$/kWh de septiembre no se confirmó ni se reemplazó en esos anexos.

¿Qué conviene preparar hacia 2030?

Tres acciones ordenan el régimen:

- **Revisar la meta.** Con los incentivos derogados y un ritmo que llega entre el 55 % y el 79 % de la meta, conviene que la Secretaría de Energía decida si mantiene los 1.000 MW a noviembre de 2030 y con qué instrumentos, o si fija una meta nueva ^{◆402}.
- **Una sola serie.** El reporte mensual tendría que publicar una serie única de usuarios y potencia, conciliada entre su titular, sus tablas y sus gráficos, y explicar los saltos como el de Córdoba ^{◆403}.
- **Capacidad de cada alimentador.** Las distribuidoras podrían publicar cuánta generación admite cada alimentador, para que un usuario sepa antes de invertir si su inyección será aceptada ^{◆404}.

¿Con qué datos se calculó y qué falta?

La serie anual sale del reporte anual 2025 de la Secretaría de Energía, y el corte, del reporte de avance de septiembre de 2026 ^{▲405}. El reporte de septiembre da tres cifras distintas para el mismo corte en su titular, su tabla por jurisdicción y su suma por categoría ^{■393}. Entre el

reporte de agosto y el de septiembre, el acumulado de los meses anteriores también se revisó a la baja, sin explicación ■⁴⁰⁶. Las tarifas de inyección se relevaron sólo para Edenor y Edesur ■³⁹⁶. La base de CAMMESA no muestra cómo entra la generación distribuida en cada serie ■⁴⁰⁷.

Capítulo 8 · Territorio

¿Cuánto se separó la punta de la energía anual?

Entre 2018 y 2025, la demanda anual creció 6,20 % y la punta instantánea, 14,96 % ■⁴⁰. El factor de carga mide qué tan pareja es la carga a lo largo del año: divide la energía consumida, con las pérdidas, por la que se consumiría si la punta durara las 8.760 horas. Bajó de 59,53 % a 55,11 %, 4,43 puntos porcentuales ■⁴⁰⁸.

Año	Demanda local (GWh)	Pérdidas (GWh)	Potencia máxima (MW)	Factor de carga con pérdidas
2018	133.009,924	4.252,689	26.320	59,53 %
2025	141.252,291	4.813,438	30.257	55,11 %

Fuente: CAMMESA, anuario, hoja «Evolución anual», datos hasta el 31/12/2025 ■⁴⁰⁸.

La carga se volvió menos pareja: creció la distancia entre el promedio y el máximo, sin que eso indique una pérdida de eficiencia ●⁴⁰⁹. Generación, transformación y transporte tienen que estar disponibles para episodios que ocupan una fracción pequeña del año ●⁴¹⁰. CAMMESA registró en 2025 un máximo de verano en día hábil de 30.257 MW, el 10 de febrero a las 14:47 ▲¹⁴, y uno de invierno de 28.119 MW, el 1 de julio a las 20:36 ▲⁴¹¹.

¿Cuánto pesa el calor en la punta?

Para medirlo se cruzó la demanda horaria de 2023 a 2025, 26.304 horas, con la temperatura de NASA POWER en puntos de cada provincia ■⁴¹². El exceso de calor de una hora es lo que la temperatura supera los 22 °C ◆⁴¹³. La estimación descuenta el efecto del mes, del año, de la hora y del día de la semana ■⁴¹².

Cada grado de exceso de calor se asoció con entre 0,393 y 0,408 GW más de demanda, según el punto elegido para representar a la categoría BUENOS AIRES ■⁴¹². Con los pesos que salen de la demanda de 2025, 75,68 % para la Ciudad y 24,32 % para el interior, el coeficiente es 0,404 GW por grado ■⁴¹⁴. Son asociaciones condicionadas a esos controles, sin medir causas ■⁴¹². En la hora de máxima demanda de 2023, 2024 y 2025, el exceso de calor estuvo entre 11,62 y 16,96 °C ■⁴¹⁵.

Las puntas de los tres años cayeron en tardes de calor intenso ⁴¹⁶. Con el calor extremo, la demanda crece más rápido que esa pendiente. Descontados el calendario y el frío, en las 81 horas con más de 9 °C de exceso la demanda quedó en promedio 2,18 GW por encima de lo que da la recta, y en las horas pico de 2023 a 2025, entre 3,16 y 4,16 GW por encima ⁴¹⁷.

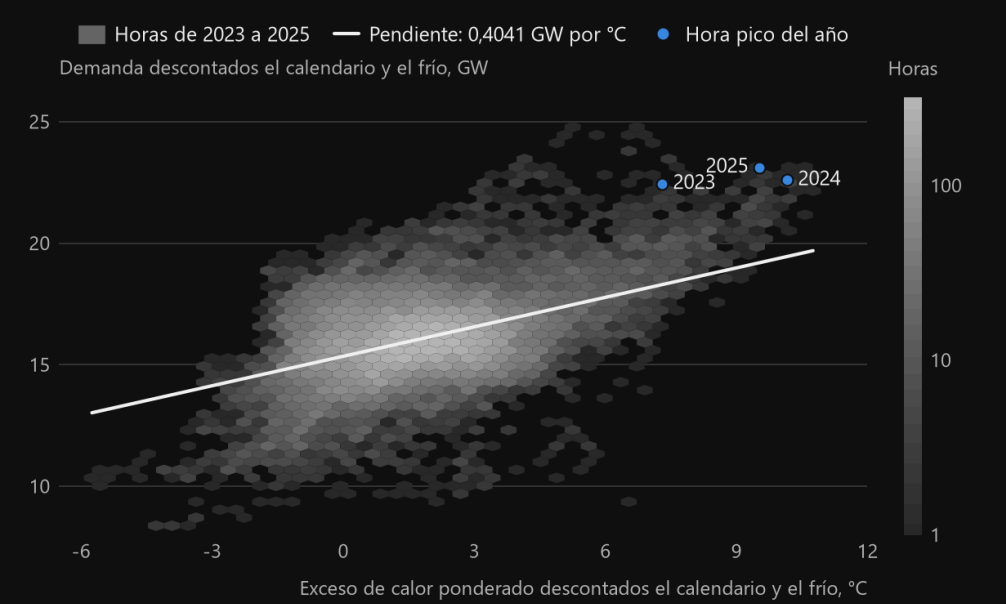


Figura 10. Demanda horaria frente al exceso de calor ponderado, 2023–2025, las dos descontados el calendario y el frío. La recta tiene la pendiente del modelo, 0,4041 GW por °C; los puntos azules son las horas pico de cada año ⁴¹⁴. Con el calor extremo, la nube queda por encima de la recta ⁴¹⁷. Fuente: CAMMESA, demanda horaria, edición de junio de 2026; NASA POWER ⁴¹⁸.

La pieza que decide la punta hacia 2030 es la ola de calor: cada grado de exceso pide alrededor de 0,4 GW más, en el calor extremo pide todavía más, y la separación entre la punta y el promedio sigue creciendo ⁴¹⁹.

¿Qué territorio abarca la categoría BUENOS AIRES?

La categoría BUENOS AIRES de CAMMESA reunió el 49,0 % de la demanda de las 22 categorías provinciales en 2025 ¹⁵⁰. No se encontró una definición escrita de qué territorio abarca, ni en la página de la Síntesis Mensual, ni en los 23 libros de la base mensual, ni en la documentación examinada hasta el 13 de octubre de 2026 ¹⁶. La base no tiene una categoría para la Ciudad de Buenos Aires ⁴²⁰.

Dentro de la categoría, la base reparte la demanda en dos regiones. GRAN BS.AS. tiene 52.387,662 GWh y BUENOS AIRES, 16.831,095 GWh ⁴²⁰. Edenor y Edesur figuran en la región GRAN BS.AS., con el 33,88 % y el 27,23 % de la demanda de la categoría ⁴²¹. Entre las dos distribuidoras suman el 29,95 % de la demanda de las 22 categorías ⁴²¹.

Región dentro de la categoría	Demanda 2025 (GWh)	Cuota de la categoría
GRAN BS.AS.	52.387,662	75,68 %
BUENOS AIRES	16.831,095	24,32 %
Total de la categoría	69.218,757	100,00 %

Fuente: CAMMESA, «Demanda Mensual.xlsx», detalle por agente de 2025, edición de agosto de 2026 ■ 420.

Los contratos de concesión de Edenor y Edesur definen su área con una zona de la Capital Federal y partidos bonaerenses: 16 en el de Edenor y 10 en el de Edesur ▲ 422. La suma por agente coincide con la columna de cada categoría en los 88 pares año-provincia de 2023 a 2026 ■ 423. De ahí sale que la categoría BUENOS AIRES incluye por lo menos la demanda que Edenor y Edesur abastecen en la Ciudad, sin que la base separe cuánto es ● 424.

Para un planificador, la mitad de la demanda del país está en una categoría sin frontera publicada ● 425. Una proyección de demanda por jurisdicción, un plan de distribución para la Ciudad o un cálculo de la temperatura que enfrenta cada distribuidora necesitan esa frontera ● 425.

¿Dónde se genera la energía renovable frente a dónde se consume?

La equivalencia renovable divide la generación anual de la planilla «Energía Renovables» de CAMMESA por la demanda anual de cada categoría ◆ 426. Compara dos energías del año: no mide si la provincia se abastece hora por hora ni cuánto exporta ● 427.

Categoría	Equivalencia renovable 2025
Santa Cruz	121,0 % ■ 428
Chubut	117,9 % ■ 428
Jujuy	83,1 % ■ 429
La Rioja	75,0 % ■ 430
BUENOS AIRES	11,8 % ■ 431

Fuente: CAMMESA, «Energía Renovables» y «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», edición de agosto de 2026. Incluye biogás, biomasa, eólica, solar e hidráulica de hasta 50 MW ■ 432.

La Patagonia y el grupo de Buenos Aires reunieron el 86,55 % de la generación eólica de 2025, y el noroeste y Cuyo, el 87,28 % de la solar ■ 149. Los grupos regionales son una elección del autor ◆ 214. Santiago del Estero y La Pampa pesan 1,45 % y 0,67 % de la demanda, y sus máximos horarios equivalen a 2,45 y 2,39 veces su media anual ■ 433.

El módulo distingue tres funciones de la red según el territorio: evacuar generación, abastecer grandes centros de consumo y responder a pocas horas de carga intensa ◆ 434. Con equivalencias y cocientes tan dispersos, una sola medida de necesidad de red no describe a todas las provincias ● 435.

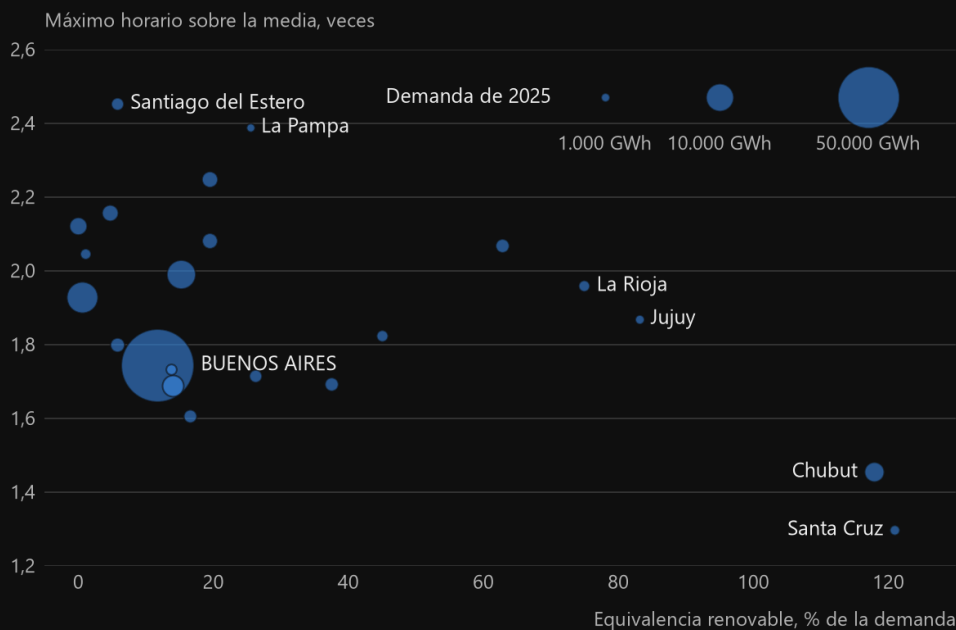


Figura 9. Equivalencia renovable anual frente al cociente del máximo horario sobre la media, por categoría provincial, en 2025. El tamaño del círculo es la demanda de la categoría ⁴³⁶. Fuente: CAMMESA, «Energía Renovables» y «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», edición de agosto de 2026 ⁴³².

¿Cuánta térmica deja de generarse cuando sube el viento o el sol?

Una estimación con variables instrumentales usa el viento y la irradiancia de NASA POWER para separar los cambios de la generación eólica y solar que vienen del clima ⁴³⁷. Con datos horarios de 2023 a 2025, cada MWh eólico adicional se asoció con 0,442 MWh térmicos menos ⁴³⁸ y cada MWh solar adicional, con 0,278 MWh térmicos menos ⁴³⁹. El signo negativo se repite en las variantes archivadas, con magnitudes distintas ⁴⁴⁰. Ninguno de los dos coeficientes llega a 1 ⁴⁴¹, y se leen como asociaciones condicionadas a la especificación y a la geografía meteorológica ⁴⁴².

En 2023 a 2025, un MWh de viento o de sol reemplazó menos de un MWh térmico, y el resto se acomodó en otras fuentes o en los intercambios, que la especificación de referencia no incluye ⁴⁴³. Un plan que calcule el gas ahorrado suponiendo que cada MWh renovable reemplaza un MWh térmico sobrestima ese ahorro ⁴⁴³.

¿Qué permite saber la planilla de nodos AlmaMDI?

CAMMESA publica la planilla AlmaMDI del 30 de enero de 2024 en su página de áreas y nodos con capacidad de transporte o distribución saturada, como información técnica de una convocatoria de almacenamiento ⁴⁴⁴. Tiene 411 registros, 408 con coordenadas ⁴⁴⁵. No se encontró un diccionario de sus columnas, ni el significado de la sigla MDI ⁴⁴⁶.

Al cruzar cada registro con la estación transformadora más próxima de las 323 de la Secretaría de Energía, 94 resultaron candidatos por proximidad y nombre, 6 candidatos sólo por proximidad y 308 quedaron sin coincidencia confiable ⁴⁴⁷. Los candidatos requieren revisión humana ⁴⁴⁸. Las categorías y limitaciones de la planilla no se leen como restricciones eléctricas ⁴⁴⁹. Sin un identificador común entre los nodos de CAMMESA y las estaciones de la Secretaría de Energía, la información de saturación no se puede ubicar en la red con certeza ⁴⁵⁰.

¿Qué conviene preparar hacia 2030?

La escala territorial de 2030 tiene tres datos de partida: la mitad de la demanda en una categoría sin frontera publicada, una punta que crece más rápido que la energía y se asocia con unos 0,4 GW por grado de calor, y una generación renovable que se instala lejos de esa demanda ♦⁴⁵¹.

Tres acciones lo ordenan:

- **Publicar la frontera.** CAMMESA podría publicar el diccionario territorial de sus categorías, con la jurisdicción de cada agente y la separación entre la Ciudad y la provincia de Buenos Aires ♦⁴⁵².
- **Proyectar la punta con escenarios de calor.** La proyección de punta a 2030 conviene armarla con escenarios de temperatura de verano por región y con una relación que crezca más rápido en el calor extremo, además del crecimiento de la energía ♦⁴⁵³.
- **Identificar los nodos.** CAMMESA y la Secretaría de Energía podrían usar un identificador común para nodos y estaciones, y publicar con él el diccionario de la planilla de saturación ♦⁴⁵⁴.

¿Con qué datos se calculó y qué falta?

El módulo usa la base mensual de CAMMESA de agosto de 2026, actualizada el 17 de septiembre ▲⁴⁵⁵. Las variables instrumentales y sus tablas horarias conservan la edición de junio de 2026: en la de agosto, la serie de intercambios trae 26.284 de las 26.304 horas de 2023 a 2025 ■⁴⁵⁶. Los puntos de temperatura no dan la temperatura de cada agente ♦⁴⁵⁷. Los contratos de concesión leídos son los actualizados a 2019 ▲⁴²². Cuatro afirmaciones del informe original quedaron sin fuente recuperable y salen del cuerpo, entre ellas que la concentración territorial encarece los errores de coordinación △⁴⁵⁸.

Capítulo 9 · Prospectiva

Apertura. De dónde venimos y qué podemos construir

La Argentina construyó durante el siglo XX un sistema eléctrico que hoy conecta casi todo el país: represas en el Comahue y en el Litoral, centrales nucleares, una red de alta tensión que une la Patagonia con el norte. Descubrió gas en Neuquén y tendió los gasoductos troncales que todavía abastecen a Buenos Aires. Exportó gas a los países vecinos, después lo importó en barcos cuando la producción cayó, y volvió a producirlo con Vaca Muerta. En el medio hubo crisis, cortes, tarifas congeladas y contratos rotos. El sistema sobrevivió a todo eso porque lo operan personas formadas en el país, en universidades públicas, empresas y organismos técnicos, y porque existe una capacidad proto-genética de resiliencia que habilitó años de mala praxis e incompetencia por parte de varios sectores del poder ♦⁴⁵⁹.

Hoy hay actores concretos que piden lo que este territorio tiene. Europa reemplazó el gas que le llegaba por gasoducto y compra GNL: SEFE, la compradora alemana, ya contrató el 82 % del primer barco argentino ▲⁴⁶⁰ ■⁴⁶¹. Los Estados Unidos, a través de su banco de exportaciones, ofrecieron financiar Argentina LNG ▲⁴⁶²; los Emiratos Árabes, a través de XRG, son socios de ese proyecto ▲⁴⁶³, junto con la italiana Eni ▲⁴⁶⁴. Los fabricantes de baterías y de cables de Asia y de Europa compran litio y cobre; los países vecinos compran y venden electricidad y gas según su estación. La transición energética que esos actores encaran necesita gas para reemplazar carbón mientras crecen las renovables, sol y viento para generar sin emisiones, litio y cobre para almacenar y transportar esa electricidad, uranio para los reactores. La Argentina tiene los cinco recursos, y tiene además gente con capital intelectual y científico, en universidades e institutos, junto con técnicos formados para perforar, tender líneas, operar represas y diseñar reactores. Esa combinación permite pensar el futuro con optimismo, con una condición: hay que organizar a los tres sectores que deciden, la Nación, el sector privado y la ciencia ♦⁴⁵⁹.

Lo que une a un país que produce energía en la Patagonia, en el noroeste y en Cuyo con la industria y los hogares del centro son la red eléctrica y los gasoductos. Es la afirmación más importante de esta lectura, y la razón es simple: la mitad de la demanda eléctrica está en la categoría BUENOS AIRES ■¹⁵⁰, el gas sale de Neuquén y el viento y el sol nuevos se generan

lejos de ahí; sin las obras de transporte, cada región queda sola con su recurso, la Patagonia con viento que no puede evacuar y el centro con una industria que lo necesita. Ninguna inversión en producción rinde si la energía no llega a donde se la usa ●⁴⁶⁵.

El gas va primero por su vínculo con la electricidad. En 2025 las centrales térmicas generaron el 52,68 % de la electricidad del país ■⁶⁴, y queman sobre todo gas. Cada invierno ese mismo gas abastece a los hogares, a la industria y a las centrales, y desde 2027 también a los barcos de GNL. Una decisión sobre gas es entonces una decisión sobre electricidad: si en julio falta gas en la red troncal, falta electricidad, o falta exportación, o falta calefacción, y alguien elige cuál ●⁴⁶⁶.

Sobre esa base, la tesis del capítulo es que la Argentina puede combinar gas, sol y viento para ofrecer energía barata y limpia y atraer actividades que la usen en el país: procesamiento de minerales, fabricación de componentes, industrias que necesitan energía firme. Esta edición no demuestra una ventaja de precios frente a otros países ni cuantifica las emisiones de esa combinación; las dos comprobaciones quedan pendientes antes de presentarla como una ventaja obtenida ◆⁴⁶⁷.

Lo que el capítulo encuentra cabe en pocas líneas. El catálogo reúne 78 proyectos ■⁴⁶⁸; los que están en obra o decididos suman entre 10.000 y 10.140 millones de dólares ■⁴⁶⁹, y los anuncios multiplican esa cifra por doce o quince ■⁴⁷⁰. Hacia 2035 el país tendría que producir entre 227 y 269 millones de m³ de gas por día ■⁴⁷¹, y la pieza que decide es el transporte de invierno: en julio la calefacción lleva el consumo del país a su máximo del año y los gasoductos troncales ya van llenos, mientras los barcos de GNL piden gas todos los meses; la capacidad de esos caños en julio define cuánto gas puede salir hacia los barcos sin dejar sin gas a una central o a una fábrica ●⁴⁷². 2027 concentra las decisiones de inversión de la minería ■⁴⁷³; para 2032 y 2033 ninguna fuente fija un hito ●⁴⁷⁴. Del lado eléctrico, la mitad de la demanda está en la categoría BUENOS AIRES ■¹⁵⁰, la generación nueva está lejos de ahí, y ninguna de las dieciséis obras de transporte prioritarias tiene fecha de habilitación ●²⁴². El entramado nacional se articula en esas obras ●⁴⁶⁵.

La condición es que la actividad deje beneficios verificables en el territorio y en su gente. El objetivo verdadero es que los sectores estratégicos involucrados participen en conjunto hacia la construcción de la Nación que merecemos ser. Todo el trabajo sobre las bases de datos previas a este capítulo, y la decisión de no mencionar personas, son para despegarse de cualquier subjetividad y del ensueño conmovedor, y pensar en términos absolutamente pragmáticos y modernos. En Dios confiamos; todos los otros que traigan datos ◆⁴⁷⁵. La preferencia adoptada es que la mayor parte de los beneficios quede en la provincia productora y que una parte llegue al municipio receptor; no se fija una proporción ◆⁴⁷⁶. Para reconocer empleo local se mira la residencia previa y la permanencia ◆⁴⁷⁷. Para reconocer contenido local se identifica el origen del bien y el valor agregado en el territorio; el domicilio de una empresa proveedora, por sí mismo, no responde ambas preguntas ◆⁴⁷⁸.

Lógicamente, esa orientación enfrenta tensiones que siguen abiertas. La distribución entre Nación, provincia y municipio puede generar prioridades distintas. El papel de los proveedores bonaerenses sigue sin una cuantificación que relacione el centro industrial con las provincias productoras. La estabilidad ofrecida a una inversión debe leerse junto con los compromisos que asume. La prioridad deseada para residentes y personas con mayores dificultades de acceso al empleo convive con las calificaciones que requiere cada puesto. El agro

queda fuera de las actividades examinadas aquí y se conserva como parte del papel de las regiones en el largo plazo. Aquí es donde personalmente invito a investigadores de las varias áreas afines a pensar en soluciones ^{◆479}.

El horizonte próximo es 2030 ^{◆480}. Lo firme se reconoce por el hito documentado de cada proyecto: una decisión de inversión, una obra iniciada y una instalación operativa permiten afirmar cosas diferentes. Las secciones que siguen conservan esas diferencias, actividad por actividad, y muestran qué falta comprobar para usar sus cifras ^{◆481}.

Conjunto. ¿Qué parte de lo anunciado puede ordenar las próximas obras?

La cartera reúne 78 proyectos u obras ^{■468}. El petróleo de Vaca Muerta tiene ampliaciones en operación y en obra, mientras el cobre permanece concentrado en anuncios ^{■482}. Para las provincias y los operadores de red, esa diferencia ordena el trabajo: conviene atender primero los compromisos con fecha de entrada y preparar alternativas para los proyectos que todavía deben decidirse ^{◆483}.

¿Dónde están los compromisos y dónde siguen las decisiones pendientes?

Los centros de datos se incluyen bajo el régimen XDEM (Demanda Extratendencial) ^{◆484 ▲485}.

Actividad	en operación	en obra	decidida	solicitada	anunciada	suspendida	inactiva	otra	sin etapa en el registro	Total
Gas de Vaca Muerta	1	1	1	0	1	0	0	0	4	8
Gas natural licuado (GNL)	0	2	1	0	1	0	0	0	2	6
Petróleo de Vaca Muerta	2	2	0	0	0	0	0	0	4	8
Litio	5	1	0	0	1	0	0	0	7	14
Cobre	0	0	0	0	7	0	0	0	1	8
Oro y plata	7	0	0	0	3	0	0	0	2	12
Uranio y nuclear	2	1	0	0	3	2	2	5	0	15
Renovables y almacenamiento	2	0	2	0	0	0	0	0	1	5
Intercambios con países vecinos	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3
Centros de datos bajo XDEM	0	0	0	0	4	0	0	0	0	4

Proyectos u obras por actividad y etapa. Los cinco proyectos de Vaca Muerta que no separan petróleo y gas aparecen en ambas filas ^{■482}. Cada proyecto se clasifica por la etapa más reciente documentada y, a igual fecha, por la más avanzada ^{◆481}.

Una aprobación del RIGI (Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones) puede convivir con una etapa física todavía sin determinar, como ocurre en Rincón de Aranda y Compañía MEGA ^{▲486}. Conviene que cada empresa confirme su calendario de desembolsos y puesta en servicio antes de que una provincia comprometa obras asociadas ^{◆483}.

¿Cuánto dinero tiene una decisión detrás?

Eta pa	Inversión publicada, millones de USD (dólares estadounidenses)
en operación	3.783
en obra	5.760,0 a 5.900,0
decidida	4.240,0
anunciada	125.401,5 a 150.401,5
sin etapa en el registro	604,0 a 654,0

Inversión publicada por etapa, en millones de dólares corrientes de las fechas de sus fuentes. Cada proyecto entra una sola vez y, cuando publica alternativas, se toman la menor y la mayor ■⁴⁸⁷. Los montos corresponden a presupuestos o inversiones informadas; la etapa clasifica al proyecto y no mide cuánto desembolsó. Los activos computables del RIGI se mantienen aparte ◆⁴⁸⁸.

Los proyectos en obra o decididos reúnen entre 10.000 y 10.140 millones de dólares ■⁴⁶⁹. Los anuncios reúnen entre doce y quince veces ese monto ■⁴⁷⁰. La distancia entre ambas escalas hace que el financiamiento y la decisión de inversión sean el primer filtro para dimensionar las obras que dependen de esa cartera ●⁴⁸⁹. Las provincias y los operadores de red pueden preparar las ampliaciones por etapas, con una condición de ejecución ligada al compromiso verificable de cada usuario ◆⁴⁸³.

Los plazos de inversión también difieren: Argentina LNG publica un monto hasta 2031 y otro para toda la vida del proyecto ▲⁴⁹⁰. Por eso, los anuncios de la tabla no equivalen a un programa de desembolsos que termine en 2030 ●⁴⁹¹.

¿Qué conexiones eléctricas conviene preparar primero?

Seis proyectos reúnen entre 655,2 y 1.193,2 MW (megavatios) de demanda publicada. Esa escala equivale al 2,33–4,25 % de la máxima horaria del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) en 2025 ■⁵⁴. Entre ellos hay instalaciones en operación, obras y anuncios, de modo que el intervalo no representa una nueva demanda que llegue al mismo tiempo ●⁴⁹². Uno de los seis es Aguada Pichana Este, con 22 MW de acceso autorizados en septiembre de 2026; la autorización todavía no es consumo medido ▲⁴⁹³.

Para los otros 72 proyectos no hay una demanda en MW incorporada a esa suma ■⁵⁴. Cada promotor tendría que entregar al operador de red su punto de conexión, curva de carga y fecha de entrada antes de que se dimensione la ampliación que solicita. Con esos compromisos, los operadores podrían ordenar qué refuerzo necesita estar listo primero y qué ampliación puede esperar a que su usuario decida invertir ◆⁴⁹⁴.

La necesidad de red ya estaba escrita en la planificación argentina. Escenarios Energéticos Argentina 2040, el ejercicio de nueve escenarios que once instituciones construyeron entre 2017 y 2018, coincidió en que a 2040 harían falta entre 85,5 y 127,4 GW de potencia instalada, contra 37.775 MW a junio de 2018 ▲⁴⁹⁵, y en que esa expansión exigía su correlato en la red: en promedio 32.578 km de líneas de alta tensión a 2030, con una inversión media de USD 16.337 millones, y entre 45.400 y 98.400 km acumulados a 2040 según el escenario, contra unos 28.000 km existentes a julio de 2018 ▲⁴⁹⁶. El mismo documento declara que el detalle de esa expansión «es un trabajo en sí mismo, aquí no considerado» ▲⁴⁹⁶. Siete años después, para doce de las dieciséis obras prioritarias no se encontró acto propio posterior a su declaración ●¹⁷; el capítulo 4 las sigue una por una.

Petróleo de Vaca Muerta. ¿Qué hace falta para producir y vender lo que podrán transportar los oleoductos?

Vaca Muerta produjo 643,1 mil barriles diarios de petróleo en julio de 2026 ▲⁴⁹⁷. YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales) informó que la última ampliación de Oldelval llevó su capacidad total de transporte a unos 690 mil barriles diarios en agosto de 2026 ▲⁴⁹⁸. La próxima salida es VMOS (Vaca Muerta Oil Sur), que YPF esperaba habilitar para las primeras exportaciones a comienzos de 2027 con unos 180 mil barriles diarios de capacidad ▲⁴⁹⁹. Para el segundo semestre de ese año proyectaba unos 550 mil ▲⁵⁰⁰. VMOS sola podría transportar el equivalente al 86 % de lo que produjo Vaca Muerta en julio de 2026 ■⁵⁰¹. Con Oldelval y VMOS, la capacidad de salida llegaría a unos 1.240 mil barriles diarios, casi el doble de esa producción, sin contar Duplicar Norte ■⁵⁰².

Las obras tienen avances distintos. VMOS estaba aproximadamente al 80 % en julio de 2026 ▲⁵⁰³ y Duplicar Norte, de Oldelval, al 50 % en septiembre ▲⁵⁰⁴. Oldelval esperaba habilitar Duplicar Norte en el primer trimestre de 2027, con capacidad para 220 mil barriles diarios ▲⁵⁰⁵. La documentación disponible no aclara si esos 220 mil se suman a los 690 mil del sistema o ya están dentro ●⁵⁰⁶. La página institucional de VMOS conserva otro calendario, de 190 mil barriles diarios para el tercer trimestre de 2026, sin fecha de actualización recuperada ▲⁵⁰⁷. VMOS tiene que unificar el cronograma de habilitación con los productores y los compradores antes de contratar la primera salida ◆⁵⁰⁸.

¿Llega el petróleo a tiempo para llenar los caños?

En el gas, el cuello está en el transporte de invierno. En el petróleo, los caños nuevos llegan antes que el petróleo que tendría que llenarlos ●⁵⁰⁹. En 2025 el país produjo 29,4 millones de m³ de petróleo no convencional, unos 506 mil barriles diarios en promedio ▲⁵¹⁰ ■⁵¹¹. Frente a los 643,1 mil de julio de 2026, la producción creció a un ritmo cercano al 26 % anual. El dato de 2025 abarca todo el no convencional del país, de modo que la tasa de Vaca Muerta sería, en todo caso, mayor ●⁵¹².

La pieza que decide cuánto se aprovecha la nueva salida es el caudal adicional que los productores puedan entregar y vender de manera sostenida ●⁵¹³. En julio de 2028, con VMOS ya habilitada para 550 mil barriles diarios, la producción nueva de Vaca Muerta ocuparía cerca del 70 % de esa capacidad si mantiene el ritmo del último año, y sólo el 17 % si crece al 7,1 % anual del escenario de 2035 ■⁵¹⁴. Al ritmo del último año, la producción adicional llenaría VMOS hacia 2029; al 7,1 %, recién hacia 2035 ■⁵¹⁵. Antes de contratar la primera salida, a productores, transportistas y compradores les conviene acordar qué volumen va a VMOS en cada año y de qué ruta sale, para que la nueva capacidad no quede ociosa ni desvíe el petróleo que hoy abastece al mercado interno ◆⁵¹⁶.

¿Qué electricidad y qué servicios tiene que acompañar ese crecimiento?

Halliburton documenta que su plataforma de fractura hidráulica con equipos eléctricos admite motores alternativos, microrredes o conexión a la red ▲⁵¹⁷. Electrificar el equipo, por lo tanto, no define por sí solo cuánta demanda llegará al sistema eléctrico ●⁵¹⁸. Los productores y los operadores de oleoductos necesitan presentar juntos la carga de extracción y bombeo del petróleo, con el nodo y la fecha de cada conexión. Neuquén, Río Negro y los operadores de red deberían acordar esa secuencia antes de las habilitaciones previstas para 2027, con las conexiones propias a cargo de las empresas ◆⁵¹⁹.

Neuquén recibió 2.064.283 millones de pesos corrientes en regalías hidrocarburíferas durante 2025; el total incluye petróleo y gas ▲ 520. La provincia y los municipios receptores pueden vincular la recaudación y las transferencias con obras de servicios identificadas, responsables y fechas de terminación. Si las nuevas salidas elevan los ingresos, esa vinculación permitiría reservar parte del aumento para infraestructura que siga sirviendo cuando baje el ritmo de perforación ◆ 521.

En mayo de 2014 Repsol informó que la venta de los títulos recibidos como compensación por la expropiación extinguió la deuda reconocida de 5.000 millones de dólares ▲ 522. En los nuevos acuerdos, conviene que los organismos concedentes y las empresas expliciten las compensaciones y los mecanismos de revisión antes de comprometer los activos ◆ 523.

¿Qué escala conviene preparar hacia 2035?

La Secretaría de Gobierno de Energía proyectaba en 2019 una producción nacional de petróleo de 899 mil barriles diarios para 2030 con precios medios y de 1.105 mil con precios altos ▲ 524. Los productores deben evaluar la expansión junto con el precio al que pueden vender el barril ● 525. En septiembre de 2026, el Instituto Argentino de la Energía (IAE) «General Mosconi» informó que Vaca Muerta aportaba el 72 % del petróleo del país ▲ 526. Si se aproxima julio con esa participación, que concuerda con las tablas de agosto, la Argentina habría producido unos 893 mil barriles diarios ● 527. Con esa aproximación mensual, el país ya rondaba en 2026 la escala petrolera prevista para 2030 con precios medios, cuatro años antes ● 528. El gas va en sentido contrario: la producción de agosto de 2026 todavía estaba por debajo de la prevista para 2030 ▲ 529 ▲ 530 ● 531.

Una escala de trabajo para Vaca Muerta surge de su nueva salida. Si hacia 2035 se sostuvieran los 643,1 mil barriles diarios de julio de 2026 con sus destinos actuales y VMOS transportara otros 550 mil, todos provenientes de producción adicional de la formación, Vaca Muerta tendría que producir unos 1.193 mil barriles diarios, cerca de 1,2 millones ◆ 532. Llegar a ese nivel en nueve años exigiría un crecimiento compuesto cercano al 7,1 % anual ■ 533, poco más de un cuarto del ritmo del último año. Si ese ritmo se sostuviera aunque fuera en parte, la escala de 2035 quedaría al alcance por volumen; lo que queda abierto es si los precios, los contratos y los puertos acompañan ● 534.

El plan de Rincón de Aranda aprobado en el RIGI declara 4.521 millones de dólares en activos computables. La solicitante estimó el 1 de julio de 2031 como fecha límite para alcanzar la inversión mínima obligatoria de su categoría ▲ 535. Para convertir la escala petrolera propuesta en un plan, los productores tendrían que entregar una senda por área que incluya declinación, perforación e inversión, junto con precios de venta y contratos; los transportistas deberían confrontarla con la capacidad disponible de cada tramo y terminal. Para completar esa cadena, falta identificar el puerto de exportación y comprobar su capacidad de embarque. Productores y transportistas pueden revisar la senda cada trimestre con los barriles efectivamente producidos y transportados, y tomar la inversión que sostenga el nivel alcanzado como condición para extenderla a 2040 ◆ 536.

Gas de Vaca Muerta. ¿Alcanza el gas para el invierno argentino y para los barcos?

En julio de 2026 Vaca Muerta produjo 96,5 millones de m³ de gas por día, de los 158,8 millones que produjo todo el país ▲ 537. De ese yacimiento salen dos caños con destinos distintos. La ampliación del Gasoducto Perito Moreno, que TGS (Transportadora de Gas del Sur) construye

desde febrero de 2026, va a sumar 14 millones de m³ diarios hacia el resto del país para el invierno de 2027 ▲⁵³⁸. San Matías Pipeline, un gasoducto dedicado a la exportación, se diseñó para 27 millones ▲⁵³⁹, la cantidad exacta que piden los buques de licuefacción de SESA (Southern Energy S.A.) ▲⁵⁴⁰. El país amplía su propio transporte en algo más de la mitad de lo que dimensiona para un solo proyecto exportador ■⁵⁴¹, y ese proyecto pide el 17 % de todo el gas que hoy produce la Argentina ■⁵⁴².

La pieza que ordena el reparto es el invierno ●⁵⁴³. La regla que fija cuánto gas puede salir del país ya lo tiene en cuenta: la Resolución 157/2025 estimó la demanda interna de 2025 a 2039 en 30,6 TCF (billones de pies cúbicos), el 11,2 % de los recursos técnicamente recuperables, neta de las importaciones de gas y de gas natural licuado (GNL) previstas para los picos de frío ▲⁵⁴⁴. Un contrato de exportación pide gas en enero y en julio; la calefacción del país lo pide sobre todo en julio ●⁵⁴³. Planificar el invierno es decidir qué gas se guarda, qué contrato admite interrupción y quién importa cuando hace falta ◆⁵⁴⁵.

Parte del gas puede procesarse antes de venderse. TGS decidió en junio de 2026 invertir 3.000 millones de dólares en una planta de líquidos del gas natural en Vaca Muerta, con operación prevista para 2030 ▲⁵⁴⁶. Es la pieza firme que acerca el gas a la fabricación en el país ●⁵⁴⁷. Compañía MEGA tiene aprobado un plan del RIGI (Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones) por 359 millones de dólares en Neuquén y Buenos Aires ▲⁵⁴⁸ y compró a YPF Luz, la generadora eléctrica de YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales), 100.800 MWh anuales de electricidad renovable por cinco años ▲⁵⁴⁹.

El yacimiento también decide cuánta electricidad consume y de dónde la saca. Aguada Pichana Este se conectó a la red neuquina por una línea de 132 kV y 43 km ▲⁵⁵⁰, y en septiembre de 2026 el ENReGE (Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad) le autorizó pasar de 7 a 22 MW ▲⁴⁹³. Los Toldos II Este prevé generar sus propios 50 MW ▲⁵⁵¹. Una planta compresora en Río Negro, ligada a la exportación de GNL, va a producir su electricidad con turbinas a gas desde agosto de 2027 ▲⁵⁵². Vista compró en 2025 electricidad renovable por el 86 % de lo que consumió, y un año antes había comprado menos de la mitad de esa cantidad ▲⁵⁵³ ■⁵⁵⁴. Cada megavatio que el yacimiento toma de la red o genera con su propio gas define por dónde crece la red y cuánto gas se quema en el lugar ●⁵⁵⁵. Un plan de electrificación de Vaca Muerta, coordinado con las obras de transporte eléctrico, permitiría decidir esas conexiones en conjunto ◆⁵⁵⁶.

Todo eso pasa por un pueblo. La provincia estima que la industria va a demandar 17.000 puestos de trabajo hacia 2030 ▲⁵⁵⁷. En el Censo 2022, en el departamento Añelo, el 65,5 % de los hogares cocinaba con gas de red y el 59,4 % tenía cloacas ▲⁵⁵⁸. En marzo de 2026 la provincia entregó 14 viviendas sociales en Añelo ▲⁵⁵⁹, y en septiembre reconoció una presión creciente sobre el agua superficial y subterránea ▲⁵⁶⁰. La ruta crítica del gas tiene un eslabón urbano: sin casa, agua y cloaca, los puestos se cubren con gente que viaja y no se queda ●⁵⁶¹. La ley de hidrocarburos ya pide que el 75 % del personal sea argentino y prefiere a los residentes de la región ▲⁵⁶². El paso siguiente es atar cada aprobación de proyecto a obras de servicios con fecha y responsable, a cargo de las empresas ◆⁵⁶³.

Las reglas ya miran lejos. El Plan Gas.Ar llega a 2028 ▲⁵⁶⁴, las autorizaciones de exportación de GNL pueden durar 30 años desde la puesta en marcha ▲⁵⁶⁵ y la demanda interna está estimada hasta 2039 ▲⁵⁴⁴. Esas piezas se juntan en una senda año por año al cerrar la sección del GNL ◆⁵⁶⁶.

GNL. ¿Qué tiene que pasar, y en qué orden, para que el primer barco cargue en 2027?

SESA es la sociedad que va a exportar GNL desde el Golfo San Matías. La integran Pan American Energy (30 %), YPF (25 %), Pampa Energía (20 %), Harbour Energy (15 %) y Golar (10 %) ▲⁵⁶⁷. Contrató por 20 años dos buques de licuefacción: el Hilli Episeyo, de 2,45 millones de toneladas anuales ▲⁵⁶⁸, y el Esperanza, de 3,5 millones ▲⁵⁶⁹. SEFE (Securing Energy for Europe) ya firmó un contrato definitivo: compra 2 millones de toneladas anuales durante ocho años, desde que el Hilli empiece a operar a fines de 2027 ▲⁴⁶⁰. Esa venta equivale al 82 % de la capacidad del Hilli ■⁴⁶¹: el primer barco sale casi entero vendido a un solo comprador.

La secuencia tiene cuatro eslabones. Primero, el gas: los buques piden 27 millones de m³ diarios, de los que Pampa aportará hasta 6 ▲⁵⁴⁰; los otros 21 tienen que venir de otros productores ■⁵⁷⁰. Segundo, el caño: San Matías Pipeline empezó a construirse en agosto de 2026 y su ficha prevé terminarlo a mediados de 2028 ▲⁵⁷¹, con un préstamo de 900 millones de dólares cerrado el 11 de septiembre ▲⁵⁷². Tercero, la compresión: una planta compresora en Río Negro ligada a la exportación prevé arrancar sus turbinas a gas en agosto de 2027 ▲⁵⁵². Cuarto, el barco: Golar proyecta que el Hilli opere en el segundo semestre de 2027 ▲⁵⁷³.

Las fechas no calzan. El Hilli arranca entre seis meses y un año antes de que termine el gasoducto dedicado. Southern Energy lo prevé: la fase inicial se abastece con la capacidad existente del sistema de transporte, en los meses del año con menor demanda local ▲⁵⁷⁴, por un gasoducto de 15 kilómetros conectado al San Martín ▲⁵⁷⁵. El final del caño coincide con el segundo barco: Golar prevé terminar la conversión del Esperanza en el cuarto trimestre de 2027 y empezar su contrato argentino en el segundo semestre de 2028 ▲⁵⁷⁶ ●⁵⁷⁷. El tramo que decide si el primer contrato se cumple es el puente entre el gas que ya circula y el caño que todavía no está ●⁵⁷⁸. La empresa ya dice cómo lo cruza: en los meses de menor demanda. Lo que falta planificar es qué capacidad del San Martín se le asigna al Hilli entre 2027 y 2028, y qué pasa si el gasoducto dedicado se atrasa hasta julio de 2028 ◆⁵⁷⁹.

Detrás viene otra escala. Argentina LNG, de YPF, Eni y XRG (del grupo emiratí ADNOC) ▲⁴⁶³, prevé una fase inicial de 12 millones de toneladas anuales en dos unidades de 6 ▲⁴⁶⁴, el doble de los dos barcos de SESA juntos ■⁵⁸⁰. Eni esperaba su decisión de inversión para fines de 2026 ▲⁴⁶⁴. YPF estima 29.000 millones de dólares hasta 2031, cuando operarían las dos unidades flotantes, y 51.000 millones en toda la vida del proyecto ▲⁴⁹⁰. US EXIM, el banco de exportaciones e importaciones de los Estados Unidos, le ofreció financiar hasta 6.000 millones, sujeto a la aprobación de su directorio ▲⁴⁶². YPF calcula 20.000 puestos de trabajo por año entre 2026 y 2030, con picos de 40.000 en el tercer año de obra ▲⁵⁸¹. Si la decisión llega a fines de 2026, ese pico cae cerca de 2028, el año en que el Esperanza empieza a operar y el gasoducto dedicado termina ●⁵⁸². En esos años, los dos proyectos van a buscar la misma mano de obra especializada, los mismos equipos y el mismo alojamiento.

La Agencia Internacional de Energía describe el traslado del Hilli como una relocalización de capacidad que ya existía ▲⁵⁸³. Para el mercado mundial suma poco; para la Argentina es la puerta de entrada al negocio ●⁵⁸⁴.

Lo que el GNL deja en Río Negro depende de reglas que ya existen. SESA proyecta 1.900 empleos directos e indirectos durante la construcción ▲⁵⁸⁵. La provincia exige contratar al menos el 60 % de bienes, obras y servicios con proveedores rionegrinos certificados ▲⁵⁸⁶. La garantía de estabilidad para exportar que recibió SESA quedó atada a que se construya y opere la infraestructura de transporte ▲⁵⁸⁷. Para que el 60 % rionegrino funcione como indicador conviene medirlo por el origen de lo comprado y el valor agregado en la provincia ◆⁵⁸⁸.

Southern Energy prevé exportaciones por más de 20.000 millones de dólares entre 2027 y 2035 ▲⁵⁸⁵. Para 2035, la pregunta de planificación es cuánto gas necesitan a la vez SESA, Argentina LNG y el invierno argentino ●⁵⁸⁹.

La senda año por año da la escala ◆⁵⁶⁶. Para el consumo del país hay dos lecturas. La Resolución 157/2025 supone unos 158 millones de m³ diarios en promedio entre 2025 y 2039 ■⁵⁹⁰. El gas entregado a los usuarios, en cambio, bajó unos 1,2 millones de m³ diarios por año entre 2015 y 2025 ■⁵⁹¹. A eso se suman los barcos: los dos de SESA piden 27 ▲⁵⁴⁰, y la primera fase de Argentina LNG, entre 48 y 54 ◆⁵⁹². Por cada 100 m³ que en 2025 llegaron a usuarios y exportaciones, los pozos produjeron 126; la diferencia se va en el consumo de yacimientos y plantas, el combustible del transporte y las pérdidas ■⁵⁹³. Con esas piezas, la Argentina tendría que producir entre 227 y 269 millones de m³ diarios hacia 2035, frente a 141 en el promedio de 2025: entre 61 % y 91 % más ■⁴⁷¹. La planificación oficial de 2019 proyectaba 229 millones de m³ diarios para 2030 con exportaciones de GNL ▲⁵⁹⁴. La senda da entre 174 y 201 para ese año, porque el GNL grande recién llega en 2031 ■⁵⁹⁵. En agosto de 2026 el país produjo 153,6, y en los últimos doce meses la producción total bajó 0,7 % ▲⁵³⁰.

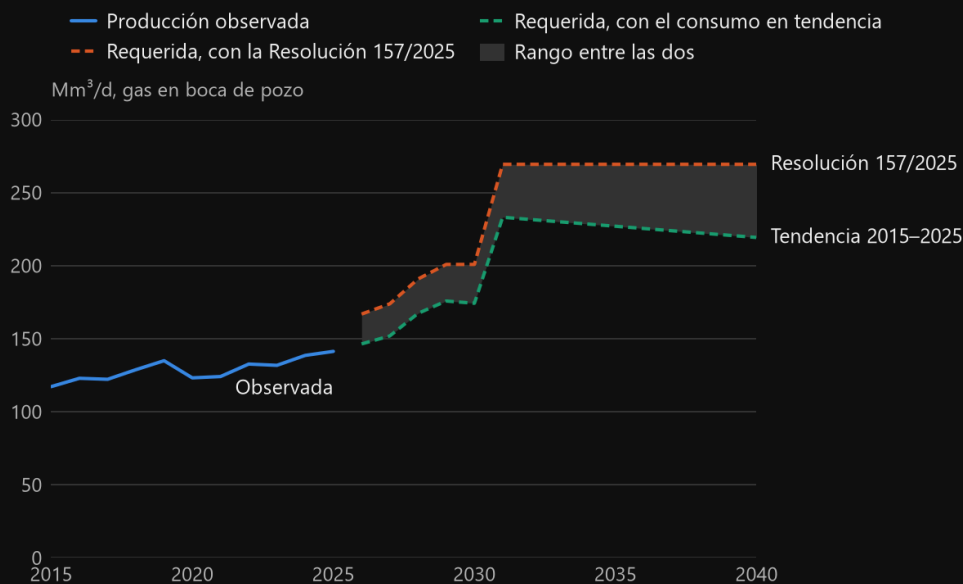


Figura 11. Producción de gas en boca de pozo, en millones de m³ por día: observada entre 2015 y 2025, y requerida entre 2026 y 2040 con el consumo de la Resolución 157/2025 y con el consumo en tendencia ■⁵⁹⁶. Las dos sendas suman los barcos de SESA y, desde 2031, la primera fase de Argentina LNG: 54 millones de m³ diarios en la de la Resolución 157 y 48 en la de tendencia ■⁴⁷¹. Fuente: Secretaría de Energía, producción de Capítulo IV; ENARGAS, datos operativos ◆⁵⁶⁶.

El crecimiento tiene que salir de Vaca Muerta ●⁵⁹⁷. En esos doce meses su gas creció 9,3 %, mientras el gas convencional cayó 10 % ▲⁵⁹⁸. Vaca Muerta produjo 75,6 millones de m³ diarios en 2025 ■⁵⁹⁹. Si el resto de las cuencas sostiene su nivel, tiene que llegar a entre 161 y 204 hacia 2035, con un crecimiento de 8 % a 10 % por año; si el resto cae 10 % por año, a entre 204 y 246, con un crecimiento de 10 % a 13 % por año ■⁵⁹⁹. Entre 2020 y 2025 creció 20 % por año ■⁵⁹⁹. Con ese pasado, la pieza que decide es el transporte de invierno ●⁴⁷².

En julio de 2028 la red troncal tendría al menos unos 171 millones de m³ diarios: lo que recibió en julio de 2025 más los 14 del Perito Moreno ■⁶⁰⁰. Si el gasoducto de San Matías todavía no funciona ese invierno y los dos barcos de SESA toman su gas de la red, con el consumo de la Resolución 157 faltarían unos 17 millones de m³ diarios; con el consumo en tendencia sobrarían unos 6 ■⁶⁰¹. Es un escenario contrario a lo anunciado: la empresa prevé operar con capa-

cidad existente en los meses de menor demanda hasta que funcione el gasoducto dedicado ▲⁵⁷⁴; el cálculo mide qué pasaría si el gasoducto se atrasa y los barcos operan igual. Ese invierno es la fecha que conviene asegurar: el gasoducto dedicado terminado antes de julio de 2028, o un acuerdo para que los barcos reduzcan su toma en los meses fríos ◆⁵⁷⁹.

La senda ya reúne la producción por cuenca, el consumo del país mes por mes y el comercio exterior de gas. Para convertirla en un plan hay que integrar lo que se publica con lo que no. ENARGAS publica la capacidad nominal de inyección de cada gasoducto troncal, 157,3 millones de m³ diarios al cierre de 2025 ▲⁶⁰², y la capacidad contratada en firme por cargador ▲⁶⁰³; las transportistas publican la capacidad que ofrecen por zona en cada concurso ▲⁶⁰⁴. No hay serie pública de la capacidad operativa de cada tramo ni un conjunto completo de los volúmenes de cada contrato de exportación: se publican las autorizaciones y algunos contratos, como el de SEFE ▲⁴⁶⁰ ◆⁶⁰⁵. Con esas series, el plan se encara en tres frentes ◆⁶⁰⁶. En producción, se fija una senda anual y se la compara cada trimestre con lo que efectivamente sale de los pozos. En transporte, se decide qué capacidad se dedica a exportar y cuánta queda para el país antes de firmar los próximos contratos. En invierno, se elige entre almacenar, importar o interrumpir exportaciones, con el costo de cada opción a la vista. El orden de las fichas importa: si Argentina LNG decide a fines de 2026, su gasoducto y su gas tienen que estar previstos antes que sus barcos ●⁶⁰⁷.

Litio. ¿Qué falta para que las plantas nuevas sostengan su producción?

La Argentina produjo preliminarmente 116.000 toneladas de LCE (carbonato de litio equivalente) en 2025 ▲⁶⁰⁸. En ese año, Centenario-Ratones produjo 6.700 toneladas de LCE durante su puesta en marcha ▲⁶⁰⁹, frente a una capacidad nominal de 24.000 toneladas anuales ▲⁶¹⁰. Eramet tuvo que revisar su programa en mayo de 2025 por una demora causada por equipos defectuosos, y después informó una recuperación conforme al programa revisado ▲⁶¹¹. Para ampliar Centenario, a Eramet le conviene estabilizar primero el funcionamiento de la planta existente ◆⁶¹².

Cauchari-Olaroz produjo aproximadamente 34.100 toneladas en 2025, incluido concentrado de cloruro de litio ▲⁶¹³, y cerró el año con una pérdida neta de 39 millones de dólares ▲⁶¹⁴. La operadora produjo a escala comercial sin alcanzar un resultado neto favorable ese año ●⁶¹⁵. Antes de comprometer otra ampliación, a cada operadora le conviene probar la continuidad de sus equipos y cuánto le queda por tonelada vendida ◆⁶¹⁶.

Rincón, de Río Tinto, está en construcción con una capacidad objetivo de 60.000 toneladas anuales de carbonato de litio grado batería ▲⁶¹⁷. La empresa anunció un paquete de préstamos asegurado por 1.175 millones de dólares en marzo de 2026 ▲⁶¹⁸. Prevé la primera producción en 2028 y tres años de aumento gradual hasta plena capacidad ▲⁶¹⁹. Si se cumple esa secuencia, la plena capacidad llegaría aproximadamente en 2031 ■⁶²⁰. En Centenario, Eramet estudia agregar 11.000 toneladas anuales de LCE ▲⁶²¹, con una inversión adicional estimada de 350 millones de dólares y una posible decisión final a fines de 2027 ▲⁶²². Antes de esa decisión, a Eramet le conviene contrastar el funcionamiento de la planta existente con las exigencias de la ampliación ◆⁶²³.

¿Qué electricidad, calor y agua tienen que llegar con la planta?

En mayo de 2024, Río Tinto estimaba para Rincón 69,8 MW para una planta de 50.000 toneladas anuales, incluidos bombeo y auxiliares ▲⁶²⁴. Río Tinto tendría que conciliar el diseño eléctrico con la capacidad objetivo de 60.000 toneladas antes del arranque previsto para 2028 ◆⁶²⁵. Eramine, operadora de Centenario, describe una cogeneración en Argentina con cuatro generadores de 7 MW cada uno y recuperación de gases de escape para producir vapor y agua caliente ▲⁶²⁶. Esa instalación correspondería a Centenario ●⁶²⁷. Al comparar una conexión eléctrica con la generación propia, a Eramet le conviene presupuestar también cómo abastecería ese vapor y esa agua caliente ◆⁶²⁸.

En Los Patos, la Corte de Justicia de Catamarca ordenó el 13 de marzo de 2024 un estudio ambiental acumulativo e integral y condicionó nuevos permisos a su realización ▲⁶²⁹. El 30 de marzo de 2026 levantó la cautelar por mayoría, con disidencia, mientras el proceso principal continuó ▲⁶³⁰. Para programar nuevas obras en esa cuenca, a los ministerios provinciales competentes y a las operadoras les conviene incorporar el calendario judicial y la evaluación conjunta de las extracciones de agua antes de comprometer fechas de arranque ◆⁶³¹.

¿Qué capacidad puede sostenerse hacia 2035 y qué tiene que quedar en la región?

El rubro litio registró 5.382 puestos de trabajo en marzo de 2026 ▲⁶³². En Salta, la ley fija una contratación preferente de proveedores locales no inferior al 70 % del monto anual contratado, con condiciones y aplicación progresiva ▲⁶³³. Para que los pueblos participen en la operación durante años, las operadoras y las instituciones de formación de Salta tendrían que acordar prácticas remuneradas en mantenimiento, bombeo y operación de plantas antes del arranque de Rincón en 2028. Las empresas necesitarían publicar después cuántas personas formadas contrató cada planta y dónde viven. A las autoridades provinciales les convendría contrastar las compras declaradas como locales con el trabajo y los servicios efectivamente realizados en la provincia ◆⁶³⁴.

Si Centenario alcanzara su capacidad actual y construyera la expansión estudiada, podría sostener hacia 2035 una producción de 35.000 toneladas anuales de LCE ◆⁶³⁵, suma de las 24.000 actuales y las 11.000 adicionales ■⁶³⁶. Río Tinto había informado para Rincón un objetivo de producción de aproximadamente 53.000 toneladas anuales ▲⁶³⁷. Si mantuviera ese objetivo y completara el aumento gradual de producción anunciado, Rincón podría sostener esa escala hacia 2035 ◆⁶³⁸. Para convertir estas metas en un programa, las operadoras necesitan reunir producción vendida por producto, horas efectivas de operación, consumo horario de electricidad y gas, extracción de agua por fuente y costos por tonelada. Las autoridades mineras y ambientales podrían revisar ese conjunto por planta antes de cada ampliación, junto con los compromisos de empleo y proveedores ◆⁶³⁹.

Cobre. ¿Qué tiene que estar resuelto antes de que una mina empiece a producir?

McEwen Copper cerró en agosto de 2026 un préstamo de 240 millones de dólares para avanzar Los Azules ▲⁶⁴⁰. La empresa esperaba decidir la inversión y completar el financiamiento a mediados de 2027, para comenzar a producir cátodos en 2030, sujeto a financiamiento y aprobaciones ▲⁶⁴¹. La pieza que decide esa llegada es el financiamiento de la construcción: el préstamo permite avanzar trabajos previos y la empresa todavía tiene pendiente financiar el pro-

yecto completo ●⁶⁴². Antes de esa decisión, conviene que McEwen, los financiadores y los responsables de las conexiones acuerden cuándo estarán disponibles el dinero, el agua y la electricidad para cada etapa ◆⁶⁴³.

Josemaría obtuvo en julio de 2026 autorización de acceso para 260 MW en su fase inicial ▲²⁴⁵. Vicuña necesitaría 380 MW para sus dos primeras etapas y aproximadamente 738 MW al completar todas las fases, según Lundin Mining ▲⁶⁴⁴. Para atender la demanda final, la empresa prevé ampliar la estación Chaparro y construir una línea de 500 kV entre Chaparro y La Rioja Sur ▲⁶⁴⁵. La autorización de Josemaría equivale al 68 % de la demanda de las etapas iniciales combinadas de Vicuña y al 35 % de la demanda de todas sus fases ■⁶⁴⁶. La minera y los operadores de transporte tendrían que ligar cada ampliación a una decisión de inversión y a una fecha de entrada, antes de reservar capacidad para las fases siguientes ◆⁶⁴⁷.

Para la última expansión de Vicuña, Lundin Mining propone llevar desde Chile 2.000 litros por segundo de agua desalinizada para la tercera etapa, con financiamiento separado para la infraestructura de agua ▲⁶⁴⁸. Antes de comprometer esa expansión, conviene que Vicuña identifique quién financiaría y operaría el suministro de agua, qué permisos necesita y cuándo estaría disponible. Los responsables de las redes deberían incorporar también la electricidad que requieran la desalinización y el bombeo, con su localización y su sistema de abastecimiento ◆⁶⁴⁹.

Los Azules proyecta fabricar 148.200 toneladas anuales de cátodos de cobre como promedio de una vida de mina de 21 años ▲⁶⁵⁰. McEwen estima para el proyecto una demanda de 119 MW y un pico de uso de agua del sitio de 244,2 litros por segundo ▲⁶⁵¹. En Salta, First Quantum estimó para Taca Taca entre 180 y 240 MW con su diseño de comienzos de febrero de 2026, pero luego cambió la secuencia de ampliación del procesamiento ▲⁶⁵². En Mendoza, PSJ Cobre Mendocino aumentó en septiembre de 2026 el máximo de procesamiento previsto a 42 mil toneladas diarias de mineral y declaró que conservaría los 141 litros por segundo de agua aprobados ▲⁶⁵³. First Quantum y PSJ tendrían que confirmar las necesidades eléctricas de sus diseños vigentes antes de que Salta y Mendoza comprometan refuerzos de red ◆⁶⁵⁴.

Glencore Pachón informó compras y servicios por 34,4 millones de dólares a empresas sanjuaninas durante 2025, de los cuales el 57 % correspondió a proveedores de Calingasta ▲⁶⁵⁵. Los Azules empleó a más de 500 personas en el pico de su campaña de campo anterior a agosto de 2026, con casi el 90 % contratado en San Juan ▲⁶⁵⁶. Para que esas contrataciones de campaña se conviertan en capacidades que duren, conviene que las mineras, las escuelas técnicas y las universidades acuerden antes de la construcción qué trabajos de operación y mantenimiento podrán cubrirse con personas formadas en la región. Las empresas tendrían que publicar qué compran, dónde se fabrica y qué proporción del servicio se realiza en el municipio receptor ◆⁶⁵⁷.

¿Qué escala podría alcanzarse hacia 2035?

La Agencia Internacional de Energía proyecta que los proyectos de cobre anunciados dejarían en 2035 una brecha de oferta del 25 % respecto del requerimiento de producción primaria; en su edición anterior estimaba aproximadamente el 30 % ▲⁶⁵⁸. Conviene que los promotores argentinos prueben el financiamiento de sus minas con precios y contratos de venta que soporten la entrada de otros productores, antes de comprometer la construcción ◆⁶⁵⁹.

Los Azules apunta a comenzar la producción comercial en 2030 ▲⁶⁴¹. Para El Pachón, la Secretaría de Minería proyecta el inicio en 2034 y una producción anual media de 338 mil toneladas de cobre ▲⁶⁶⁰. Si ambos estuvieran operando en 2035 a sus respectivas producciones medias proyectadas, sumarían unas 486 mil toneladas de cobre por año, cerca de medio millón. Alcanzar esa escala supone que Los Azules llegue a su promedio de vida de mina y que El Pachón alcance el suyo al año siguiente del inicio previsto, sin demoras en los permisos, el financiamiento, el agua o la electricidad ◆⁶⁶¹.

Para convertir esa posibilidad en un programa de obras, las empresas tendrían que entregar las curvas anuales de producción desde la puesta en marcha, con su demanda de agua y electricidad. Conviene que los transportistas contrasten esos calendarios con las fechas de habilitación de cada refuerzo, y que las mineras identifiquen la forma comercial del cobre, el puerto de salida y los contratos de venta. La continuidad hacia 2040 necesitaría revisarse contra la producción alcanzada y la inversión de mantenimiento ◆⁶⁶².

Oro y plata. ¿Cómo sostener las minas que producen y preparar las que todavía deben construirse?

Cerro Moro produjo preliminarmente 83,1 mil onzas de oro y 2,51 millones de onzas de plata en 2025, según Pan American Silver ▲⁶⁶³. En febrero de 2026, Newmont informó que había retomado las extensiones subterráneas de Cerro Negro tras una pausa de un año ▲⁶⁶⁴. Estimaba entre 550 y 600 millones de dólares de capital de desarrollo ▲⁶⁶⁵. La pieza que decide la continuidad es que la inversión alcance a abrir y preparar las zonas que reemplazan a las que se agotan ●⁶⁶⁶. La Secretaría de Minería estimaba para Cerro Negro una producción de 202.000 onzas de oro en 2025 ▲⁶⁶⁷.

Barrick anunció en diciembre de 2022 que Veladero había energizado su conexión con la red chilena ▲⁶⁶⁸. Barrick y Shandong informaron una inversión conjunta de 54 millones de dólares en esa conexión ▲⁶⁶⁹. En Lindero, Fortuna informó que la generación fotovoltaica cubrió el 26 % de la demanda eléctrica de junio de 2025 ▲⁶⁷⁰. Para las ampliaciones, cada minera necesita acordar con su proveedor eléctrico cómo abastecerá el tratamiento del mineral y qué respaldo tendrá antes de comprar los equipos de proceso ◆⁶⁷¹.

¿Qué tiene que llegar antes de la primera producción de Diablillos?

La solicitante de Diablillos declaró en el plan aprobado en el RIGI el comienzo de la construcción en julio de 2026 y de la operación en julio de 2029 ▲⁶⁷². AbraSilver espera una decisión final de inversión para el segundo trimestre de 2027 y condiciona a ella la primera producción antes de terminar 2029 ▲⁶⁷³. La empresa prevé decidir la inversión después del inicio de construcción que había declarado en el plan aprobado ●⁶⁷⁴. Antes de comprometer obras asociadas, Salta, Catamarca y la empresa tendrían que acordar un cronograma que incorpore la decisión de inversión, la construcción y la puesta en marcha ◆⁶⁷⁵.

AbraSilver estima 721,5 millones de dólares de capital inicial desde la decisión de inversión hasta la producción ▲⁶⁷⁶. El abastecimiento eléctrico comenzaría con diésel y pasaría a la red en el tercer año operativo ▲⁶⁷⁷. AbraSilver y el operador de red necesitan acordar el punto de conexión, las obras y quién las financia antes de la decisión de inversión prevista para 2027; durante la construcción, la empresa tendría que contratar el combustible y la capacidad de generación para operar hasta la conexión ◆⁶⁷⁸.

Salta proyectó más de 2.000 empleos directos e indirectos durante la construcción de Diablillos ▲⁶⁷⁹. La provincia planteó repartir por mitades entre Salta y Catamarca la capacidad de contratación local ▲⁶⁸⁰. Las provincias, las instituciones de formación y la empresa podrían acordar los oficios y las vacantes antes de comenzar la obra, y seguir cuántas personas residentes consiguen trabajo y lo conservan al pasar a operación ◆⁶⁸¹.

¿Qué producción y qué capacidades conviene preparar hacia 2035?

AbraSilver proyecta para los primeros cinco años completos de Diablillos una producción anual media de 13,9 millones de onzas de plata y 89 mil de oro ▲⁶⁸². Si la primera producción llegara antes de terminar 2029 y los cinco años completos fueran de 2030 a 2034, el proyecto produciría unos 69,5 millones de onzas de plata y 445 mil de oro antes de 2035, siempre que cumpliera los promedios del estudio ◆⁶⁸³. Para transformar esa escala en un plan, la empresa tendría que publicar la secuencia anual de mineral tratado y metal recuperado, junto con el consumo de agua, electricidad y combustible; las autoridades provinciales necesitarían contrastarla con los permisos y la disponibilidad de cada suministro ◆⁶⁸⁴.

En Gualcamayo, Minas Argentinas había proyectado 120.000 onzas anuales de oro para Carbonatos Profundos ▲⁶⁸⁵ y el inicio de la producción desde 2029 ▲⁶⁸⁶. En septiembre de 2026, Minas Argentinas proyectó 166.000 onzas anuales y producción comercial entre 2030 y 2031 ▲⁶⁸⁷. La empresa tendría que conciliar la producción y la fecha de entrada antes de que sus proveedores comprometan capacidad para la ampliación ◆⁶⁸⁸. Minas Argentinas prevé una mina subterránea y el tratamiento de minerales refractarios mediante oxidación a presión ▲⁶⁸⁹. Conviene que la empresa y las instituciones técnicas preparen la formación para operar y mantener esa planta junto con la ingeniería del proyecto ◆⁶⁸⁸.

Río Negro informó en agosto de 2026 que la normalización de Calcatreu contemplaba incorporar progresivamente a treinta trabajadores y capacitar a otras treinta personas ▲⁶⁹⁰. La provincia y la empresa podrían comprobar las incorporaciones y la continuidad laboral por separado de las capacitaciones; para los municipios receptores conviene seguir también la residencia y el acceso a vivienda y servicios ◆⁶⁹¹.

Uranio y nuclear. ¿Cómo sostener los reactores y recuperar el abastecimiento local?

Argentina dejó de producir uranio minero en 1997 y cubrió el abastecimiento posterior con importaciones ▲⁶⁹². En agosto de 2026, la extensión de vida de Atucha I alcanzaba un avance del 60 % y tenía una finalización estimada a mediados de 2027 ▲⁶⁹³. Atucha I utiliza uranio levemente enriquecido; Atucha II y Embalse, uranio natural ▲⁶⁹⁴. Abrir una mina deja por resolver el suministro de combustible apto para cada central. Entre la extracción y el reactor, el uranio requiere conversión y fabricación del combustible, además de enriquecimiento para Atucha I ●⁶⁹⁵.

Dioxitek tiene otro plazo por atender: la ARN (Autoridad Regulatoria Nuclear) prorrogó la licencia de su planta de dióxido de uranio por dieciocho meses desde el vencimiento o hasta la renovación, lo que ocurra primero. La continuidad quedó condicionada a informes trimestrales sobre sus compromisos ▲⁶⁹⁶. Antes del retorno previsto de Atucha I, conviene que Nucleoeléctrica y Dioxitek acuerden cantidades, especificaciones y fechas de entrega por central, con una alternativa de abastecimiento si la nueva minería se demora ◆⁶⁹⁷.

¿Qué tendría que resolver Ivana antes de vender uranio a las centrales?

Ivana Minerales contrató ingeniería y ensayos metalúrgicos para avanzar los estudios de su proyecto en Río Negro ▲⁶⁹⁸. Blue Sky Uranium proyecta en la evaluación económica preliminar una producción media anual de 1,5 millones de libras del compuesto de uranio U3O8 durante once años ▲⁶⁹⁹. La CNEA (Comisión Nacional de Energía Atómica) estimó una necesidad de 220 toneladas anuales para las centrales existentes, según la Secretaría de Minería; la Secretaría no precisó la base química ni el año de consumo ▲⁷⁰⁰. Ivana Minerales, Dioxitek y Nucleoeléctrica necesitan expresar oferta y consumo en el mismo material, con las pérdidas de procesamiento y los inventarios por separado, antes de comprometer cuánto podrían sustituir de las importaciones ◆⁷⁰¹.

La conexión prevista para Ivana es una línea de 30 km hasta la red regional en Valcheta o la ruta nacional 3 ▲⁷⁰². Ivana prevé 90 kW sólo para el bombeo de relaves, recuperación y manejo de agua ▲⁷⁰³. Antes de decidir la construcción, conviene que Ivana Minerales entregue al operador de red la demanda completa de la mina y la planta, y acuerde el acceso y el financiamiento de su propia conexión ◆⁷⁰⁴.

Ivana prevé alrededor de 105 personas para la operación minera, incluidas funciones técnicas y mantenimiento, y que la mayoría del personal resida en Valcheta, sin campamento operativo en la mina ▲⁷⁰⁵. Para que ese empleo pueda sostenerse en el lugar, la empresa y el municipio tendrían que acordar antes de la obra el alojamiento, el agua y el transporte que requerirá el personal. La empresa puede coordinar la formación con las instituciones educativas de la región y financiar las obligaciones ligadas a su proyecto ◆⁷⁰⁶.

Sierra Pintada, en Mendoza, se encontraba en parada prolongada y remediación según la cartera publicada en marzo de 2026 ▲⁷⁰⁷. Antes de habilitar una nueva explotación, conviene que la autoridad provincial y la empresa definan quién seguirá el agua, quién remediará el lugar y con qué financiamiento después del cierre ◆⁷⁰⁸.

La compra nacional de minerales nucleares tiene prioridad a condiciones de mercado; exportarlos requiere aprobación previa por contrato, garantía del abastecimiento interno y control del destino final ▲⁷⁰⁹. Antes de comprometer ventas, conviene que Nucleoeléctrica y Dioxitek definan qué pueden comprar y que los promotores negocien volumen, precio y entrega. Esa negociación necesita un contrato, además de la prioridad de compra prevista por la norma ◆⁷¹⁰.

¿Qué cabe preparar hacia 2035?

Atucha I tiene 362 MWe (megavatios eléctricos) brutos; Atucha II, 745, y Embalse, 656 ▲⁷¹¹. Las tres suman 1.763 MWe brutos ■⁷¹². En 2025, el MEM registró una máxima horaria de 28.094,06 MW ■⁷¹³. Las tres centrales reúnen una potencia bruta equivalente al 6,3 % de esa demanda ■⁷¹⁴.

Atucha II tiene licencia de operación hasta el 26 de mayo de 2036 ▲⁷¹⁵. Embalse inició en 2019 otro ciclo de treinta años, y la extensión de Atucha I prevé veinte años adicionales ▲⁷¹⁶. Si Atucha I completa sus trabajos y las centrales conservan sus autorizaciones, combustible, mantenimiento y personal, un escenario hacia 2035 puede concentrarse en sostener los 1.763 MWe brutos del parque existente. Conviene preparar ese abastecimiento sin atribuir generación continua a los plazos de diseño ◆⁷¹⁷.

Atucha III se anunció por contrato en febrero de 2022 con 1.200 MWe brutos; la unidad figuraba suspendida en junio de 2025 ▲ 718. En 2025 esa unidad no aportaba electricidad ● 719. CAREM, el prototipo de la CNEA de 32 MWe, comenzó a construirse en 2014 y seguía en revisión en junio de 2025 ▲ 720. INVAP había obtenido la patente de diseño conceptual del ACR-300, un reactor compacto de 300 MWe, según el informe de junio de 2025; la CNEA había difundido una propuesta de cuatro módulos en el predio de Atucha ▲ 721. Los cuatro módulos sumarían 1.200 MWe, la misma potencia anunciada para Atucha III ■ 722. Atucha III y los cuatro módulos ACR-300 ofrecen alternativas para una incorporación de la misma escala ● 723.

Una nueva instalación nuclear relevante requiere licencia de construcción de la ARN y aprobación provincial del emplazamiento ▲ 724. Para evaluar una entrada antes de 2035, Nucleoeléctrica, la CNEA y los promotores del ACR-300 tendrían que presentar por separado el presupuesto comprometido, el responsable de ejecución, el combustible, las licencias y la fecha de servicio de cada alternativa. Conviene revisar esa secuencia cada año antes de contar con sus megavatios ◆ 725.

La ARN exige formación especializada para las licencias y autorizaciones del personal que cumple funciones relevantes para la seguridad nuclear ▲ 726. Nucleoeléctrica y la CNEA pueden coordinar con las instituciones formadoras reconocidas los perfiles y las prácticas necesarios antes de cada puesta en marcha. Las instituciones formadoras tendrían que informar cuántas personas se formaron y obtuvieron habilitación para cada función ◆ 727.

Renovables y almacenamiento. ¿Cómo convertir el sol y el viento en electricidad disponible para producir?

En agosto de 2026 las renovables aportaron el 19 % de la generación eléctrica argentina, según el Instituto Argentino de la Energía ▲ 34. Para la transición hacia 2035 conviene aumentar la electricidad solar y eólica que usan las fábricas, las minas y los hogares, y planificar junto con ellas la red y el respaldo que permiten sostener ese consumo ◆ 728.

YPF Luz inauguró El Quemado con 305 MW instalados, pero el 15 de mayo de 2026 tenía 200 MW operando y los otros 105 en pruebas para obtener la habilitación comercial ▲ 729. Genneia informó el 4 de junio la operación plena de San Rafael, con 180 MW destinados a contratos privados en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) ▲ 730. La venta industrial tiene un ejemplo anterior: YPF Luz contrató con Minera Exar 36.000 MWh anuales de energía solar durante diez años ▲ 731. La minera compra energía producida por un parque solar. Para sostener su operación también necesita suministro en las horas sin sol ● 732.

¿Qué frena la energía que ya se produce?

CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico) informó que las restricciones en Cuyo y Patagonia estuvieron asociadas a 64 GWh de generación renovable que no pudo inyectarse en octubre de 2025, el 2,6 % de la energía posible. En junio de 2026 comunicó reducciones de 12 GWh, el 0,5 %, concentradas principalmente en esas regiones ▲ 733. En esos meses, parte del recurso disponible encontró un límite antes de llegar al usuario ● 734.

La Resolución 360/2023 permite asignar prioridad de despacho Referencial A en corredores sin disponibilidad plena. Prevé una probabilidad esperada de inyectar el 92 % de la energía anual característica bajo las condiciones de operación consideradas, hasta que las obras de transporte eviten las limitaciones ▲ 735. Un parque con esa prioridad puede sufrir restricciones

de entrega aunque cumpla la expectativa anual ●⁷³⁶. La Resolución 311/2025 reserva durante diez años la prioridad asociada a ampliaciones de transporte del MATER, contados desde la notificación de la asignación ▲⁷³⁷. Para que ese plazo termine en una línea disponible conviene acordar antes el financiamiento, quién construye, la fecha de habilitación y qué ocurre si el parque llega primero ◆⁷³⁸.

En el sur, ¿llevar el viento a la industria o la industria al viento?

Para cada localización patagónica, las provincias, las transportistas y las empresas interesadas podrían comparar ambas alternativas antes de comprometer una gran demanda. Una fábrica próxima al parque también tendría que demostrar cómo funciona cuando cambia la generación, qué conexión necesita y con qué gas o almacenamiento cubre los faltantes. La ampliación de la red permitiría compartir recursos con otras regiones; acercar consumo podría aprovechar parte de la energía en el territorio. La elección necesita costos, horarios y obras con responsables para cada emplazamiento ◆⁷³⁹.

En el noroeste argentino y Cuyo convendría evaluar la combinación de generación solar próxima al consumo minero y contratos entre plantas separadas ◆⁷⁴⁰. En Lindero, Fortuna informó que el sol cubrió el 26 % de la demanda eléctrica de junio de 2025 ▲⁶⁷⁰. En septiembre, el Ministerio de Producción y Minería de Salta comunicó la incorporación de 6 MWp (megavatios pico) solares adicionales y una batería de 12 MWh ▲⁷⁴¹. Los paneles se miden por su potencia y la batería, además, por la energía que guarda; qué parte del consumo cubre el sol se sabe recién comparando generación y demanda del mismo período ●⁷⁴². Para ampliar estos esquemas conviene que las mineras y los operadores eléctricos acuerden la carga de cada proceso, las horas que admite desplazar y el respaldo de los equipos que necesitan funcionar continuamente ◆⁷⁴³.

El almacenamiento del sistema tiene otra escala. El Ministerio de Economía informó el 7 de julio de 2026 que se habían adjudicado 700,5 MW en la primera etapa de AlmaSADI, con una inversión estimada de 700 millones de dólares. Para AlmaGBA comunicó 713 MW adjudicados en nodos críticos del área metropolitana de Buenos Aires y obras en ejecución para su puesta en marcha ▲⁷⁴⁴. Los dos programas suman 1.413,5 MW adjudicados ■³⁶⁰. Para elegir dónde instalar nuevas baterías conviene comparar cuánto mejora el suministro cerca de un centro de consumo y cuánto permite aprovechar la generación junto a un parque. CAMMESA y las transportistas tendrían que evaluar cómo cambia la circulación eléctrica en cada alternativa, antes de atribuir a una batería metropolitana una mejora de la salida patagónica ◆⁷⁴⁵.

¿Cuánto tiempo sostiene el suministro una batería?

Para contar con una entrega simultánea hace falta verificar qué potencia tienen disponible los equipos y qué permiten sus conexiones. La duración depende, además, de la energía almacenada ●⁷⁴⁶. Antes de contar ese almacenamiento para un invierno o un verano, CAMMESA y los adjudicatarios tendrían que reunir por proyecto los MWh utilizables, la potencia de carga y descarga, las pérdidas, las restricciones del nodo y la fecha de habilitación. Las pruebas de puesta en servicio deberían comprobar cuánto entrega cada instalación y durante cuánto tiempo ◆⁷⁴⁷.

Con esas capacidades comprobadas, convendría coordinar la carga de las baterías con las horas de generación disponible y reservar su descarga para las horas o contingencias que cada contrato necesite cubrir. Las centrales a gas podrían cubrir los faltantes que excedan

esa combinación, siempre que tengan combustible y transporte asegurados. El agua disponible para generación hidroeléctrica y los intercambios también tendrían que entrar en esa programación ♦⁷⁴⁸.

La industria que evalúa instalarse tendría que considerar el precio de la energía, la potencia contratada, la conexión, las ampliaciones compartidas, el respaldo y el costo de una interrupción. Conviene comparar esos componentes para el mismo horario de trabajo y mostrar por separado los impuestos. Las empresas generadoras, sus compradores y las transportistas podrían preparar esa comparación antes de firmar el suministro. Una oferta con mucha energía solar anual necesita mostrar además cuánto cuesta abastecer un turno nocturno ♦⁷⁴⁹.

¿Qué parte de la transición se fabrica en el país?

GRI Calviño declara capacidad para producir 500 secciones de torres por año ▲⁷⁵⁰. Sin embargo, la Resolución 218/2026 mencionó la paralización de su planta en el análisis preliminar que abrió una investigación antidumping ▲⁷⁵¹. IMPSA declara capacidad para fabricar componentes mecánicos y eléctricos de aerogeneradores, y Sidergy ofrece tubos y perfiles para seguidores y estructuras solares ▲⁷⁵².

Para que la expansión deje fabricación conviene que los desarrolladores publiquen con anticipación sus necesidades de componentes y mantenimiento. Los proveedores podrían contrastarlas con lo que pueden producir, los ensayos que necesitan y el plazo para entregar. Las provincias y las instituciones técnicas podrían acompañar esa preparación con formación y certificación, mientras cada contrato exigiría calidad, precio y cumplimiento. Hacia 2030, las provincias y los desarrolladores podrían comprobar cuánto se fabricó y vendió desde el país, qué parte se produjo en cada provincia y cuántos proveedores siguieron vendiendo después de la primera obra ♦⁷⁵³.

El empleo también cambia cuando termina la construcción. YPF Luz informó más de 350 personas en el pico de obra de El Quemado y un 87 % de mano de obra que la empresa calificó como local ▲⁷⁵⁴. Para que esas capacidades permanezcan, las empresas y las escuelas técnicas podrían vincular la formación de obra con el mantenimiento de parques, subestaciones y baterías. Conviene seguir a quienes completan la formación hasta su contratación y distinguir los puestos temporarios de los que continúan en operación. Los municipios receptores necesitarían acordar con los proyectos el alojamiento y los servicios de la obra, y qué equipamiento queda disponible después ♦⁷⁵⁵.

Antes de aprobar nuevos parques, líneas y baterías, las autoridades provinciales y municipales deberían acordar con las empresas el uso del suelo, las evaluaciones ambientales que correspondan y las responsabilidades de cierre. Conviene prever quién retira o reemplaza los equipos y financia su tratamiento al final de uso. En una región que reciba varias instalaciones, esa evaluación tendría que considerar su convivencia con otras actividades y con las poblaciones cercanas ♦⁷⁵⁶.

Hacia 2030, conviene comprobar si los generadores habilitaron los parques contratados junto con sus conexiones, si los adjudicatarios pusieron en servicio el almacenamiento y cuánto de la energía disponible llega a los consumidores. Para cada corredor, CAMMESA, las transportistas y los desarrolladores podrían revisar trimestralmente las fechas y las restricciones. Las provincias y las empresas compradoras podrían usar esa revisión para decidir qué nuevas industrias tienen suministro asegurado y qué ampliación necesitan antes de comenzar a operar ♦⁷⁵⁷.

¿Qué escala conviene preparar hacia 2035?

En 2025 el parque renovable sumó 1.010 MW nuevos, según CAMMESA ▲ 758. Si el país sostuviera ese ritmo hasta 2035, incorporaría unos 10.100 MW más ◆ 759. Con el indicador oficial de 2018, de 0,2 empleos directos por MW en operación y mantenimiento ▲ 760, ese parque nuevo sostendría unos 2.000 puestos permanentes, además de los de cada obra ■ 761. Los 1.413,5 MW de almacenamiento adjudicados equivalen al 14 % de esa potencia nueva ■ 762. La pieza que decide si ese ritmo se sostiene es el corredor: la reserva de prioridad del MATER dura diez años ▲ 737, el mismo plazo que el escenario, y los vertidos de octubre de 2025 muestran que Cuyo y Patagonia ya encuentran el límite ● 763. La escala siguiente tendría que decidirse con los MWh efectivamente entregados, el costo completo para cada industria y los empleos y componentes que quedan en el país ◆ 764.

Intercambios con países vecinos. ¿Qué puede aportar cada conexión cuando la Argentina necesita energía?

En agosto de 2026 la Argentina importó 469,2 GWh de Brasil, 370,6 de Uruguay, 61,1 de Bolivia, 7,0 de Paraguay y 2,4 de Chile. El país recibió esa energía por compras internacionales, además de su participación en la generación hidroeléctrica binacional ▲ 765. La pieza que ordena el próximo intercambio es la disponibilidad en la hora en que se lo necesita: una línea puede admitir más electricidad que la que un vecino está dispuesto a entregar ● 766.

El norte tiene un vínculo eléctrico entre Yaguacua, en Bolivia, y Tartagal: la línea Juana Azurduy de Padilla, de 132 kV y 120 MW de capacidad, comenzó a exportar hacia la Argentina en 2023 ▲ 767. En el enlace Andes–Salta, el permiso chileno limita los intercambios a 80 MW hacia la Argentina y 200 MW en sentido contrario, con entregas interrumpibles ▲ 768. Durante el primer semestre de 2026, los envíos de Andes Solar II A hacia la Argentina excedían los que de otro modo se desperdiciarían, costo marginal cero —el costo de producir una unidad adicional de electricidad— y la batería de la central completamente cargada ▲ 769. Para las demandas del norte conviene evaluar esos bloques por horario, junto con la generación propia y las restricciones de las líneas que llevan la electricidad hasta cada consumo ◆ 770.

En San Juan hay un ejemplo ligado directamente a una actividad: Barrick anunció en diciembre de 2022 la energización de la línea que abastece Veladero desde la red chilena; esa conexión no implica que la mina esté conectada al Sistema Argentino de Interconexión ▲ 668. Para nuevos consumos mineros de Cuyo, las empresas y las provincias podrían comparar desde el inicio el abastecimiento argentino, el chileno y la generación propia, incluyendo conexión, respaldo y costo durante toda la operación ◆ 771.

En el Litoral, el cuadrilátero de Salto Grande admite intercambios con Uruguay de hasta 2.000 MW, sin que esa capacidad física constituya un compromiso de entrega por hora ▲ 772. Uruguay obtuvo el 98 % de su generación eléctrica de 2025 de fuentes renovables, según cifras preliminares ▲ 773. Durante la sequía de 2021, Punta del Tigre cubrió momentos críticos y permitió exportar cuando los vecinos pedían energía ▲ 774. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) había planteado dudas en su evaluación correspondiente a 2016–2020 sobre la eficiencia de esa inversión, entre otros límites por su utilización y la incertidumbre del gas argentino ▲ 775. Para contratar respaldo conviene comparar cuánto cuesta tenerlo disponible y cuántas horas puede entregarse, además de la energía comprada ◆ 776.

Con Paraguay, cada país tiene derecho a retirar hasta la mitad de la energía de Yacyretá; las cesiones son voluntarias y se compensan según las necesidades de cada margen ▲⁷⁷⁷. Brasil también ofrece modalidades de exportación de excedentes hidráulicos y térmicos, ambas interrumpibles y sin obligación de devolver la energía recibida. La modalidad hidráulica tiene vencimiento el 31 de diciembre de 2026 ▲⁷⁷⁸. Para el abastecimiento del Litoral y su conexión con los consumos del centro del país, CAMMESA tendría que distinguir cada verano e invierno las entregas contratadas de las compras que sólo pueden hacerse si sobra energía al otro lado ◆⁷⁷⁹.

En 2019, la Secretaría de Gobierno de Energía preveía exportaciones regionales de gas por unos 25 millones de m³ diarios hacia 2030, como salida para la producción que excediera al consumo en los meses de menor demanda ▲⁷⁸⁰. En julio de 2026 la Argentina exportó a Chile un promedio de 8,14 millones de m³ diarios y a Uruguay, 0,41 ▲⁷⁸¹. Entre los dos suman 8,55, un tercio de lo que la planificación de 2019 esperaba para 2030; julio es un mes de invierno, así que la comparación vale como orden de magnitud ■⁷⁸². En noviembre de 2024, YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) había anunciado contratos interrumpibles entre TotalEnergies y Matrix para llevar gas de las cuencas Neuquina y Austral a Brasil a través de Bolivia ▲⁷⁸³. La ruta por Paraguay integraba las alternativas estudiadas en abril de 2026 para alcanzar exportaciones firmes; esas alternativas requerían nueva infraestructura argentina ▲⁷⁸⁴.

Las centrales a gas tendrían que entrar en el mismo calendario de abastecimiento que los hogares, la industria y los barcos de GNL ◆⁷⁸⁵. Antes del invierno de 2027, conviene verificar la continuidad de la modalidad brasileña de exportación de excedentes hidráulicos. La Secretaría de Energía, CAMMESA y las empresas podrían preparar un calendario conjunto con sus contrapartes vecinas: conexión disponible, entrega por hora, combustible contratado y quién reduce su consumo si falta gas. Los compromisos para 2028 tendrían que revisarse contra la entrada efectiva de San Matías; los de 2035, contra la producción y el transporte que se vayan incorporando ◆⁷⁸⁶.

Centros de datos. ¿Qué tendría que recibir una comunidad que aloje un nuevo gran consumidor?

Sur Energy anunció en octubre de 2025 una carta de intención con OpenAI para desarrollar Stargate Argentina, de hasta 500 MW ▲⁷⁸⁷. OpenAI describió el acuerdo como una exploración y su participación como comprador como una posibilidad ▲⁷⁸⁸. Si un proyecto de esa escala avanza, conviene revisar con él las obras y el abastecimiento de la región, conservando un escenario de expansión que también funcione si la inversión no se concreta ◆⁷⁸⁹.

Las grandes demandas comprendidas en el régimen de demandas extratendenciales deben registrar ante la Secretaría de Energía la conexión, las ampliaciones de transporte, la energía anual y la fecha de habilitación previstas, junto con un Plan Especial de Abastecimiento ▲⁷⁹⁰. Las demandas comprendidas en ese régimen deben acreditar mensualmente contratos con nueva oferta elegible por al menos el 80 % de la energía que consumen ▲⁷⁹¹. Para procesamiento de datos, la cobertura contractual mínima de potencia firme llega al 115 % del requerimiento máximo, salvo reducción excepcional autorizada, y debe poder abastecer físicamente el nodo de consumo ▲⁷⁹². Antes de reservar capacidad para un centro, conviene que el promotor demuestre cómo cumple esas condiciones en cada etapa y quién paga las obras que necesita ◆⁷⁹³.

Jensen Huang, director ejecutivo de Nvidia, reconoció en CBS que la industria tendría que haber hablado antes con las comunidades y que no supo llegar a cada pueblo «como visitante» ▲⁷⁹⁴. En la Argentina, ese diálogo tendría que empezar mientras todavía se puede elegir el lugar, el tamaño y la forma de abastecer el centro. La provincia y el municipio necesitan acordar con el promotor beneficios verificables para la población, con fechas, financiamiento y consecuencias por incumplimiento ◆⁷⁹⁵.

El primer beneficio puede ser una mejora del servicio eléctrico local: obras pagadas por la empresa que también amplíen la capacidad para viviendas, comercios e industrias de la zona. Conviene que el contrato identifique cuánto de cada obra sirve al centro y cuánto queda disponible para esos usuarios, y que evite trasladarles los costos adicionales del proyecto. Para el agua, el acuerdo tendría que fijar la fuente, el volumen máximo y las reducciones exigibles durante una escasez, con medición pública. El municipio necesita acordar también las distancias a las viviendas y las condiciones de ruido y circulación antes de aprobar la localización ◆⁷⁹⁶.

La empresa puede comprometer formación y compras locales con metas comprobables, además de financiar obras comunitarias elegidas con los vecinos. Conviene distinguir los puestos de construcción de los empleos que permanecerán durante la operación, y ligar los incentivos públicos al cumplimiento efectivo de esos compromisos. Si llegan estas inversiones, las mejoras para quienes viven alrededor tendrían que empezar junto con las obras del centro ◆⁷⁹⁷.

Añelo. ¿Cómo hacer que las obras de servicios lleguen antes que la próxima expansión?

El departamento Añelo pasó de 10.786 habitantes en 2010 a 18.166 en 2022, un crecimiento del 68,4 % publicado por la provincia ▲⁷⁹⁸. En la localidad, la provincia registró 1.102 cambios de domicilio entre el 1 de enero y el 20 de agosto de 2024 ▲⁷⁹⁹. Para ordenar la expansión hasta 2030, el municipio y la provincia necesitan localizar las viviendas ocupadas, los alojamientos temporales y los terrenos que pueden recibir servicios. Al cierre de 2026, podrían acordar una primera programación por barrio, con la población residente y la temporal identificadas por separado ◆⁸⁰⁰.

En el Censo 2022, el 80,7 % de los hogares del departamento tenía acceso al agua ▲⁸⁰¹. El 15 de enero de 2024 la provincia informó la inauguración de un módulo de abastecimiento en Añelo, con una inversión informada de 200 millones de pesos nominales y capacidad prevista para beneficiar a 5.000 personas ▲⁸⁰². Antes de aprobar nuevos lotes, al municipio, la provincia y el prestador de agua les conviene comprobar qué barrios abastece esa instalación, cuántos hogares reciben el servicio y con qué continuidad. Pueden acordar la siguiente ampliación con su caudal requerido, financiamiento y fecha de habilitación ◆⁸⁰³.

La pieza que conviene asegurar es la llegada de los servicios antes de ocupar los nuevos lotes. El municipio y los prestadores tendrían que vincular la habilitación de cada etapa urbana con agua, desagües, electricidad y acceso transitable. Las empresas necesitan informar antes de cada fase de obra cuántas personas contratarían, cuánto tiempo permanecerían y cómo prevén alojarlas. Con ese calendario, municipio, provincia y empresas pueden acordar qué obras requiere cada proyecto, quién las paga y quién atenderá su operación después de la construcción ◆⁸⁰⁴.

El Instituto Vaca Muerta anunció formación en perforación, fractura hidráulica, producción, instrumentación, mantenimiento mecánico y eléctrico, y seguridad operativa ▲⁸⁰⁵. Antes de abrir las próximas cohortes, las empresas y el instituto pueden acordar prácticas en puestos

concretos y fechas de incorporación. El municipio necesita seguir cuántas personas formadas consiguen trabajo y pueden vivir en Añelo durante la operación. Para hacerlo, puede relevar cada trimestre alquileres, disponibilidad de vivienda y costos de traslado, junto con la duración de los empleos ♦ 806.

Para 2030, el municipio y las áreas provinciales de salud, educación y cultura podrían programar también los servicios que acompañan la residencia: atención de salud, lugares de estudio, conectividad, espacios verdes, deporte y actividades culturales. Conviene fijar para cada obra un responsable de mantenimiento y un presupuesto de funcionamiento antes de construirla. Las empresas pueden comprometer los aportes ligados a sus proyectos al mismo tiempo que acuerdan sus necesidades de alojamiento y personal. Provincia y municipio necesitan publicar cuánto recibe Añelo, en qué obra se usa y cuándo comienza a prestar servicio a sus habitantes ♦ 807.

Piezas compartidas. ¿Qué necesitan todas las actividades y en qué orden tiene que llegar cada cosa?

¿Cómo se reparte el gas cuando llega el invierno?

El gas abastece a la vez a las centrales eléctricas, a las plantas de litio y a los barcos de GNL. En el litio, Eramine describe una cogeneración con cuatro generadores de 7 MW, conexión al gas y recuperación del calor para producir vapor y agua caliente ▲ 626. Esa instalación correspondería a Centenario ● 627. Si Eramet evalúa comprar electricidad de la red, necesita presupuestar también cómo reemplazaría el calor que hoy obtiene de sus propios equipos ♦ 628. Los dos barcos de SESA requieren 27 millones de m³ diarios ▲ 540.

En julio de 2028 el gas puede faltar si San Matías todavía no opera y los dos barcos toman su gas de la red troncal ■ 601, un escenario contrario al plan que anuncia la empresa, que usa la capacidad existente en los meses de menor demanda ▲ 574. La pieza que decide es la fecha de entrada de San Matías Pipeline. SESA prevé terminarlo a mediados de 2028, el mismo invierno en que puede aparecer el faltante, sin margen entre una fecha y otra ● 808. Conviene asegurar el gasoducto dedicado antes de ese invierno o acordar que los barcos reduzcan su toma de la red durante los meses fríos ♦ 579.

¿Qué corredor permite que la generación y el consumo crezcan juntos?

Josemaría obtuvo autorización de acceso para 260 MW en su fase inicial ▲ 245. Aguada Pichana Este pasó de 7 a 22 MW de potencia autorizada ▲ 493. Del lado de la generación, CAMMESA informó 64 GWh renovables que no pudieron inyectarse en octubre de 2025 por restricciones en Cuyo y Patagonia ▲ 733. Las minas de San Juan y del noroeste y los yacimientos de Neuquén piden capacidad de transporte, mientras parte de la energía renovable de Cuyo y Patagonia no encuentra salida. La pieza que decide es el orden en que se construyen los refuerzos, y ese orden depende de cuándo llega cada usuario ● 809.

Ese orden puede fijarse si cada promotor informa al operador su punto de conexión, su curva de carga y su fecha de entrada antes de dimensionar las ampliaciones ♦ 494.

¿Quién asegura el agua y la energía necesaria para llevarla?

Vicuña propone llevar desde Chile 2.000 litros por segundo de agua desalinizada para su tercera etapa, con financiamiento separado para esa infraestructura ▲⁶⁴⁸. Los Azules estima un pico de uso de agua del sitio de 244,2 litros por segundo ▲⁶⁵¹. En Los Patos, la Corte de Justicia de Catamarca levantó la cautelar en marzo de 2026, mientras continuaba el proceso principal ▲⁶³⁰. La pieza que decide es quién financia y opera el suministro de agua. Vicuña lo separa del financiamiento de la mina, y en Los Patos lo condiciona un proceso judicial abierto ●⁸¹⁰.

Antes de comprometer la expansión de Vicuña, la empresa necesita identificar al financiador y al operador del suministro, los permisos y la fecha de disponibilidad. Los responsables de las redes tendrían que incorporar también la electricidad que consumen la desalinización y el bombeo, según dónde se consuma ◆⁶⁴⁹.

¿Cómo se prepara la residencia junto con el empleo?

El departamento Añelo pasó de 10.786 habitantes en 2010 a 18.166 en 2022, un crecimiento del 68,4 % publicado por la provincia ▲⁷⁹⁸. El proyecto Ivana prevé unas 105 personas para la operación minera y que la mayoría resida en Valcheta ▲⁷⁰⁵. Calcatreu acordó en agosto de 2026 incorporar progresivamente a treinta trabajadores y capacitar a otras treinta personas ▲⁶⁹⁰. Antes de agosto de 2026, la campaña de campo de Los Azules llegó a ocupar a más de 500 personas, casi el 90 % contratadas en San Juan ▲⁶⁵⁶.

La pieza que decide es la vivienda y los servicios del municipio receptor. Ivana cuenta con que la mayoría de su personal viva en Valcheta, sin campamento en la mina ●⁸¹¹. Conviene que los servicios lleguen antes que la ocupación de nuevos lotes, y que cada empresa anticipe cuántas personas contratará en cada fase y por cuánto tiempo ◆⁸⁰⁴.

Hitos. ¿Qué tiene que pasar cada año entre 2026 y 2035?

Año	Hitos y condiciones
2026	TGS comenzó en febrero la ampliación del Gasoducto Perito Moreno ▲ ⁵³⁸ y decidió en junio la inversión en su planta de líquidos ▲ ⁵⁴⁶ . SESA comenzó San Matías Pipeline en agosto ▲ ⁵⁷¹ . Eni esperaba la decisión de inversión de Argentina LNG para fines de año ▲ ⁴⁶⁴ .
2027	Oldelval esperaba habilitar Duplicar Norte en el primer trimestre ▲ ⁵⁰⁵ . YPF preveía las primeras exportaciones por VMOS a comienzos de año ▲ ⁴⁹⁹ y una capacidad de 550 mil barriles diarios durante el segundo semestre ▲ ⁵⁰⁰ . TGS prevé sumar 14 millones de m ³ diarios de transporte por el Perito Moreno para el invierno ▲ ⁵³⁸ . La extensión de vida de Atucha I tiene finalización estimada a mediados de año ▲ ⁶⁹³ . Golar proyecta la operación del Hilli en el segundo semestre ▲ ⁵⁷³ . Diablillos, Los Azules y la expansión de Centenario esperan su decisión de inversión ■ ⁴⁷³ .
2028	SESA prevé terminar San Matías Pipeline a mediados de año ▲ ⁵⁷¹ . Golar espera comenzar el contrato argentino del Esperanza durante el segundo semestre ▲ ⁵⁷⁶ . Si en julio San Matías todavía no opera, el invierno puede quedar corto de gas ■ ⁶⁰¹ . Río Tinto prevé la primera producción de Rincón ▲ ⁶¹⁹ .
2029	Abra Silver espera producir en Diablillos antes de terminar el año, sujeto a la decisión final de inversión prevista para el segundo trimestre de 2027 ▲ ⁶⁷³ .
2030	McEwen apunta a la producción comercial de cátodos de Los Azules, condicionada al financiamiento y las aprobaciones ▲ ⁶⁴¹ . TGS prevé operar su planta de líquidos del gas natural ▲ ⁵⁴⁶ . Minas Argentinas proyectó en septiembre de 2026 la producción comercial de Carbonatos Profundos, en Gualcamayo, entre 2030 y 2031 ▲ ⁶⁸⁷ .
2031	YPF prevé que operen las dos unidades flotantes de Argentina LNG ▲ ⁴⁹⁰ . Rincón llegaría aproximadamente a plena capacidad si empieza en 2028 y completa los tres años de aumento gradual anunciados ■ ⁶²⁰ .
2032–2033	Ninguna de las fuentes reunidas fija una decisión, una obra o una entrada en servicio para estos años. Es el tramo del calendario para el que las fuentes reunidas no fijan ningún hito ● ⁴⁷⁴ .
2034	La Secretaría de Minería proyecta el inicio de El Pachón ▲ ⁶⁶⁰ .

2035 Año de referencia de las escalas de cada actividad.

¿Qué se decide en 2027 y qué sigue adelante sin esperar esas decisiones?

AbraSilver espera decidir Diablillos en el segundo trimestre de 2027 ▲⁶⁷³. McEwen prevé la decisión y el financiamiento integral de Los Azules a mediados de año ▲⁶⁴¹. Eramet contempla una posible decisión para la expansión de Centenario a fines de 2027 ▲⁶²². Son tres decisiones finales de inversión previstas para el mismo año, todavía por tomar ■⁴⁷³.

AbraSilver estima 721,5 millones de dólares de capital inicial para Diablillos ▲⁶⁷⁶. McEwen estima 3.170 millones para Los Azules ▲⁸¹². Con los 350 millones de la expansión de Centenario, las tres inversiones suman unos 4.240 millones de dólares, estimados con alcances y bases de precios distintos ■⁸¹³.

Si esas decisiones se demoran, se corre la minería: Diablillos en 2029, Los Azules en 2030 y la expansión de Centenario. El gas, el petróleo y la nuclear siguen su propio calendario: TGS y SESA ya iniciaron sus obras, YPF preveía exportar por VMOS a comienzos de 2027 y Atucha I avanza en su extensión de vida. La decisión que mueve la escala de gas llega antes, con Argentina LNG, prevista para fines de 2026 ●⁸¹⁴.

Eso ordena dos tratamientos para la red. Las obras que sirven a proyectos con obra iniciada o decisión tomada conviene comprometerlas ya. Las conexiones de Diablillos, Los Azules y la expansión de Centenario pueden avanzar en ingeniería y permisos, con la construcción condicionada a la decisión de cada empresa ◆⁸¹⁵.

Escala 2035. ¿Qué producción y qué capacidad conviene preparar?

Actividad	Escala hacia 2035 y condición
Petróleo	Vaca Muerta: cerca de 1,2 millones de barriles diarios , si sostiene la producción de julio de 2026 con sus destinos y VMOS transporta otros 550 mil barriles diarios, todos de producción adicional de la formación y vendidos ◆ ⁵³² .
Gas	Argentina necesitaría producir entre 227 y 269 millones de m³ diarios , según las dos sendas de consumo interno y los requerimientos de gas para GNL ■ ⁴⁷¹ .
Litio	Centenario podría sostener 35.000 toneladas anuales de LCE si estabiliza la planta existente y construye y opera la expansión estudiada ◆ ⁶³⁵ ■ ⁶³⁶ . Rincón podría sostener 53.000 toneladas anuales si mantiene su objetivo de producción anterior, cumple el arranque y completa el aumento gradual anunciado ◆ ⁶³⁸ .
Cobre	Los Azules y El Pachón podrían producir unas 486 mil toneladas anuales si ambos alcanzan en 2035 sus promedios proyectados; El Pachón tendría que hacerlo al año siguiente del inicio previsto ◆ ⁶⁶¹ .
Plata y oro	Diablillos podría acumular 69,5 millones de onzas de plata y 445 mil de oro entre 2030 y 2034 , si arranca antes de terminar 2029 y cumple los promedios de sus primeros cinco años completos ◆ ⁶⁸³ .
Nuclear	Las centrales existentes podrían sostener 1.763 MWe brutos , si Atucha I completa sus trabajos y vuelve al servicio, y cada central conserva autorizaciones, combustible, mantenimiento y personal ◆ ⁷¹⁷ .
Renovables	El país incorporaría 10.100 MW nuevos entre 2026 y 2035 si mantiene durante diez años los 1.010 MW agregados en 2025 ◆ ⁷⁵⁹ .
Almacenamiento	AlmaSAD y AlmaGBA reúnen 1.413,5 MW adjudicados de potencia, todavía sin operación comprobada ■ ³⁶⁰ .

Cuatro de las ocho escalas dependen, en todo o en parte, de una decisión de inversión que sus promotores todavía no tomaron: gas, por Argentina LNG; litio, por la expansión de Centenario; cobre, por Los Azules y por El Pachón, que figura como proyección de cartera; y plata y oro, por Diablillos ■⁸¹⁶. Salvo la nuclear, que sostiene centrales ya conectadas, cada

escala necesita además un corredor: oleoductos para el petróleo, gasoductos para el gas y el GNL, y líneas eléctricas para las minas, los parques y las baterías ●⁸¹⁷. Antes de contar con la energía de una instalación nueva para una industria, CAMMESA, las transportistas y los promotores necesitan comprobar dónde y cuándo podrá entregarse ◆⁸¹⁸.

Planes de acción. ¿Quién tiene que hacer qué, y antes de cuándo?

Responsable	Qué conviene hacer	Antes de
Organismos de energía, minería y regulación		
Secretaría de Energía y CAMMESA	Programar el combustible de las centrales junto con el consumo industrial y las exportaciones de gas y GNL ◆ ⁷⁸⁵ .	Contratar nuevas entregas eléctricas
Secretaría de Energía, CAMMESA, empresas y contrapartes vecinas	Acordar un calendario de conexiones, entregas horarias, combustible e interrupciones, y verificar si sigue la modalidad brasileña de excedentes hidráulicos ◆ ⁷⁸⁶ .	El invierno de 2027; revisarlo en 2028 con San Matías
Autoridades mineras y ambientales	Revisar por planta de litio la producción vendida, las horas de funcionamiento, los consumos de electricidad y gas, el agua extraída y los costos, junto con empleo y proveedores ◆ ⁶³⁹ .	Cada ampliación
Organismos concedentes y empresas	Explicitar las compensaciones y los mecanismos de revisión de cada contrato ◆ ⁵²³ .	Comprometer activos
Nucleoeléctrica, la CNEA y los promotores del ACR-300	Presentar por separado presupuesto, responsable, combustible, licencias y fecha de entrada de cada reactor nuevo, y dejarlo fuera de la oferta hasta que cumpla sus hitos ◆ ⁷²⁵ .	Contar con sus megavatios; revisión anual
CAMMESA y las transportistas		
Operadores de red	Recibir de cada promotor el punto de conexión, la curva de carga y la fecha de entrada, y ordenar con eso qué refuerzo llega primero ◆ ⁴⁹⁴ .	Dimensionar cada ampliación; para las minas, sus decisiones de 2027
CAMMESA y los adjudicatarios de baterías	Comprobar energía utilizable, potencia de carga y descarga, pérdidas, restricciones del nodo y habilitación de cada instalación ◆ ⁷⁴⁷ .	Contar con las baterías para un invierno o un verano
Transportistas, productores, Neuquén y Río Negro	Acordar las conexiones eléctricas de extracción y bombeo del petróleo, con nodo y fecha ◆ ⁵¹⁹ .	Las habilitaciones petroleras de 2027
Provincias		
Provincias y operadores de red	Preparar las ampliaciones por etapas y ligar su ejecución a que cada usuario confirme desembolsos y puesta en servicio ◆ ⁴⁸³ .	Comprometer obras para proyectos sin decisión
Salta, Catamarca y Abra-Silver	Acordar un calendario común de decisión, construcción y puesta en marcha de Diablillos ◆ ⁶⁷⁵ .	Comprometer obras asociadas
Ministerios de Catamarca y operadoras de Los Patos	Incorporar el calendario judicial y la evaluación conjunta de las extracciones de agua ◆ ⁶³¹ .	Fijar nuevas fechas de arranque
Provincias y municipios	Acordar con las empresas el uso del suelo, la evaluación ambiental y el retiro financiado de los equipos al final de su vida útil ◆ ⁷⁵⁶ .	Aprobar nuevos parques, líneas y baterías
Municipios receptores		
Añelo y Neuquén	Acordar una programación por barrio hacia 2030, con viviendas, alojamientos temporales y terrenos que pueden recibir servicios ◆ ⁸⁰⁰ .	El cierre de 2026
Añelo, Neuquén y el prestador de agua	Comprobar qué barrios abastece el módulo de agua y con qué continuidad, y acordar la siguiente ampliación ◆ ⁸⁰³ .	Aprobar nuevos lotes

Valcheta e Ivana Minerales	Acordar alojamiento, agua y transporte del personal, con las obligaciones del proyecto financiadas por la empresa ♦706.	La construcción
Río Negro, la empresa y los municipios cercanos a Calcatreu	Verificar las incorporaciones y la continuidad laboral por separado de las capacitaciones, y seguir residencia, vivienda y servicios ♦691.	Dar por cumplido el acuerdo de 2026
Empresas		
Eramet	Contrastar el funcionamiento de Centenario con las exigencias de la expansión ♦623.	Su decisión de fines de 2027
Abra Silver y el operador de red	Acordar conexión, obras y financiamiento, y contratar combustible y generación hasta conectarse ♦678.	La decisión del segundo trimestre de 2027
McEwen, sus financiadores y los responsables de las conexiones	Acordar la disponibilidad de fondos, agua y electricidad por etapa ♦643.	La decisión de mediados de 2027
Nucleoeléctrica y Dioxitek	Acordar especificaciones, cantidades y entregas de combustible por central, con una alternativa si se demora la nueva minería ♦697.	El retorno de Atucha I, previsto para mediados de 2027
SESA y los operadores del gas	Tener San Matías en operación o acordar la reducción de la toma de los barcos en los meses fríos ♦579.	Julio de 2028
Río Tinto	Conciliar el suministro y la demanda eléctrica de Rincón con su capacidad objetivo ♦625.	El arranque de 2028
Promotores de renovables	Acordar financiamiento, constructor y habilitación de la línea que evacúa cada parque ♦738.	Que el parque necesite usarla
Instituciones de formación		
Empresas, escuelas técnicas y universidades	Acordar qué trabajos de operación y mantenimiento podrán cubrirse con formación regional ♦657.	Construir
Empresas y el Instituto Vaca Muerta	Acordar prácticas en puestos concretos y fechas de incorporación ♦806.	Abrir cada cohorte
Operadoras e instituciones de Salta	Organizar prácticas remuneradas en mantenimiento, bombeo y operación de plantas ♦634.	El arranque de Rincón, en 2028
Nucleoeléctrica, la CNEA e instituciones reconocidas por la ARN	Coordinar perfiles, prácticas y autorizaciones del personal necesario ♦727.	Cada puesta en marcha

Ciencia e innovación. ¿Qué le toca a la ciencia?

La apertura de este capítulo nombra tres sectores que deciden: la Nación, el sector privado y la ciencia. Los planes de acción reparten tareas entre organismos, empresas, provincias, municipios e instituciones de formación, y a la ciencia sólo le piden formar personal. El capítulo 10 le asigna lo demás: setenta y un problemas abiertos del sistema eléctrico y de lo que se le liga, reunidos con una investigación por áreas y cotejados, cada uno con la evidencia de que es un problema, lo que ya existe en el país y afuera, qué entregaría y qué tipo de trabajo es. Lo que el informe pide a cambio es que cada resultado declare cómo se sabe, con el mismo esquema de cinco estados, y las bases de datos de este trabajo están disponibles para quien tome una de esas tareas, en las condiciones que fija el capítulo 0 ♦819.

Seguimiento. ¿Qué conviene revisar antes de comprometer la siguiente obra?

Las empresas, los organismos de energía y las provincias pueden revisar cada trimestre los plazos de obra junto con la producción, el suministro y las obligaciones territoriales. Conviene que cada revisión termine con una decisión: qué puede avanzar, qué compromiso necesita cumplirse antes y quién tiene que resolverlo ^{◆820}.

Decisión	Punto de partida	Próximo compromiso y seguimiento
Entrada en operación y producción	Rio Tinto prevé primera producción de Rincón en 2028 y tres años de aumento gradual. SESA prevé terminar San Matías Pipeline a mediados de 2028 ^{▲821} .	Las empresas necesitan contrastar cada trimestre avance físico, financiamiento y fecha de entrada. Antes de contratar la siguiente etapa, pueden acordar con sus proveedores cuándo estarán disponibles el agua, la electricidad y el transporte que requiere la producción ^{◆822} .
Suministro y costo de la electricidad	El Ministerio de Economía informó en julio de 2026 adjudicaciones de 700,5 MW para Alma SADI y de 713 MW para Alma GBA, estos últimos en nodos críticos del área metropolitana de Buenos Aires ^{▲823} .	CAMMESA, los transportistas y los promotores necesitan comprobar por nodo cuándo estarán habilitadas las instalaciones y cuánta energía podrán entregar en las horas requeridas. Cada usuario industrial puede comparar generación, red, almacenamiento e intercambios por costo completo de suministro, incluidas las interrupciones y el combustible del respaldo ^{◆818} .
Compras y aprendizaje de proveedores	En 2019, las compras mineras a proveedores nacionales, descontando el contenido importado, representaron el 50,8 % de las ventas mineras, según el Centro de Estudios para la Producción ^{▲824} .	Antes de comprar equipos, las empresas pueden acordar con proveedores y universidades qué componentes, mantenimiento y conocimientos se desarrollarán en la región. Las autoridades provinciales tendrían que seguir el origen de lo comprado, el trabajo realizado en el territorio y la continuidad de esas ventas durante la operación ^{◆825} .
Empleo y formación	El acuerdo de Calcatreu de agosto de 2026 contempla incorporar progresivamente a treinta trabajadores y capacitar a otras treinta personas ^{▲690} .	Las empresas y las instituciones formadoras necesitan vincular cada curso con una ocupación y una fecha de contratación. Al cerrar cada cohorte, pueden contrastar quién completó la formación, quién fue contratado, cuánto duró el puesto y dónde reside, distinguiendo construcción y operación ^{◆826} .
Exportaciones y tributación	La cohorte de principales proyectos mineros registró un superávit comercial de 586 millones de dólares en agosto de 2026, según la Secretaría de Minería ^{▲827} .	Antes de ampliar beneficios o comprometer ingresos futuros, las autoridades económicas necesitan contrastar cobros por ventas, pagos externos de bienes, servicios y financiamiento, utilidades remitidas e impuestos efectivamente pagados. Las empresas pueden presentar esos movimientos para el mismo proyecto y período ^{◆828} .
Fondos y servicios territoriales	Neuquén registró regalías hidrocarbúricas por 2.064.283 millones de pesos corrientes en 2025, según la información fiscal nacional ^{▲520} .	La provincia y cada municipio receptor pueden acordar, antes de habilitar nuevas etapas urbanas, qué fondos financiarán cada obra de servicios y su mantenimiento. Conviene revisar trimestralmente transferencias recibidas, ejecución de las obras y hogares efectivamente conectados ^{◆829} .

Para la cuenta de divisas, a los organismos económicos les conviene separar tres registros. El comercio devengado registra lo exportado e importado. La caja corriente registra los cobros y pagos de bienes, servicios, intereses y dividendos. La caja financiera registra los aportes de capital, la deuda y sus amortizaciones. Con cobros y pagos reconciliados para la misma cobertura y período, se evita contar dos veces los créditos comerciales ^{◆830}.

Para incorporar una mina, una planta industrial o un centro de datos a ese seguimiento, el promotor necesita identificar sus fechas, las conexiones propias y los compromisos de compra, formación y servicios de su proyecto. La provincia y el municipio pueden exigir la misma precisión sobre el beneficio que esperan recibir antes de acordar aportes o nuevas obras públicas ^{◆831}.

Largo plazo. ¿Qué compromisos que se firman hoy siguen vigentes entre 2040 y 2060?

Para las exportaciones de GNL, la Ley 24.076 prevé autorizaciones firmes por hasta treinta años desde la puesta en marcha de la planta o de cada etapa ▲⁸³². El Decreto 1057/2024 cuenta el plazo desde ese mismo hito ▲⁵⁶⁵.

Compromiso u horizonte	Inicio y duración publicados	Año de fin que resultaría
Contrato del Hilli	SESA decidió contratarlo por veinte años ▲ ⁵⁶⁸ . Golar prevé que opere en el segundo semestre de 2027 ▲ ⁵⁷³ .	2047, si el contrato comienza con ese arranque ■ ⁸³³ .
Contrato del MKII, luego llamado Esperanza	SESA decidió contratarlo por veinte años ▲ ⁵⁶⁹ . Golar espera iniciar el contrato argentino en el segundo semestre de 2028 ▲ ⁵⁷⁶ .	2048, si se cumple ese comienzo ■ ⁸³⁴ .
Exportación de GNL del Hilli: aplicación del máximo legal	Puesta en marcha prevista en 2027 ▲ ⁵⁷³ y hasta treinta años de autorización ▲ ⁸³² .	2057, sólo si arranca en 2027 y recibe el plazo completo ■ ⁸³⁵ .
Exportación de GNL del Esperanza: aplicación del máximo legal	Inicio del contrato argentino previsto en 2028 ▲ ⁵⁷⁶ y hasta treinta años de autorización desde la puesta en marcha ▲ ⁸³² .	2058, sólo si la puesta en marcha argentina ocurre en 2028 y recibe el plazo completo ■ ⁸³⁶ .
Exportación de Argentina LNG: aplicación del máximo legal	YPF prevé sus dos unidades en operación en 2031 ▲ ⁴⁹⁰ . La autorización puede alcanzar treinta años desde la puesta en marcha de cada etapa ▲ ⁸³² .	2061, más allá del horizonte de 2060, sólo si ambas arrancan en 2031 y reciben el plazo completo ■ ⁸³⁷ .
Estabilidad tributaria, aduanera y cambiaria del RIGI	Treinta años desde la adhesión del proyecto ▲ ⁸³⁸ .	Sin un año individual comprobado: las aprobaciones reunidas no acreditan por sí solas la fecha efectiva que inicia ese plazo ● ⁸³⁹ .
Estabilidad fiscal minera	Treinta años desde la presentación del estudio de factibilidad para los emprendimientos alcanzados ▲ ⁸⁴⁰ .	Sin un año individual comprobado: publicar una factibilidad no acredita cuándo se la presentó para obtener estabilidad fiscal ● ⁸⁴¹ .
Extensión de vida de Atucha I	Finalización de trabajos estimada a mediados de 2027 ▲ ⁶⁹³ y veinte años adicionales de operación ▲ ⁷¹⁶ .	Aproximadamente 2047, si completa la extensión y vuelve al servicio en 2027; horizonte operativo, sujeto a las licencias correspondientes ■ ⁸⁴² .
Segundo ciclo de Embalse	Comenzó en 2019 con una duración de treinta años ▲ ⁷¹⁶ .	2049 como horizonte de diseño, sujeto a las licencias correspondientes ■ ⁸⁴³ .
Vida de mina de Los Azules	Producción comercial como objetivo para 2030, condicionada a financiamiento y aprobaciones ▲ ⁶⁴¹ . El caso base de factibilidad prevé veintidós años de mina ▲ ⁶⁵⁰ .	Aproximadamente 2051, si empieza en 2030 y cumple esa duración ■ ⁸⁴⁴ .
Inversión de Argentina LNG durante toda su vida	YPF estima 51.000 millones de dólares durante la vida completa del proyecto, frente a 29.000 millones hasta 2031 ▲ ⁴⁹⁰ .	Sin final fechable: YPF no fija la duración total en ese anuncio ● ⁸⁴⁵ .

SESA podría terminar los contratos iniciales de sus barcos mientras aún conserva años de exportación autorizada, si obtiene el máximo legal. La continuidad de los mismos equipos durante todo ese plazo no se desprende de los contratos de veinte años ●⁸⁴⁶.

¿Cuánto gas habría que sostener y durante cuánto tiempo?

En 2040, Argentina necesitaría producir entre 219 y 269 millones de m³ diarios, según la senda de consumo interno y el gas requerido por Argentina LNG. Con los supuestos que llevan al mayor requerimiento, mantendría los mismos 269 millones de m³ diarios de 2035 ■⁸⁴⁷. Con el consumo interno en tendencia, necesitaría menos gas en 2040 que en 2035 ●⁸⁴⁸.

La pieza que decide es la capacidad de sostener el abastecimiento durante todo el plazo de exportación. Argentina podría autorizar exportaciones hasta la década de 2050, mientras la senda de producción requerida está calculada hasta 2040 ●⁸⁴⁹. La Secretaría de Energía debe realizar un estudio de recursos y demanda interna para la declaración de disponibilidad de gas de largo plazo prevista por la Ley 24.076 ▲⁸³².

En 2023, la Secretaría de Energía aprobó los Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética a 2050, con tres escenarios y una primera actualización obligatoria antes del 31 de diciembre de 2024 ▲⁸⁵⁰.

Las reservas de gas no figuran entre las fuentes reunidas. Antes de nuevas autorizaciones de largo plazo, la Secretaría de Energía y las operadoras tendrían que publicar, junto con cada autorización, las reservas evaluadas, la producción que podrían sostener y la demanda interna considerada. Conviene distinguir las reservas comprobadas de los recursos que aún requieren desarrollo y contrastar ambos con el calendario de extracción e inversiones ◆⁸⁵¹.

Al Ministerio de Economía, la autoridad minera y las empresas les conviene acordar un calendario público por proyecto con la fecha efectiva de adhesión al RIGI, la presentación de factibilidad y el inicio y el término del período de estabilidad de cada régimen. Para SESA, ese calendario tendría que incluir cómo cubriría los años de exportación que excedieran sus contratos iniciales de barcos ◆⁸⁵².

Antes de utilizar los escenarios de 2050 para respaldar nuevos compromisos, la Secretaría de Energía tendría que identificar y hacer accesible su actualización, cuya aprobación no consta en las fuentes reunidas. Conviene incorporar allí los plazos de exportación, las necesidades internas y las inversiones para sostener el abastecimiento ◆⁸⁵³.

Límites del módulo. ¿Qué no puede responder todavía este módulo?

¿Qué afirmaciones siguen sin una segunda comprobación?

Seis afirmaciones del registro del módulo no pudieron cotejarse en la segunda lectura contra una copia de su fuente, y conservan su clasificación como documentadas con esa comprobación pendiente. Cinco no sostienen ninguna afirmación del capítulo ●⁸⁵⁴. La sexta sí: la Resolución 353/2025 condiciona la garantía de estabilidad de la exportación de GNL de SESA a la ejecución y puesta en operación de la infraestructura de transporte comprometida ▲⁵⁸⁷.

¿Qué falta resolver para dimensionar la inversión y el suministro?

No se simularon los flujos por las líneas ni la capacidad disponible en cada nodo para el conjunto de proyectos, de modo que queda sin determinar qué ampliación eléctrica alcanzaría para abastecerlos a la vez ●⁸⁵⁵. Tampoco se proyectaron precios ni se simuló la declinación de los yacimientos con la inversión necesaria para compensarla, y las escalas no permiten esti-

mar cuánto costaría sostener la producción ●⁸⁵⁶. La demanda eléctrica de cada proyecto no se reconstruyó como curva de carga en el tiempo, y por eso los accesos autorizados no se suman como si todos consumieran esa potencia a la vez ●⁸⁵⁷.

Las empresas anuncian fechas de entrada que siguen condicionadas: AbraSilver liga Diablillos a su decisión de inversión de 2027 ▲⁶⁷³ y McEwen condiciona Los Azules al financiamiento y las aprobaciones ▲⁶⁴¹. TGS y SESA, en cambio, comunicaron el inicio de sus obras de transporte de gas ▲⁵³⁸ ▲⁵⁷¹. Para actualizar el calendario, conviene conservar por separado anuncio, decisión, obra y operación, con la última etapa documentada de cada proyecto ◆⁴⁸¹.

¿Quién necesita actualizar qué y con qué frecuencia?

Responsable	Qué conviene actualizar	Frecuencia propuesta
Equipo que mantiene la senda de gas	Incorporar producción de Capítulo IV de la Secretaría de Energía y datos operativos de ENARGAS: gas entregado, exportaciones e importaciones de GNL. Recalcular con ellos la senda de abastecimiento ◆ ⁵⁶⁶ .	Con cada dato nuevo
Equipo que mantiene el seguimiento eléctrico, con CAMMESA y las transportistas	Reunir las resoluciones de acceso del ENReGE y vincular cada autorización con su puesta en servicio y consumo observado ◆ ⁸⁵⁸ .	Revisión mensual y ante cada habilitación
Equipo que mantiene el seguimiento eléctrico, con CAMMESA	Incorporar generación por tecnología, demanda y reducciones renovables por región; distinguir baterías adjudicadas, habilitadas y en operación ◆ ⁸⁵⁹ .	Revisión mensual, con las últimas series publicadas
Empresas	Contrastar avance físico, financiamiento y fecha de entrada antes de contratar la siguiente etapa ◆ ⁸²² .	Cada trimestre
Equipo que mantiene las fuentes	Recuperar copias completas de las seis afirmaciones pendientes, empezando por la garantía de SESA, la única que sostiene una afirmación del capítulo ◆ ⁸⁶⁰ .	Antes de usarlas en nuevas comparaciones o decisiones

Capítulo 10 · Ciencia e innovación

¿Qué le toca a la ciencia?

La apertura del capítulo 9 nombra tres sectores que deciden: la Nación, el sector privado y la ciencia. Los planes de acción reparten tareas entre organismos, empresas, provincias y municipios, y a la ciencia sólo le piden formar personal. Este capítulo le asigna lo demás: setenta y un problemas del sistema eléctrico argentino y de lo que se le liga, que ningún organismo ni empresa va a resolver por su cuenta, y que una universidad, un instituto o un laboratorio puede tomar junto con quien los sufre. Está escrito para que un graduado lo lea y encuentre en qué trabajar ♦⁸⁶¹.

Cómo se armó. Claude escribió diez encargos de investigación, uno por área, con una ficha de once campos por problema y las reglas del capítulo 0: cada hecho con dirección y fecha, hecho separado de inferencia y de propuesta, negativa con alcance, sin personas. Astra corrió los diez en modo de investigación profunda el 13 de octubre de 2026 y devolvió 71 fichas con 309 fuentes retenidas y 100 descartadas, cada una con su bitácora de búsqueda. Claude extrajo las fichas, cotejó contra su contenido 32 fuentes elegidas entre las que sostienen la evidencia de cada problema, y controló las reglas en las diez entregas: 31 fuentes respaldadas, 1 parcial, ninguna no respaldada, y 14 más no accesibles desde el entorno de Claude por dominios bloqueados, que quedan para la Capa 2; ninguna persona nombrada, ningún adjetivo de catálogo, ningún «no se publica» sin fuente. Lo que sigue es la lectura de Claude de esas fichas, con las propuestas convertidas en encargos; La Capa 2 corrió después sobre 462 oraciones derivadas de las fichas, con un pasaje literal recuperado de la fuente para 411; las 93 que los dos modelos dieron por no respaldadas se leyeron una por una en la fuente el 14 de octubre de 2026: 59 estaban respaldadas en un pasaje distinto del extraído, 11 no lo estaban y 23 no pudieron abrirse; cinco oraciones de este capítulo se corrigieron por eso. Los conteos de cada corrida y los veredictos del cotejo están en el registro del capítulo ■⁸⁶². Los hechos de cada entrada llevan el símbolo de la ficha que los sostiene, con sus fuentes en el índice; las propuestas llevan el del área ♦⁸⁶¹.

Tres advertencias. Las fichas no leyeron las celdas de las planillas ni descargaron los casos de flujo: describen qué publica cada organismo y con qué límites. Ocho fuentes de la corrida de hidrología se leyeron por extracción indexada y no por apertura directa, y están

declaradas. Y ningún instrumento de financiamiento se propone: las fichas nombran convocatorias cerradas o en curso sólo como contexto, y lo declaran ■⁸⁶².

Datos y modelos abiertos. ¿Qué hace falta para que cualquiera pueda repetir un cálculo del sistema?

Las categorías territoriales necesitan equivalencias verificables. CAMMESA publica demanda horaria por provincia y perfiles zonales en AlmaMDI, cuya sigla desarrolla como Manifestaciones de Interés, con recortes territoriales distintos entre publicaciones; la definición de la categoría BUENOS AIRES y el diccionario de columnas siguen sin recuperarse ▲⁸⁶³ ●¹⁶. Afuera, ENTSO-E publica códigos de identificación y un manual de procedimientos para intercambiar datos ▲⁸⁶³. Un diccionario legible por máquina, con una tabla de equivalencias que remita a una fuente por correspondencia y una lista de casos sin resolver, es una tesina de datos o geografía de tres a seis meses, sujeta a que CAMMESA confirme las categorías ◆⁸⁶⁴.

Las series que se actualizan necesitan conservar su versión. CAMMESA describe la base de la Síntesis del MEM como dinámica, y la ficha de cada recurso muestra la fecha de creación sin documentar el corte de cada observación; el operador brasileño advierte que su generación por usina puede revisarse después de publicada ▲⁸⁶⁵. Quien recalcule sobre una descarga posterior puede estar mirando otra versión. El encargo: un catálogo de recursos con copias fechadas, manifiestos de integridad y registro de revisiones, que permita recuperar exactamente el insumo de cada afirmación calculada; tres a seis meses para un piloto con las series de un capítulo ◆⁸⁶⁴ ◆⁵.

La capacidad publicada no responde por sí sola a una solicitud de conexión. CAMMESA publica anexos de capacidad de transporte para el MATER, actualizados al 22 de septiembre de 2026, un mapa y una planilla de nodos saturados, y para estudiar un acceso exige base homologada, análisis con red completa y ante contingencia, cortocircuitos y transitorios ▲⁸⁶⁶. El operador brasileño publica márgenes orientativos junto con los casos de flujo para reproducirlos, y advierte que no sustituyen la solicitud formal ▲⁸⁶⁶. Lo que falta es un caso eléctrico verificable de una zona, con su catálogo de restricciones y un informe que diga cuándo cambia la conclusión: maestría en sistemas eléctricos o proyecto con una transportista, seis a doce meses ◆⁸⁶⁴ ●²¹³.

Los modelos argentinos disponibles necesitan validación externa. El repositorio PyPSA-AR declara una red de 500 kV, series horarias de 2024 y un despacho validado con flujo lineal, con los niveles de menor tensión pendientes; BIVO-Grid publica una adaptación de PyPSA-Earth; el IITREE de la UNLP y la UTN documentaron modelos del SADI para análisis modal y transitorios en 2011 y 2015 ▲⁸⁶⁷. PyPSA-Earth publica un procedimiento de validación de red, generación y demanda, y en Uruguay ADME publica las salas de SimSEE con cada programación semanal ▲⁸⁶⁷. Un banco de pruebas que separe ajuste histórico, flujo de carga, contingencias y comportamiento dinámico, y diga para qué uso alcanza cada modelo, es tesis de grado para un caso, maestría para la red y doctorado para los métodos de error ◆⁸⁶⁴ ●⁸⁵⁵.

La flexibilidad hidroeléctrica necesita unir agua, generación y restricciones en el tiempo. CAMMESA ofrece cotas y caudales diarios; el Instituto Nacional del Agua expone una interfaz con estaciones, variables y series para la Cuenca del Plata; ninguna publicación examinada reúne por complejo y por hora generación, caudal, cota y restricciones ▲⁸⁶⁸ ◆²⁰³. El operador brasileño publica datos hidráulicos horarios y advierte que son réplica de lo remitido por los

agentes, sin consistir ▲⁸⁶⁸. Un conjunto de datos de un complejo, con protocolo de calidad y un caso que marque los límites de su flexibilidad, es maestría o proyecto con la empresa concesionaria, seis a doce meses ◆⁸⁶⁴.

Los flujos de gas observados no determinan la entrega eléctrica de otro invierno. El portal de ENReGE advierte que sus flujos diarios son aproximaciones operativas, sujetas a diferencias con los valores certificados, y ofrece inyección por gasoducto, demanda por segmento y gas contenido en los ductos; no hay serie pública de capacidad operativa por tramo ▲⁸⁶⁹ ◆⁶⁰⁵. ENTSOG explica por qué las capacidades de planificación difieren de las de su plataforma de transparencia ▲⁸⁶⁹. El encargo: un caso de invierno para un corredor y sus centrales, que distinga dato medido, resultado calculado y condición supuesta, y no prometa entregas sin respaldo contractual; nueve a doce meses ◆⁸⁶⁴ ●⁴⁶⁶.

Las carteras de proyectos no describen una curva de carga simultánea. CAMMESA publica informes de grandes usuarios por rama y actividad; el Coordinador Eléctrico de Chile publica las solicitudes de acceso en curso ▲⁸⁷⁰. Las curvas horarias futuras de cada proyecto del capítulo 9 no existen en ninguna fuente recuperada ●⁸⁵⁷. Una base de cartera con historial de cambios, curvas de escenario separadas de las mediciones y control de que ninguna instalación se cuente dos veces es tesina para el registro y maestría para los perfiles; tres a seis meses para una zona ◆⁸⁶⁴.

Transporte y red. ¿Qué hay que saber de un corredor antes de comprometer una obra o una conexión?

El margen de conexión cambia con el escenario y con las solicitudes simultáneas. La página del MATER identifica los archivos Pleno y Referencial A del tercer trimestre de 2026, actualizados el 22 de septiembre, y el IITREE de la UNLP publicó una metodología de acceso para parques eólicos; Red Eléctrica de España publica capacidad de acceso para generación y para demanda en páginas distintas y advierte su carácter informativo ▲⁸⁷¹. Un desarrollador y una transportista necesitan el mismo dato con su escenario declarado. El encargo: una ficha por nodo y escenario, con inyección o retiro, restricción determinante, contingencia, fecha de base y solicitudes simultáneas, y un procedimiento para actualizarla; maestría o servicio técnico, seis a doce meses desde que exista una base utilizable ◆⁸⁷² ●²¹³.

Los recortes renovables necesitan una causa verificable por evento. CAMMESA publica un seguimiento mensual de la generación renovable variable; la copia del informe de enero de 2026 leída por Astra describe la estimación de energía recortada como generación posible menos generada durante restricciones de transporte o control de frecuencia, dos causas reunidas en una cifra; el operador de California separa recortes por condiciones del sistema y por congestión local ▲⁸⁷³. La obra que resuelve una congestión no resuelve una condición de balance. Un diccionario de causas, un registro de eventos y un control de consistencia contra el informe mensual son tesis de grado para el registro y maestría para la atribución; seis a doce meses para un corredor ◆⁸⁷² ●⁷⁶³.

La repotenciación exige comprobar el corredor y el origen de cada componente. IMSA declara fabricar cables en Merlo; su ficha del conductor Imalum HE atribuye el núcleo a CTC Global y a IMSA los alambres, el cableado y los ensayos; CTC Global informó en diciembre de 2021 una conexión de YPF con ese conductor; el laboratorio nacional de Idaho revisa conductores avanzados para redes existentes ▲⁸⁷⁴ ▲²². La aplicación argentina está informada por el proveedor y no por una evaluación independiente. El encargo: estudio térmico y mecánico de un

tramo, comparación de pérdidas y ventanas de montaje, protocolo de aceptación y matriz de origen por componente; proyecto con empresa y ensayo de laboratorio, seis a doce meses para el estudio ♦⁸⁷² △²¹.

La capacidad térmica dinámica necesita validación local. Un artículo con participación del IEE de la UNSJ y el CONICET, publicado en 2018, estudia la precisión de la estimación dinámica y el efecto de las variaciones meteorológicas a lo largo de una línea; la distribuidora PPL informó en 2023 que integró esa capacidad a su mercado en tiempo real ▲⁸⁷⁵. Una estimación agregada puede no representar el punto limitante del tramo. Protocolo de validación, presupuesto de incertidumbre, reglas ante pérdida de datos y prueba en paralelo con los límites del operador: maestría o doctorado con una transportista, seis a doce meses con registros existentes ♦⁸⁷².

Un mayor flujo puede exigir controlar tensión, armónicos y oscilaciones. El IITREE publicó en 2011 mediciones de perturbaciones previas a instalar bancos de compensación y un estudio de oscilaciones subsíncronas con compensación serie; National Grid y Eversource pusieron en servicio en 2023 un compensador estático en Tewksbury para soporte de tensión ▲⁸⁷⁶. Cuando la línea todavía admite corriente, la restricción que queda es de tensión o de estabilidad. Comparar bancos, compensadores estáticos, compensación síncrona y ajustes de control sobre el mismo modelo de red, con requisitos funcionales y protocolo de pruebas, es maestría o doctorado con simulación en tiempo real ♦⁸⁷².

El sitio y la recarga de una batería determinan su efecto sobre el corredor. El pliego de Alma-SADI de febrero de 2026 incorpora restricciones de emplazamiento y CAMMESA registra la adjudicación por la Resolución 155/2026; el operador francés RTE presenta el experimento RINGO, almacenamiento coordinado para manejar congestiones ▲⁸⁷⁷. Evaluar sólo la descarga deja incompleto el efecto, porque la recarga usa la misma red. Mapa de emplazamientos candidatos, calendario de carga y descarga, restricciones activas y sensibilidad a la degradación: maestría o servicio técnico, seis a doce meses para un corredor ♦⁸⁷² ♦⁷⁴⁵.

La declaración de prioridad no alcanza para reconstruir la fecha de servicio de una obra. La Resolución 202/2026 convocó la licitación de AMBA I en agosto, la 250/2026 aprobó una circular modificatoria en septiembre y la 83/2026 incorporó un régimen de concesión de obra pública; la Resolución ENRE 65/2024 dispone un registro informativo de ampliaciones; la Resolución 715/2025 identifica el expediente EX-2025-43486216-APN-DGDA#MEC ▲⁸⁷⁸ ●¹⁷. Hay secuencia documental posterior a la prioridad y no hay cadena completa hasta la puesta en servicio. Un registro por obra con documento, fecha, etapa, dependencia, fecha prevista respaldada y fecha efectiva es tesis de grado y servicio de seguimiento; tres a seis meses para un primer conjunto ♦⁸⁷².

Demanda y flexibilidad. ¿Cuánta demanda puede moverse de hora, y cómo se mide?

Las curvas públicas necesitan cobertura y definiciones verificadas antes de compararse. CAMMESA publica demanda horaria por tipo y provincia en una base que identifica como dinámica, y perfiles regionales de 2023; el ENRE publica curvas horarias por concesión del AMBA; una tesis de maestría de la UNLP estudió la relación entre temperatura y demanda con datos diarios de distribuidoras; Open Power System Data publica sus series con diccionario de campos, versiones y documentación de procesamiento ▲⁸⁷⁹. Un catálogo versionado con tabla de correspondencias y controles es tesina de datos energéticos, de meses ♦⁸⁸⁰ ●¹⁶.

La industria necesita medir cuánto puede desplazar sin afectar su producción. CAMMESA agrupa consumos industriales diarios por actividad, un agregado que no identifica equipos; el INTI ofrece auditorías energéticas y ensayos de procesos; el IEE de la UNSJ publicó un modelo de respuesta por precios con datos de una red de San Juan; el laboratorio de Berkeley contrastó un modelo de reducción con mediciones de un depósito refrigerado ▲⁸⁸¹. Nadie midió todavía la disponibilidad real de una planta argentina antes de que oferte. Una curva medida por proceso y una oferta de flexibilidad condicionada, con potencia, duración, pre-aviso, recuperación y costo para la planta, es tesis de grado con empresa o servicio de caracterización de cargas; meses para una instalación con registros ◆⁸⁸⁰ ◆⁷⁴³.

La potencia declarada de una mina no define su curva de carga. El estudio de factibilidad de Los Azules, publicado por su promotor, contempla lixiviación en pilas, extracción por solventes y electroobtención, con una demanda eléctrica de diseño; la agencia australiana CSIRO describe el uso de datos operativos para anticipar la demanda de minas y coordinarla con almacenamiento, con picos en la trituración ▲⁸⁸². La demanda de diseño no dice qué parte es continua, interrumpible o desplazable. Un perfil por fase del proyecto con esa matriz de cargas es maestría con la empresa minera; meses para el primer perfil documental ◆⁸⁸⁰ ●⁸⁵⁷.

Falta reconstruir el desempeño verificable de los programas de gestión de demanda. La Resolución 379/2025 creó el PGDE, voluntario y remunerado, con registros horarios, liquidación e informes semestrales del OED; el portal de CAMMESA muestra la convocatoria invernal cerrada y una apertura anunciada para noviembre; el PUREE quedó sin efecto por la Resolución 7/2016, cuyos considerandos dicen que no obtuvo los efectos perseguidos; el operador británico publica por evento las ofertas y los volúmenes procurados y entregados ▲⁸⁸³. Adhesión y facturación son evidencias distintas de entrega. Un registro reproducible de eventos, con cumplimiento, costo por servicio entregado y sensibilidad a la referencia de consumo, es maestría de evaluación con CAMMESA o una distribuidora ◆⁸⁸⁰ ●³⁶⁷.

La medición inteligente y las tarifas horarias necesitan evaluarse juntas. La EPE de Santa Fe distingue capacidad en pico y fuera de pico para grandes usuarios; EDENOR informó recambio de medidores inteligentes en su reporte de 2023; el ENRE creó por la Resolución 100/2024 un comité de estudio y previó pilotos; en Uruguay, UTE ofrece cambiar el horario de punta a sus clientes con tarifas horarias ▲⁸⁸⁴. Que ambas cosas existan no dice cuánto cambió la demanda por su efecto. Evaluar el cambio en demanda coincidente y factura con controles de calidad de datos, y especificar qué información entiende el usuario, es proyecto con una distribuidora; uno a dos años para observar un piloto entre estaciones ◆⁸⁸⁰.

Electrificar la calefacción exige comprobar su efecto sobre el invierno eléctrico y el gas. Un estudio alojado en el INTI compara formas de calefacción con relevamientos en hogares del AMBA, y el INTI ensaya acondicionadores y termotanques con bomba de calor; la Agencia Internacional de Energía señala que electrificar el calor aumenta la demanda eléctrica y que mejorar los edificios modera el pico ▲⁸⁸⁵. Un ahorro de gas doméstico no determina por sí solo el saldo de invierno. Mapa de condiciones de uso, desempeño estacional medido y perfiles de carga por vivienda, con factura, confort, gas total y demanda máxima por separado: tesis de grado de medición o ensayo conjunto con distribuidoras; uno a dos años con una campaña invernal ◆⁸⁸⁰ ●⁴⁶⁶.

El consumo de gas industrial no alcanza para decidir qué calor conviene electrificar. La Agencia Internacional de Energía identifica bombas de calor y calderas eléctricas disponibles para calor industrial, con barreras de precios relativos y conexión; el Annex 58 describe una

adopción todavía limitada de bombas de calor de alta temperatura; el INTI tiene una planta piloto con combustión, vapor y recuperación de condensado ▲⁸⁸⁶. El volumen de gas de una fábrica no dice qué equipo puede reemplazarlo. Un balance de calor útil y una comparación de alternativas para un proceso, con la capacidad eléctrica requerida, es maestría de integración de procesos o ensayo con una empresa; meses para la comparación, uno a dos años para ensayar ◆⁸⁸⁰ ◆⁴⁶⁷.

La ubicación de los cargadores no permite anticipar su demanda coincidente. Un trabajo sobre Mendoza modela vehículos eléctricos y generación distribuida con escenarios; el registro nacional de la Resolución 817/2023, que relevaba consumos de infraestructura de carga, quedó sin efecto por la Resolución 22/2025; el conjunto ACN-Data del Caltech ofrece sesiones de carga con acceso por API ▲⁸⁸⁷. No hay sesiones horarias observadas en el país para dimensionar una red local. Un conjunto de sesiones documentado, perfiles por tipo de uso y comparación entre carga espontánea y programada es tesis de grado con una distribuidora y un operador de carga; meses para el primer perfil ◆⁸⁸⁰.

Hidrología, clima y recurso. ¿Cuánta agua, cuánto viento y cuánto sol habrá, y con qué error?

Vincular el agua disponible con la generación de cada complejo. La AIC muestra niveles y caudales entrantes, turbinados, vertidos y erogados de El Chocón, con caudales programados como medias diarias; Yacyretá publica cotas observadas y afluencias pronosticadas en su parte operativo; Salto Grande ofrece potencia, caudales y cotas horarios; el INA expone una interfaz con observaciones, modelos y pronósticos, y el SNIH distingue datos históricos procesados de registros crudos; el servicio geológico estadounidense ofrece consultas programáticas de observaciones y metadatos de estaciones ▲⁸⁸⁸. Una cota puntual, una media diaria y una afluencia pronosticada representan cosas distintas y una unión por fecha que lo ignore produce una serie falsa. Diccionario de datos, conectores reproducibles y una serie piloto con procedencia por registro y lista de discrepancias para el custodio: tesina de hidrología o datos con un operador, tres a seis meses ◆⁸⁸⁹ ◆²⁰³.

Cuándo un pronóstico mejora una decisión sobre reservas. Un estudio de Salto Grande y la UBA, de 2024, encuentra que el desempeño de los pronósticos subestacionales de precipitación en la cuenca del Uruguay depende del modelo y del plazo, y que combinarlos lo mejora hasta cuatro semanas en verano; el SMN publicó en 2021 una metodología de verificación del pronóstico estacional por consenso; la AIC documenta previsiones estacionales de derrames; GloFAS dispone de repronósticos de caudal para evaluar la habilidad local ▲⁸⁹⁰. El desempeño publicado es sobre lluvia y la decisión eléctrica tiene su propia función de costo. Un informe de habilidad por cuenca, estación y anticipación, con un prototipo que registre decisiones y detecte cuándo usar el pronóstico empeora el resultado: maestría o doctorado en hidrología y ciencias de la atmósfera, seis a doce meses para el primer contraste ◆⁸⁸⁹.

Trasladar los cambios de aportes a decisiones sin confundir horizontes. Una evaluación de modelos hidrológicos en Patagonia norte, de 2024, encuentra dificultades para representar el pulso de fines de primavera, proyecta disminuciones de aportes y atribuye buena parte de la dispersión a los modelos climáticos; Fundación Bariloche publicó en 2017 escenarios para el Comahue que ligan disponibilidad hídrica y sistema energético; ISIMIP publica protocolos y datos por ronda ▲⁸⁹¹. Una disminución anual no dice cuándo falta agua. Una biblioteca de

escenarios identificados y un ensayo de operación bajo aportes alternativos, que informe qué decisiones cambian según el modelo y cuáles se sostienen: maestría o proyecto entre universidad, autoridad de cuenca y operador, seis a doce meses para el primer diagnóstico ◆ 889 ● 151.

Cuánto cambia la demanda con la temperatura en cada territorio y horario. Una tesis de maestría de la UNLP, presentada en abril de 2026, estudia la demanda diaria de 29 distribuidoras entre 2007 y 2021 y encuentra respuestas no lineales, diferencias territoriales y sensibilidad creciente en el tiempo, con los grandes usuarios excluidos; el SMN cataloga temperatura horaria y estaciones; Copernicus publicó en junio de 2026 un producto global de clima y energía con un modelo explícito de demanda para Europa ▲ 892. El resultado es sobre energía diaria y la planificación necesita potencia y coincidencia horaria. Curvas de respuesta por territorio con error fuera de muestra y un pronóstico horario evaluado aparte: tesina cuantitativa o proyecto con distribuidora, tres a seis meses para un piloto diario ◆ 889 ■ 46.

Qué error introduce cada fuente de radiación. Un trabajo sobre Tucumán de 2024 compara los reanálisis ERA5 y NCEP/NCAR con radiación medida en 2017–2018 y encuentra sobreestimación en ambos, con ERA5 como el de mejor ajuste; la ficha de CONICET de un segundo trabajo, de 2025, que sumaba CAMS y productos satelitales, dejó de responder el 14 de octubre de 2026 y su resultado no se usa; el SMN comparó reanálisis con su red solarimétrica en 2022; el IHLLA, la UNICEN y el CEILAP participaron en un atlas validado con cinco estaciones de superficie para 2000–2016; el Global Solar Atlas declara un uso de reconocimiento y prefactibilidad ▲ 893. Un resultado de un sitio no acredita el error en otro. Una base de observaciones con controles de calidad, una comparación reproducible entre productos y un mapa de error sólo donde haya validación, con el resto declarado sin validación local: tesis de grado o campaña de medición, tres a seis meses con series existentes ◆ 889.

Si una campaña de viento representa el recurso de largo plazo. Un informe del CITECCA de la UNRN para parques de GENNEIA analiza la merma de viento entre noviembre de 2020 y julio de 2021 con mediciones de la empresa y MERRA2, y muestra campañas que coincidieron con anomalías; el Global Wind Atlas 4 simula el período 2008–2017 y su validación no incluye a la Argentina entre los países enumerados ▲ 894. Un protocolo de corrección de largo plazo y una comparación por sitio, con un atlas local que muestre dónde tiene observaciones de control: maestría o campaña con mástil, seis a doce meses con registros existentes ◆ 889 ◆ 759.

En qué condiciones fallan juntos el agua, el viento y el sol. Un artículo de 2025 con participación del CITECCA y del IANIGLA encuentra poco potencial de complementariedad interanual para la distribución de capacidad que estudia; un análisis latinoamericano de 2022 encuentra beneficios de combinar fuentes durante meses secos bajo su marco probabilístico ▲ 895. Ninguna conclusión es independiente de su configuración. Un catálogo reproducible de episodios y una matriz de comparación por cartera, que distinga recurso, energía disponible y abastecimiento entregable: maestría o doctorado con una generadora o un comprador, seis a doce meses para el diagnóstico climático ◆ 889 ◆ 203.

Gas y electricidad en invierno. ¿Qué se sabe del caño cuando hace frío?

El margen de transporte es incierto por tramo y por día. ENARGAS define la capacidad nominal de inyección en su informe anual, publica flujos diarios aproximados obtenidos de mediciones operativas con advertencia de cobertura incompleta, y registra eventos críticos con restricciones de transporte firme por trabajos; TGN describe sus modalidades comerciales; el operador europeo ENTSOG reporta flujo físico, capacidad técnica, capacidad firme disponible

y contratada, nominaciones e interrupciones ▲⁸⁹⁶ ◆⁶⁰⁵. Restar un flujo observado de una capacidad nominal no acredita cuánto gas adicional puede entrar en un día frío. Un inventario versionado de tramos y restricciones y un prototipo que muestre el margen estimado con sus condiciones, capaz de explicar un episodio conocido: tesina de ingeniería o datos con una transportista, tres a seis meses para una ruta ◆⁸⁹⁷ ●⁴⁷².

El respaldo del almacenamiento subterráneo no tiene curva de entrega comprobada. YPF informa el uso de Diadema para almacenamiento estacional en su reporte anual de 2025; el artículo 44 bis de la Ley 17.319 regula autorizaciones en reservorios depletados; la agencia estadounidense EIA explica que el caudal que puede retirarse cambia con el inventario, la presión y las instalaciones; la ANP de Brasil aprobó una fase piloto en Pilar sin autorizar todavía el inicio de operaciones ▲⁸⁹⁸. Conocer un volumen almacenado no alcanza para asignarle una entrega diaria. Una curva de extracción utilizable con límites y un balance de inventario para episodios fríos: tesis de ingeniería de reservorios con el operador, seis a doce meses para prefactibilidad ◆⁸⁹⁷ ◆⁵⁴⁵.

La asignación de restricciones de gas y el respaldo eléctrico son difíciles de reconstruir. El acta del Comité Ejecutivo de Emergencia del 28 de mayo de 2024 registra contingencias en compresión y regasificación y restricciones que incluyen centrales termoeléctricas; el régimen del comité, de la Resolución ENARGAS 59/2018, exige distinguir demanda firme e interrumpible; el Decreto 1057/2024 fija reglas propias para la firmeza de las exportaciones de GNL; la norma técnica NAG-601 figura como programada en el plan de revisión del ente; FERC y NERC publicaron recomendaciones de coordinación gas-electricidad después de una tormenta invernal ▲⁸⁹⁹. Una cronología del evento, una matriz de obligaciones y un ejercicio de contingencia que diga qué central puede cambiar de combustible, con qué inventario: tesina interdisciplinaria con revisión jurídica, tres a seis meses para un caso retrospectivo ◆⁸⁹⁷ ●⁴⁶⁶.

El comercio de GNL no está conciliado con su disponibilidad diaria. La Secretaría de Energía ofrece series de comercio de gas y GNL en su panel de mercado externo, con un recurso de actualización mensual; ENARGAS ofrece importaciones diarias al transporte; el acta de mayo de 2024 registra un cese de inyección de la terminal de Escobar; el Departamento de Energía de Estados Unidos publica una serie mensual de importaciones y exportaciones ▲⁹⁰⁰. El registro de comercio no acredita el aporte diario a la red. Un registro versionado con reglas de conciliación y una vista de operaciones observadas separada de autorizaciones y anuncios: tesis de grado en datos o economía energética, tres a seis meses ◆⁸⁹⁷ ▲⁴⁶⁰.

Las emisiones de la cadena gas-electricidad no tienen medición integrada local. El inventario GEAA, de la UTN regional Mendoza y el CONICET, identifica diferencias entre inventarios para el metano de producción y las emisiones fugitivas; otro estudio nacional compara inventarios con observaciones satelitales de TROPOMI; el PNUMA mantiene el marco OGMP 2.0 basado en mediciones; el laboratorio NETL publica un análisis de ciclo de vida del gas con sus archivos de cálculo ▲⁹⁰¹. Esos antecedentes no bastan para asignar emisiones al gas que abastece una central en julio. Un inventario de cadena con incertidumbre y una comparación por electricidad entregada con fronteras equivalentes, que distinga lo medido de lo estimado con factores: maestría o doctorado con campaña de medición junto a una empresa, seis a doce meses para el diseño ◆⁸⁹⁷ ◆⁴⁶⁷.

No hay un caso reproducible de despacho conjunto gas-electricidad. Un trabajo del INGAR presentado en 2017 integra asignación de generación térmica, restricciones eléctricas y transporte de gas; el CONICET registra otro modelo aplicado a los sistemas argentinos en

2019; GasPowerModels.jl, de Los Alamos, ofrece optimización conjunta de redes de gas y electricidad ▲ 902. Un escenario eléctrico que dé el combustible por disponible puede ser físicamente imposible. Un caso ejecutable con datos autorizados, formulación, versiones y pruebas de factibilidad, que compare despacho acoplado y desacoplado: maestría o doctorado en optimización con los operadores, seis a doce meses para un caso reducido ◆ 897 ● 855.

La demanda conjunta en olas de frío no tiene pronóstico local validado. ENARGAS publicó un pronóstico de demanda prioritaria con promedios mensuales y escenarios térmicos; el CIEPE de la UNSAM analizó juntos temperaturas, entregas de gas y combustibles para generación; el operador británico National Gas evalúa cada invierno la demanda de punta con el gas para generación incluido ▲ 903. Trasladar un promedio mensual a una secuencia de días fríos omite exigencias coincidentes. Un pronóstico conjunto con errores por episodio y zona, un catálogo de semanas exigentes y un protocolo para trasladar su incertidumbre a la reserva: tesina de datos o maestría en meteorología aplicada, con una distribuidora y una generadora, cuatro a ocho meses para una región ◆ 897 ■ 601.

Almacenamiento. ¿Cuánto entrega una batería, quién lo comprueba y qué se fabrica en el país?

La potencia adjudicada necesita una comprobación de entrega y conexión. AlmaGBA convocó 500 MW y la Resolución 155/2026 registra 713 MW adjudicados; AlmaSADI convocó 700 MW y adjudicó 700,5 MW en 20 proyectos; el pliego de AlmaSADI exige entrega durante al menos cuatro horas, regulación primaria y potencia reactiva, y el de AlmaGBA remite a procedimientos técnicos y a la habilitación de medición comercial, comunicaciones y operación en tiempo real; los laboratorios PNNL y Sandia publicaron un protocolo para medir prestaciones de almacenamiento por aplicación ▲ 904 ■ 360. El total adjudicado no permite dar por disponible nada hasta la habilitación. Un registro verificable por proyecto, una matriz de requisitos y evidencias y un protocolo de aceptación propuesto: tesina de ingeniería eléctrica o servicio de seguimiento de puesta en servicio, tres a seis meses para un primer caso ◆ 905 ◆ 747.

La capacidad local de ensayo debe vincularse con la escala del sistema y la norma. El INTI documentó ensayos de desempeño y abuso en pequeñas baterías de litio, con fuga térmica, y publica una línea de almacenamiento; el LEICI de la UNLP publica capacidades de control y electrónica de potencia; la IEC 62619 cubre la seguridad de celdas y baterías industriales y la IEC 62933-5-2 la del sistema conectado a red; UL tiene un método propio para propagación de incendio ▲ 906. La experiencia local acreditada tiene una escala y la evaluación de un sistema completo incorpora peligros adicionales; no se encontró, en las búsquedas de INTI, IRAM y OAA registradas, un laboratorio argentino acreditado para ese sistema. Un directorio de capacidades verificadas y una matriz norma-ensayo-equipos-laboratorio que identifique qué ensayos requieren inversión: proyecto con laboratorio o tesina de metrología, tres a seis meses ◆ 905.

La fabricación local necesita acreditar qué etapa produce y con qué calidad. La UNLP informó en 2024 que UniLiB tenía los equipos instalados y pruebas de proceso hechas, con la producción seriada condicionada a la certificación del proveedor, y una página de 2025 todavía describe construcción y objetivos; el CITEMA de la UTN La Plata firmó un convenio para materiales LFP y celdas de prueba; Probattery declara fabricar sistemas recargables y CORADIR ofrece baterías rackeables; el instituto Fraunhofer FFB documentó en 2025 su primera celda producida en su línea piloto ▲ 907. Ninguna fuente aporta una serie de lotes aceptados y entre-

gados, y el país no tiene acreditada producción comercial de celdas a escala de red. Un inventario con evidencias por planta y etapa y un dossier de un producto con trazabilidad de lote y ensayos: proyecto con empresa o tesina de calidad industrial, cuatro a seis meses ◆⁹⁰⁵ ◆⁷⁵³.

Una batería usada necesita diagnóstico antes de un servicio eléctrico. UL 1974 clasifica y evalúa baterías, módulos y celdas para reutilización; la UNLaM documentó un proyecto de segunda vida con baterías de Toyota Argentina; Enel puso en operación en Melilla un sistema con baterías usadas y nuevas ▲⁹⁰⁸. Un protocolo de admisión, una base de ensayos por batería y un modelo de condición con incertidumbre, con piloto sólo si supera la evaluación de seguridad: tesina o maestría con un servicio de diagnóstico, seis a doce meses ◆⁹⁰⁵.

La recuperación de materiales necesita demostrar destino, pureza y costo del residuo. La UNLP documentó un proyecto para separar materiales de baterías LFP y recuperar litio como carbonato; el CINDECA publica su línea de valorización de residuos; el CONICET La Plata elaboró con una cooperativa un protocolo de recolección y acopio; el centro ReCell identifica la separación de electrodos y el control de impurezas como desafíos del reciclado directo, y Argonne publica el modelo EverBatt para comparar rutas ▲⁹⁰⁹. Recuperar un elemento y recuperar un material apto para fabricar son objetivos distintos. Un balance experimental de proceso, la caracterización de productos y residuos y un protocolo de clasificación por química: tesis de química o ambiente, seis a doce meses para un balance de laboratorio ◆⁹⁰⁵.

Falta definir el servicio que justificaría almacenar más horas. Los pliegos fijan cuatro horas de entrega; el informe del Departamento de Energía de Estados Unidos sobre larga duración usa diez horas o más e incluye opciones electroquímicas, térmicas y mecánicas; el grupo SIM-G de la FCEN de la UBA sintetiza polielectrolitos y construye baterías de flujo, y su programa de laboratorio de 2026 incluye materiales para baterías de flujo acuosas ▲⁹¹⁰. Las licitaciones no eligen por sí mismas la duración que un nodo necesita. Una especificación de servicio con casos y una comparación de alternativas con costos y restricciones trazables, más las curvas de eficiencia y degradación de un prototipo: maestría de planificación o doctorado de materiales, seis a doce meses si existe el paquete de datos ◆⁹⁰⁵ ●⁸⁵⁷.

El aporte del bombeo necesita medirse con la disponibilidad actual. EPEC describe Río Grande como una central reversible de 750 MW instalados; sus estados contables de 2024 documentan un plan de rehabilitación y una disputa sobre el contrato de abastecimiento; Siemens documentó en 2025 la modernización del equipamiento de maniobra; Argonne publica una guía de valoración del bombeo ▲⁹¹¹. Una intervención específica no acredita la disponibilidad integral. Una especificación de datos y restricciones, un modelo validable de la central y una comparación con alternativas: maestría o servicio técnico con el operador, seis a doce meses ◆⁹⁰⁵ ◆²⁰³.

Generación distribuida y distribución. ¿Qué pasa en la red de baja y media tensión, donde el informe mira menos?

Las conexiones, la potencia y la energía de la generación distribuida no están conciliadas. El reporte nacional de septiembre de 2026 muestra 5.192 usuarios y 223,2 MW en una hoja y 5.246 usuarios y 223.710 kW en la tabla provincial de la siguiente; el informe del EPRE de Mendoza de junio de 2026 incluye trámites municipales y contratos firmados en su universo de usuarios e informa 35.767.795 kWh inyectados desde marzo de 2015; AVERMA publicó en 2025 un método para estimar la energía fotovoltaica de los usuarios del régimen, aplicado a Córdoba;

la EIA estadounidense publica capacidad y generación estimada de pequeña fotovoltaica y explicita que combina registros con fórmulas ▲⁹¹² ▲⁴⁰¹. Un diccionario de variables, una tabla de correspondencias y un protocolo de conciliación, y después una serie validada con cobertura e incertidumbre: tesina de datos energéticos con una distribuidora, meses ♦⁹¹³.

El margen local de conexión de un alimentador. Un trabajo del IEE de la UNSJ, registrado en 2021, evalúa tensión, corriente, pérdidas y distorsión armónica ante generación distribuida con una herramienta en Python y OpenDSS; una tesis de 2024 incorpora mediciones del proyecto Red Inteligente Caucete; el NREL publicó en 2020 una metodología de capacidad de alojamiento dinámica con flujos a lo largo del año; la Resolución 287/2025 exige fundamentar técnicamente las objeciones a la inyección ▲⁹¹⁴. Un porcentaje uniforme de penetración no demuestra la factibilidad de cada conexión. Un modelo validado del alimentador y un mapa de capacidad condicionada con fecha, escenarios y restricción dominante: tesis de ingeniería o proyecto con una cooperativa, meses con un modelo existente ♦⁹¹³ ●²¹³.

La interacción entre inversores y protecciones. El anexo de la Resolución 919/2023 establece certificaciones de inversores y protección anti-isla; una tesis doctoral de la UNLP de 2024 estudia los cambios en corrientes de falla, la coordinación de protecciones y las transiciones de microrredes; el IITREE ofrece campañas de tensión, armónicas, parpadeo y huecos; el NREL explica cláusula por cláusula la norma IEEE 1547-2018 ▲⁹¹⁵. Un certificado de equipo no resuelve la coordinación de un alimentador. Un protocolo de diagnóstico y un conjunto de registros anotados que identifiquen el mecanismo de cada evento: tesis de grado o ensayo de laboratorio, meses para una campaña ♦⁹¹³.

La calidad de servicio no es comparable entre distribuidoras y jurisdicciones. La revisión del ENRE para septiembre de 2025 a febrero de 2026 documenta incumplimientos de continuidad y publica calidad técnica, de producto y comercial; el OCEBA presenta definiciones de SAIDI y SAIFI; el EPRE de Entre Ríos exige índices y curvas para la revisión del valor agregado de distribución; el consejo europeo de reguladores mostró que las reglas de agregación y exclusión de eventos cambian las comparaciones ▲⁹¹⁶ ●²⁹⁸. Un catálogo de publicaciones y una matriz de indicadores comparables, condicionados o incompatibles, con un tablero por localidad sólo donde la fuente lo permita: tesina o proyecto con un ente regulador, meses ♦⁹¹³.

Separar las pérdidas de red de las de medición y gestión comercial. La memoria 2025 de EDENOR informa pérdidas totales de 15,7 % y reconocidas en tarifa de 9,58 %, y distingue técnicas de hurto, instalación o medición; restar una de otra no acredita pérdidas no técnicas medidas; el Banco Mundial aloja un documento de trabajo sobre medición, facturación y cobranza ▲⁹¹⁷. Un balance conciliado y un diagnóstico por mecanismo, con un protocolo de contraste para medir el resultado de una intervención: tesis de ingeniería con una distribuidora o cooperativa, meses con datos existentes ♦⁹¹³ ●²⁹⁹.

La recuperación de costos de distribución bajo autoconsumo. Un trabajo argentino presentado en CIDEL en 2018 identifica un efecto sobre la recaudación cuando la tarifa se recupera por energía vendida; la Ley 27.424 establece el balance neto de facturación y regula la remuneración de la inyección; el laboratorio de Berkeley construyó un modelo financiero de los efectos de la fotovoltaica en costos, ingresos y tarifas ▲⁹¹⁸. El ahorro del usuario no determina el costo evitado de la distribuidora. Un modelo auditable de ingresos y costos con escenarios que muestren quién paga y qué costo cambia: maestría en regulación o economía de la energía, con distribuidora y ente, meses para un modelo exploratorio ♦⁹¹³.

Verificar el reparto en una instalación comunitaria. La Resolución 608/2023 incorpora participaciones contractuales para distribuir créditos de inyección; la 287/2025 distingue la modalidad comunitaria virtual con monitoreo en tiempo real; el IDAE español publica una guía de autoconsumo colectivo con esquemas de reparto y modelos documentales ▲⁹¹⁹. La habilitación normativa deja tareas de implementación. Un prototipo de conciliación con reporte por participante, casos de prueba y comparación con la liquidación emitida, de uso inicial sólo para auditoría: tesis de grado con una cooperativa, meses ◆⁹¹³.

Nuclear y minerales para la energía. ¿Qué está documentado por acto y qué es anuncio?

Los hitos de los reactores compactos no están acreditados. La ARN informa en su reporte nacional de seguridad de 2025 que las tareas de construcción del CAREM se diferirían desde ese año mientras se revisaba la ingeniería, y su Resolución 636/2025 fija una tasa vinculada a la construcción y el licenciamiento; la CNEA anunció módulos ACR-300 en Atucha el 30 de mayo de 2025 y la patente del diseño compacto se publicó en agosto de 2024; el regulador canadiense registra para Darlington una licencia de construcción otorgada en 2025 y la solicitud de operación como instancia separada ▲⁹²⁰ ◆⁷²⁵. Una tasa y una patente no fijan una fecha de generación. Un calendario auditable y una matriz de madurez documental, con cada fecha y su condición de cumplimiento, sin emitir conclusiones de seguridad: tesina de ingeniería o maestría en planificación, tres a seis meses ◆⁹²¹ ◆⁴⁸¹.

El combustible nuclear no tiene un balance público de entregas, existencias y permisos. La CNEA informa que la extracción nacional de uranio cesó en 1997 y que el suministro se cubrió con importaciones, y describe la fabricación nacional de combustibles; la Resolución ARN 98/2026 prorrogó la licencia de la planta de dióxido de uranio de Dioxitek con informes trimestrales de cumplimiento; la agencia de suministro de Euratom distingue en su informe anual necesidades, suministro, existencias y cobertura contractual ▲⁹²² ◆⁶⁹⁷. Estos documentos no prueban un faltante y tampoco una cobertura. Un diccionario de datos, un mapa de dependencias y un modelo de cobertura con escenarios, condicionado a recibir los datos de las empresas del ciclo: tesina de logística o maestría en planificación, tres a seis meses para el inventario documental ◆⁹²¹.

La integración industrial nuclear no tiene evidencia comparable de calificación por componente. La página del CAREM prevé participación de empresas argentinas calificadas; CONUAR declara certificaciones ASME III, 10 CFR 50 apéndice B y normas canadienses; la guía NP-T-3.21 del OIEA desarrolla selección y auditoría de proveedores, trazabilidad y obsolescencia ▲⁹²³ △²¹. Lo investigable es vincular capacidad declarada, requisito y evidencia de aceptación. Un expediente demostrativo de calificación y una matriz de brechas para una pieza concreta, con ensayo, incertidumbre y criterio de aceptación: proyecto con empresa o tesina de materiales, seis a doce meses ◆⁹²¹.

La experiencia nuclear perdida necesita traducirse en competencias verificables. La ARN describe en su reporte de 2025 la pérdida de profesionales experimentados y el reclutamiento de personal joven en formación, y en sus respuestas de 2026 reconoce la necesidad de cambios para atraer personal; el CEEPIN, de la UNSAM y la CNEA, fue creado para sistematizar la formación ajustada a instalaciones; el OIEA publica un caso de la CNEA sobre clasificación de roles y aplicación gradual del enfoque sistemático de capacitación ▲⁹²⁴ ◆⁷²⁷. Incorporar egresa-

dos no repone de inmediato la experiencia. Una matriz de competencias por función, un protocolo de evaluación en tareas autorizadas o simuladas y un procedimiento de transferencia de conocimiento: tesina o maestría con el operador o el regulador, seis a doce meses ♦⁹²¹.

Los consumos de agua y energía de la extracción directa de litio no son comparables entre procesos. Una revisión de 2023 con participación del CIDMEJu y el CEGA-INSUGEO plantea que la evaluación debe abarcar desde el bombeo hasta el producto sólido y advierte que falta cuantificar el agua dulce que consumen las tecnologías de extracción directa; Eramet declara recuperación de litio y reciclaje de agua en Centenario, con tecnología desarrollada en Francia; Y-TEC informó desarrollos de extracción directa y purificación en 2023 ▲⁹²⁵ ♦⁶³⁹. Un porcentaje de recirculación no establece el consumo externo por tonelada. Un protocolo de medición y un balance validado con incertidumbres, y para una tecnología nueva ensayos de recuperación, selectividad, consumo y deterioro del material: tesis de ingeniería química o ambiental, o doctorado en separaciones, seis a doce meses con acceso acordado ♦⁹²¹.

Las mediciones de agua en los salares deben integrarse por cuenca y por período. Un estudio de 2025 del CONICET, la UNSa y la UNLP sobre Olaroz y Fénix señala el detalle insuficiente de los informes ambientales usados y publica en su suplemento tablas mensuales de bombeo de agua dulce con los expedientes de origen; otro estudio con cuencas de la Argentina, Chile y Bolivia encuentra que los modelos hidrológicos globales sobreestiman la disponibilidad; el SEGEMAR publica un mapa de cuencas y salares con variables hidroclimáticas ▲⁹²⁶ ♦⁶³¹. Un catálogo georreferenciado, un protocolo de monitoreo y, con datos suficientes, un balance con intervalos de incertidumbre y escenarios acumulados de extracción: tesis de hidrogeología o maestría en recursos hídricos, tres a seis meses para normalizar documentos ♦⁹²¹.

La demanda eléctrica del cobre necesita curvas de carga y condiciones de acceso compatibles. La Resolución ENRE 219/2026 recoge oposiciones técnicas al acceso y la ampliación para Josemaría, y la Resolución ENReGE 330/2026 autorizó después un acceso de 260 MW; McEwen informó 119 MW de demanda de diseño para Los Azules y en agosto de 2026 ubicó su decisión de inversión como hito condicionado; la comisión chilena del cobre publica proyecciones de electricidad por proceso, región y estado de cada proyecto, con consumos unitarios y bombeo de agua ▲⁹²⁷ ♦⁶⁴³. Las objeciones prueban una controversia y la autorización posterior impide describir el caso como detenido. Un conjunto de escenarios horarios documentados y un estudio de restricciones validado por quienes aporten los modelos, que distinga energía anual, potencia simultánea y condiciones de conexión: tesina de ingeniería eléctrica o maestría en sistemas de potencia, con una minera y una transportista, seis a doce meses ♦⁹²¹ ●⁸⁵⁷.

Territorio, empleo y comunidades. ¿Cómo se comprueba que una obra dejó algo en el lugar?

Comprobar qué mejora recibió el territorio después de una obra. El anexo del fideicomiso Salar del Hombre Muerto, publicado en el repositorio EITI de Catamarca, distingue obras finalizadas de proyectos en curso en 2022, con ubicación y costos directos; el registro escocés de beneficios comunitarios de energías renovables advierte que los fondos comprometidos y el gasto anual difieren y que la información es voluntaria ▲⁹²⁸ ♦⁴⁷⁵. Ni el estado administrativo ni el desembolso miden la calidad del servicio. Una matriz de obligaciones y comprobantes, un protocolo de medición antes y después, y un tablero que separe obra terminada, servicio disponible y resultado observado: tesis de grado o maestría en evaluación territorial, meses para la línea de base ♦⁹²⁹.

Verificar el cumplimiento de los acuerdos entre proyectos mineros y comunidades. EXAR declara en su autodiagnóstico ISO 26000 de 2025 convenios de servidumbre con comunidades de su área de influencia y monitoreo ambiental participativo; el informe técnico de Cauchari-Olaroz describe contratos con pagos, prioridad de empleo para postulantes calificados y capacitación; la mina Raglan, en Canadá, distingue desde 1995 remuneraciones, contratación a empresas inuit y participación en utilidades ▲⁹³⁰. Los contratos completos y sus liquidaciones no son públicos. Un registro de obligaciones con responsable, vencimiento, documento de respaldo y evidencia de cumplimiento, y una ficha anual por comunidad: tesis de maestría interdisciplinaria con apoyo jurídico, meses para un prototipo si se accede a los acuerdos ◆⁹²⁹.

Qué compromisos territoriales se pueden medir y exigir a un centro de datos. El plan de participación del proyecto argentino de infraestructura de datos, de noviembre de 2023, reconoce consumo de agua para refrigeración, riesgos eléctricos y necesidades de respuesta a emergencias; la ciudad de Lancaster, en Pensilvania, publicó el resumen y el acuerdo final de beneficios comunitarios de un centro de datos, con límites de agua y ruido, aportes ligados a hitos y mecanismos ante incumplimientos ▲⁹³¹ ◆⁷⁹⁵. Una promesa general de inversión no determina obligaciones. Una matriz que conecte impacto, indicador, umbral, responsable, comprobante y remedio, con un anexo técnico para negociar el acuerdo y un protocolo de medición accesible a la comunidad: maestría en planificación o proyecto con la empresa y los prestadores, meses con datos de diseño ◆⁹²⁹.

Anticipar la demanda de vivienda y servicios en Añelo sin confundir poblaciones. La actualización del plan de Añelo informa una cobertura cloacal de 46 % en 2015 y de 40 % en la revisión de 2019, porque las obras no acompañaron el crecimiento; el portal censal neuquino ofrece cuadros de vivienda, saneamiento y hacinamiento por nivel territorial; la guía de evaluación de impacto social de Queensland pide analizar disponibilidad y costo de vivienda y alojamiento de trabajadores en construcción y operación ▲⁹³² ◆⁸⁰⁰. Contar obras no determina la cobertura. Una base geográfica con fecha y unidad territorial, escenarios de viviendas y conexiones ligados al calendario de proyectos, y un inventario de obras con capacidad habilitada: tesis de grado en ambiente o geografía con los prestadores y el municipio, meses para el diagnóstico ◆⁹²⁹.

Qué parte del empleo de una obra queda en la localidad y cuánto dura. El estudio argentino de empleo renovable del programa RenovAr y el MATER diferencia construcción y operación con datos de ofertas; IRENA distingue los requerimientos laborales de instalación de los anuales de operación y detalla ocupaciones ▲⁹³³ ◆⁷⁵⁵. Una estimación de puestos no identifica contrataciones, residencia previa ni meses trabajados. Un diccionario de unidades, una serie por fase y lugar de residencia, y un informe de continuidad laboral después de la construcción: tesina en economía laboral con un desarrollador y sus contratistas, meses para el primer corte ◆⁹²⁹.

Si la formación técnica termina en trabajo relacionado. Fundación YPF ofrece formación en electricidad, automatización, instrumentación y renovables, con prácticas articuladas con institutos técnicos; el INET presenta un sistema de seguimiento de egresados que examina trayectorias, formalidad y relación entre trabajo y formación; Cedefop documenta para Eslovaquia una combinación de registros administrativos y encuestas ▲⁹³⁴ ◆⁸⁰⁶. Contar inscripciones deja sin responder qué pasó con el empleo. Un cuestionario, un esquema protegido de vinculación de registros y un informe por cohorte con devolución curricular: tesis de grado con un instituto y una empresa, meses para la línea de base ◆⁹²⁹.

Evaluar participación y cumplimiento sin dar por acreditada la aceptación comunitaria. Kachi Yupi, elaborado y aprobado en 2015 por las comunidades de Salinas Grandes y Laguna de Guayatayoc, define un procedimiento propio de consulta y consentimiento; la Norma de Desempeño 7 de la Corporación Financiera Internacional pide documentar el proceso y la evidencia del acuerdo ▲⁹³⁵. Realizar actividades no basta para atribuir conformidad a una comunidad. Un protocolo de evidencia, un registro de compromisos, un tablero de reclamos con estado y comprobante, y un informe que distinga participación documentada, acuerdo acreditado y puntos abiertos: investigación participativa con mandato acordado, meses para fijar el procedimiento ◆⁹²⁹.

Método, verificación y ciencia abierta. ¿Cómo se revisa un informe hecho con modelos de lenguaje, y quién lo hace?

Esta área es la única en la que el propio informe es el caso.

Una cita puede acompañar una afirmación que la fuente no sostiene. El perfil de riesgos de IA generativa del NIST, de julio de 2024, describe la generación de contenido falso presentado con confianza, con citas y explicaciones inventadas; el Grupo de Evaluación de Modelos de Lenguaje del IIF-CONICET declara una línea de métodos reproducibles para evaluar su comportamiento ▲⁹³⁶. Comprobar que una dirección existe deja pendiente comprobar qué dice. Un banco de casos con decisiones fundamentadas y un verificador que detecte referencias incompletas y muestre el pasaje: tesina de informática o documentación, tres a seis meses con el corpus de este informe ◆⁹³⁷ ●²³.

Dos proveedores pueden aprobar el mismo error. Un preprint de la Universidad de Florida Central, de septiembre de 2026, observa errores compartidos entre jueces de distintos proveedores, y un trabajo publicado en ACL en 2025 estudia cómo los agentes refuerzan respuestas ajenas durante el debate ▲⁹³⁸. Cambiar de proveedor no eliminó la dependencia en esas tareas, y la Capa 2 de este informe se apoya en ese cambio ◆⁷. Un protocolo preregistrado, una matriz de decisiones por afirmación y una comparación con incertidumbre, con el identificador del modelo, la fecha y las instrucciones publicadas: maestría experimental entre una universidad y una consultora, cuatro a ocho meses con casos etiquetados ◆⁹³⁷.

Un resultado energético puede quedar atado al entorno que lo produjo. Un artículo de Energy Policy de 2017 identifica obstáculos a la apertura de datos y programas en investigación energética; Zenodo declara que preserva archivos sin prometer que sigan siendo utilizables; Fundar publica en Argendata datos de transición energética con metadatos y proceso de transformación ▲⁹³⁹. Preservar archivos no asegura que funcionen. Un paquete ejecutable que regenere las tablas y figuras de un capítulo y un acta de ejecución independiente, con las tolerancias fijadas antes del ensayo: tesis de grado en informática, dos a cuatro meses por capítulo ◆⁹³⁷ ◆²⁶.

Los datos pueden conservar sus valores y perder su significado. OEMetadata ofrece un esquema de metadatos para energía y W3C PROV una representación de procedencia; el Repositorio de Datos de Investigación de la UNLP ofrece infraestructura de preservación ▲⁹⁴⁰. La frontera de BUENOS AIRES y el diccionario de AlmaMDI son información semántica faltante que un validador puede señalar. Un diccionario versionado y un validador que detecte columnas desconocidas, unidades incompatibles y categorías nuevas, con cada definición respaldada o marcada pendiente: tesina de ciencia de datos con una empresa eléctrica, tres a seis meses ◆⁹³⁷ ●⁴⁴⁶.

Una publicación puede declarar datos disponibles sin entregar nada reutilizable. La Royal Society of Chemistry, que edita *Energy Advances*, exige una declaración de disponibilidad y considera en general inaceptable la disponibilidad «a pedido»; *Nature Energy* exige explicar acceso y restricciones, también para código; la Ley 26.899 contempla repositorios y acceso a datos para la producción científica financiada con fondos públicos, y la UNLP dispone de un repositorio basado en Dataverse ▲⁹⁴¹. Una matriz de requisitos por destino, una plantilla de entrega con inventario de datos, código, licencias y versiones, y un ensayo de acceso hecho por un segundo equipo: tesina de bibliotecología o ciencia de datos, tres a cinco meses ♦⁹³⁷ ♦²⁸.

La revisión de un informe puede dejar sin examinar sus conclusiones. El alcance de revisión externa del sistema NEMS, publicado por el National Research Council en 1992, incluye datos, supuestos, metodología y adecuación a los usos previstos; el proyecto REPEAT de Princeton produce evaluaciones independientes de políticas energéticas con modelos propios; la UNLP documenta auditorías energéticas de edificios en el proyecto EMES ▲⁹⁴². Un protocolo, un dictamen por alcance y un registro de hallazgos contestables, que separe corrección, desacuerdo metodológico y falta de evidencia, con este informe como caso piloto: proyecto interdisciplinario con una universidad, cuatro a seis meses por capítulo ♦⁹³⁷ ♦⁹⁴³.

Escenarios reproducibles pueden recomendar decisiones distintas. El Energy Modeling Forum de Stanford organiza comparaciones de modelos para entender sus desacuerdos, y su estudio EMF 37 publica datos y revisión; Escenarios Energéticos Argentina 2040, de 2018, documentó un marco compartido de parámetros con participación del CEARE de la UBA y el ITBA ▲⁹⁴⁴. Ese ejercicio dejó escrito, además, que había que analizar las hidraulicidades de los ríos bajo escenarios de cambio climático ▲⁹⁴⁵; el pedido sigue abierto en la sección de hidrología de este capítulo. Reproducir una corrida no dice qué parte de la conclusión depende de los datos, de los supuestos o de la estructura. Un conjunto común de entradas, resultados comparables y un informe que atribuya cada diferencia, con las escalas del capítulo 9 como entradas: maestría o doctorado en modelado energético entre universidades y empresas, seis a doce meses ♦⁹³⁷ ●⁸⁵⁶.

¿Qué pide el informe a cambio, y cómo se usa este capítulo?

Setenta y un problemas, y ninguno pide un descubrimiento. Piden un diccionario, una serie limpia, un protocolo de ensayo, un modelo validado, un registro de obligaciones: trabajo de meses para una tesina y de uno a dos años para una maestría o un proyecto con empresa, con quien lo sufre sentado en la mesa desde el primer día. Para un graduado, el modo de usar este capítulo es elegir un problema, abrir las fuentes de su ficha en el índice, y preguntarle a la empresa, la cooperativa o el organismo que lo sufre si le interesa el entregable ♦⁹⁴⁶.

Lo que el informe pide a cambio es una sola cosa: que cada resultado declare cómo se sabe, con el mismo esquema de cinco estados del capítulo 0, para que pueda incorporarse a la edición siguiente sin reescribirlo. Las bases de datos, las consultas y los registros de este trabajo están disponibles para quien tome una de estas tareas, en las condiciones que fija el capítulo 0 ♦²⁸. Las 71 fichas completas, con sus once campos, sus fuentes y sus bitácoras de búsqueda, forman parte del repositorio ■⁸⁶².

Conclusión

Si quien decide por el país preguntara qué tiene que hacer y cómo lo pensamos, el informe contesta con cinco «si... entonces» y una condición. Cada uno sale de un capítulo y lleva su clave ♦⁹⁴⁷.

Una advertencia antes de los cinco. El tablero no incluye lo que el clima puede hacerle a estos proyectos: un episodio de El Niño con lluvias intensas donde no se esperan, una sequía larga en el Comahue, un invierno más frío que la serie. Ninguna escala los considera, y el autor pide que esos trabajos los hagan profesionales certificados en ambiente y meteorología, con el capítulo 10 como punto de partida ♦⁹⁴⁷.

Primero, el invierno. En julio, el gas y la electricidad son la misma decisión: si en la red troncal falta gas, falta electricidad, o falta exportación, o falta calefacción, y alguien elige cuál ●⁴⁶⁶. Si San Matías Pipeline opera a mediados de 2028, como prevé SESA ▲⁵⁷¹, los barcos de GNL toman su gas por un caño propio. Si no opera y los barcos toman su gas de la red, con el consumo de la Resolución 157 faltan unos 17 millones de m³ diarios; con el consumo en tendencia sobran unos 6 ■⁶⁰¹. Entonces, antes del invierno de 2027, hay que tener el gasoducto dedicado en obra con fecha, o un acuerdo escrito de reducción de la toma de los barcos en los meses fríos ♦⁵⁷⁹. Planificar el invierno es decidir qué gas se guarda, qué contrato admite interrupción y quién importa cuando hace falta ♦⁵⁴⁵.

Segundo, la red. La generación nueva está lejos del consumo: el noroeste y Cuyo reúnen el 87,28 % de la solar y la Patagonia el 44,25 % de la eólica ■¹⁴⁹, y la categoría BUENOS AIRES concentra el 49,0 % de la demanda ■¹⁵⁰. Si las dieciséis obras prioritarias siguen sin fecha ●¹⁷, cada parque nuevo del sur y del norte se suma a los vertidos en lugar de sumarse al consumo ●⁷⁶³. Entonces: publicar el margen de cada nodo ●²¹³; recibir de cada promotor punto de conexión, curva de carga y fecha, y ordenar con eso los refuerzos ♦⁴⁹⁴; comprometer ya las obras que sirven a proyectos con obra iniciada o decisión tomada, y avanzar las otras sólo en ingeniería y permisos ♦⁸¹⁵.

Tercero, 2027. Tres decisiones finales de inversión están previstas para el mismo año: Diablillos en el segundo trimestre, Los Azules a mediados y la expansión de Centenario a fines ■⁴⁷³; suman unos 4.240 millones de dólares ■⁸¹³. La que mueve la escala de gas llega antes, con Argentina LNG, prevista para fines de 2026 ●⁸¹⁴. Si se toman, hacia 2035 el país tendría que pro-

ducir entre 227 y 269 millones de m³ de gas por día, frente a 141 en 2025 ■⁴⁷¹, y cuatro de las ocho escalas del capítulo 9 dejan de depender de un anuncio ■⁸¹⁶. Si se demoran, se corre la minería, y el gas, el petróleo y la nuclear siguen su propio calendario ●⁸¹⁴. Entonces, una regla: atender primero los compromisos con fecha y preparar alternativas para lo que todavía debe decidirse ◆⁴⁸³. Ninguna obra pública se construye para un proyecto que no decidió ◆⁹⁴⁷.

Cuarto, la punta y el agua. La energía anual casi no se mueve; la hora más exigente sí: en 2025 la subida horaria de la carga neta llegó a 2,03 GW por hora ■⁴⁶. Si la rampa sigue creciendo como entre 2023 y 2025, la siguiente licitación tiene que sumar potencia rápida, en baterías, en demanda que reduce su consumo o en centrales que suben y bajan rápido ●³⁶⁷. Los 1.413,5 MW adjudicados no cuentan hasta la prueba de puesta en servicio ■³⁶⁰ ◆⁷⁴⁷. Y el agua: entre 2018 y 2025 la gran hidráulica perdió 9,807 TWh, el 42 % de lo que ganaron las renovables ■⁹⁵, y ocho de las doce concesiones con estado asignado todavía no tienen un operador elegido por concurso ■¹⁹⁰. Si un año seco coincide con un invierno frío, la hidráulica resta lo que el viento suma y el gas cubre la diferencia, si tiene caño ●¹⁵¹. Entonces: concesiones con operador, y una serie por complejo y por hora con generación, caudal, cota y despacho ◆²⁰³.

Quinto, el territorio. La condición es que la actividad deje beneficios verificables en el territorio y en su gente ◆⁴⁷⁵. Si un centro de datos de 500 MW o una mina se instalan sin un acuerdo previo de obras, agua y vivienda, con fechas y financiamiento, el costo lo paga la localidad receptora ◆⁷⁹⁵. Entonces: ningún incentivo público sin metas comprobables de empleo que permanece, compras locales y servicios ◆⁷⁹⁷.

Cómo lo pensamos. Con datos públicos en una base, cada cálculo repetible y cada afirmación con su estado; un modelo de IA verificó cada afirmación contra su fuente y otro, de un proveedor distinto, auditó el veredicto, por unos 28 dólares en total ■⁸; el autor decidió lo que depende de un criterio ◆⁷.

Lo que no sabemos. No simulamos los flujos por las líneas ni la capacidad disponible por nodo ●⁸⁵⁵, no proyectamos precios ●⁸⁵⁶, y no encontramos qué territorio abarca la categoría que reúne la mitad de la demanda ●¹⁶. Dos pedidos cierran la mitad de eso: a CAMMESA, la regla de sus categorías; a la Secretaría de Energía, el expediente de la Resolución 715/2025 ◆²⁷. El resto es trabajo para la ciencia: setenta y un problemas, y el capítulo 10 dice cuáles ◆⁸⁶¹.

Y si no hacemos nada. El sistema sigue funcionando con gas, como en 2025, cuando las centrales térmicas generaron el 52,68 % de la electricidad ■⁶⁴. Cada julio alguien decide a quién le falta ●⁴⁶⁶, los parques nuevos vierten lo que la red no lleva ●⁷⁶³, y las decisiones de 2027 las toman las empresas sin que el país haya preparado la red, el agua ni el territorio ◆⁹⁴⁷.

Índice de fuentes

◆ 1 Elección del autor: el lector del informe es quien decide cómo planificar el sistema eléctrico argentino hasta 2030 (inversores, directivos del sector y equipos técnicos), y hoy no encuentra esa síntesis en un trabajo actualizable.

◆ 2 Elección del autor: casi todas las secciones abren con una pregunta de planificador (decisión del autor del 13/10/2026: no todos los títulos tienen que ser preguntas), encadena necesidades, nombra la pieza que decide, propone acciones con un responsable en modo de posibilidad y cierra con una escala hacia 2030 que propone una cifra aunque dependa de un supuesto, junto con los datos que faltan para afinarla.

◆ 3 Elección del autor: método de trazabilidad CADIS? (Calculada, Sin fuente recuperable, Documentada, Inferida, Supuesta e Incógnita). Cada afirmación lleva un símbolo de forma según su categoría y un color según quién la publica: azul organismo público o norma, naranja empresa, verde estadística u organismo internacional, fucsia el autor. Las incógnitas se muestran como pregunta abierta con el símbolo de las Inferidas.

◆ 4 Regla del autor, 13/10/2026: toda negativa se declara con su alcance (dónde se buscó y hasta cuándo); «no se publica» sólo cuando la fuente lo dice. Motivo: la búsqueda de acceso del 12 y 13 de octubre recuperó documentos declarados no recuperados y mostró que frases de síntesis excedían sus registros.

◆ 5 Elección del autor: una afirmación Calculada registra serie de origen, período, transformación, programa, valor, fecha de corte y método de actualización. Si falta un campo no se completa por inferencia: la afirmación pasa a Inferida y se declara el campo faltante. El estado Calculada se incorporó en la segunda ronda de auditoría, después de que resultados propios quedaran clasificados como inferencias o sin fuente.

■ 6 Cálculo propio: conteo de claves del índice del informe completo, edición cerrada del 14/10/2026: 947 claves; 365 Documentadas (228 organismo público o norma, 100 empresa, 37 estadística u organismo internacional), 252 Calculadas, 133 Inferidas, 195 Supuestas y 2 Sin fuente recuperable. Programa: recuento sobre FUENTES_COMPLETO.csv (ensamblar.py). Historia: conteo de filas por tipo en los nueve índices de fuentes (capítulos 1 a 8 de la reescritura del 12/10/2026 con sus figuras, y capítulo 9 integrado), al 13/10/2026 tras la ronda de fuentes: 160 organismo público o norma, 93 empresa (89 en el capítulo 9), 38 estadística u organismo internacional, 255 Calculadas, 128 Inferidas (incluye preguntas abiertas), 165 Supuestas y 1 Sin fuente recuperable; 840 filas, 831 claves distintas (una clave usada en dos capítulos cuenta dos filas). Programa: recuento sobre FUENTES_M*.csv. Actualización: se recuenta en cada edición. Enmienda del 13/10/2026: el conteo anterior (813 filas al 12/10) no incluía las filas de las once figuras ni las de la ronda de fuentes. Actualización 13/10/2026 (noche): con el capítulo 10 y la Conclusión, el índice del informe completo usa 942 claves (conteo de ensamblar.py).

◆ 7 Elección del autor (25/9/2026): tres capas. Capa 1, datos, sin modelo: series descargadas a una base local y cálculos en Python. Capa 2, verificación por API con auditoría cruzada entre proveedores (investigador DeepSeek, auditor Claude de Anthropic), precedida por un piloto de 20 afirmaciones para medir costo y fallos. Capa 3, juicio del autor.

■ 8 Cálculo propio: recuento de los archivos de resultados de cada corrida de piloto_capa2.py. Capítulos 1 a 8: primera pasada 545 (275 respaldadas, 71 no respaldadas, 199 no verificables; USD 6,9636); segunda 546 (445, 50, 51; USD 8,1844); corregidas, ronda final 135 (121, 6, 8; USD 2,4597) y parte C 17 (16, 1, 0; USD 0,3371). Capítulo 9: primera 420 (171, 111, 137 y una sin dictamen por respuesta no legible; USD 4,6644); segunda 333 (197, 88, 48; USD 4,3051); tercera, sobre 115 pasajes ampliados, 115 respaldadas (113 de A y 2 de B; C no tenía pasajes ampliados; USD 1,3143), recontada el 12/10/2026 desde los archivos de resultados de la PC del autor. Seis fuentes del capítulo 9 quedaron inaccesibles para la ampliación de pasajes. Suma de costos: USD 28,23.

● 9 Inferencia del autor, sobre la lectura de los hallazgos de cada pasada: las no respaldadas se explicaron por pasajes reducidos a la cifra o sin sujeto, premisas citadas con otro registro, textos que decían más que el pasaje y, en el balance, registros que conservaban el valor de una edición anterior de la serie (por ejemplo 1.562,48 contra 1.563,16 GWh), corregidos en la ronda final. Premisas: las revisiones de Claude (Cowork) de cada corrida, del 3/10, 6/10, 7/10, 8/10 y 11/10/2026.

- ◆ 10 Elección del autor y registro de la intervención humana: desde el 4/10/2026 el autor coordina y delega la revisión de cada entrega en el circuito Claude-Astra-Claude Code; las decisiones por delegación están registradas con motivo en los documentos de estado del proyecto para su lectura final. Reparto: autor, informe publicado, método y criterio del capítulo 9; Astra (ChatGPT Pro), auditorías de partida, investigación y mayor parte de la redacción del capítulo 9; Claude Code, registros y corridas; Claude (Cowork), revisión, secciones de petróleo, gas y GNL, reescritura de los capítulos 1 a 8 y redacción de este capítulo.
- ◆ 11 Decisión del autor: la carta de apertura distingue dos frentes de incertidumbre (cognitivo y corporativo-geopolítico); el método responde al primero con trazabilidad y auditoría cruzada y al segundo con la regla de proveedores distintos y con la base, los programas y los registros en manos del autor. 13/10/2026.
- ◆ 12 Registro del autor: ronda de fuentes del 12 y 13 de octubre de 2026. Astra (ChatGPT Pro) comprobó el acceso a las fuentes declaradas no recuperadas; Claude cotejó cada hallazgo contra los archivos; el autor descargó 39 documentos a fuentes/2026-10-ronda, con SHA-256 en MANIFIESTO_2026-10-ronda.csv. Sigue sin encontrarse: la regla territorial de CAMMESA, el expediente matriz de la Resolución 715/2025, las actas de toma de posesión del Comahue, las cartas de adhesión de ALUAR, los pliegos de Nihuilles y el padrón del RENPALMA.
- ◆ 13 Elección del autor: el informe separa energía (GWh, TWh), potencia (MW, GW) y capacidad; punta instantánea y punta horaria; identidad contable, asociación estadística y causa; y declara la frontera de cada cifra. Las emisiones cubren la combustión publicada por CAMMESA, sin ciclo de vida, metano aguas arriba ni otros sectores.
- ▲ 14 CAMMESA. El máximo de verano de 2025 ocurrió el 10 de febrero a las 14:47. Fecha de la fuente: página de CAMMESA descargada el 2026-10-06.
- 15 Cálculo propio: maximo_horario_2025.sql: hora de 2025 con el mayor TOTAL, por edición. TOTAL está en MWh por hora; dividido por 1.000 da la potencia media de esa hora en GW. Resultado: La primera alcanzó 28,094 GW. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 16 Pregunta abierta: no se encontró una definición escrita de CAMMESA de la categoría BUENOS AIRES, ni en la página de la Síntesis Mensual ni en los 23 libros de la base mensual 2026-08. Tampoco se puede saber con esa base si algún agente de otra jurisdicción está imputado a BUENOS AIRES.
- 17 Pregunta abierta: para 12 de las 16 iniciativas no se encontró acto propio posterior a la Resolución 715/2025 en las fuentes revisadas hasta el 04/10/2026; lo que no se encuentra no prueba que no exista. El seguimiento por expediente (D06) sigue abierto.
- ▲ 18 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). Resolución ENRE 165/2026, 17/03/2026, Boletín Oficial 18/03/2026: otorga vista del expediente EX-2023-93013721-APN-SD#ENRE (acceso de 260 MW para Josemaría y Filo del Sol, LEAT 500 kV Rodeo-Chaparro de unos 167 km) a todos los potenciales interesados sin presentación previa, por TAD, por la sección «Audencias Públicas y Edictos» del ENRE y por el enlace ecloud.enre.gov.ar/s/AeJ8BHiW9LnzptT; convocará a audiencia pública vencido el plazo. Recuperada el 13 de octubre de 2026 (A07 del manifiesto).
- ▲ 19 Banco Interamericano de Desarrollo, programa AR-U0007, «Documentación del proyecto». «EIASc y PGASc – AMBA I: Obras de Ampliación del Sistema de Transmisión Eléctrica», donde EIASc es Evaluación de Impacto Ambiental y Social Complementario y PGASc, Plan de Gestión Ambiental y Social complementario, según su propio índice; archivo «AR-U0007 - Corredor AMBA - Version Final.pdf», 756 páginas, publicado el 20/08/2026. «EIASc y PGASc – Interconexión Eléctrica en 500 kV en el Corredor Sur: Puerto Madryn – Choele Choel – Bahía Blanca y Obras Complementarias», archivo «AR-U0007 - Corredor Sur.pdf», 677 páginas, 20/08/2026. iadb.org/es/proyecto/AR-U0007. Descargados el 13/10/2026 (C03a y C03b del manifiesto).
- ▲ 20 Secretaría de Energía, Comité de Administración del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal. «Estudio de Impacto Ambiental, Interconexión 500 kV Río Diamante – Cnel. Charlone – GBA, 2.ª etapa», diciembre de 2017, 292 páginas (catálogo BID AR-U0007); «Interconexión ET Vivoratá – ET Plomer, tomo 3: Estudio de Impacto Ambiental», diciembre de 2017, 367 páginas (IF-2022-18531006-GDEBA, portal de Ambiente de la provincia de Buenos Aires). Descargados el 13/10/2026 (C03c y C05 del manifiesto).
- △ 21 Sin fuente recuperable: hueco documental D19. Las atribuciones de capacidad de fabricación de torres, conductores y equipos de transmisión a empresas del país, en la fila industrial de la figura de capacidades tecnológicas del informe publicado, no encontraron respaldo primario y se retiraron en la tercera ronda. Enmienda del 13/10/2026: la ficha de IMSA (f_m0_imsa) respalda la fabricación de conductores como declaración de la empresa; la atribución a IMPSA sigue sin respaldo (su página documenta equipamiento hidroeléctrico). No se afirma que la capacidad no exista.
- ▲ 22 IMSA (Industria Metalúrgica Sud Americana; la ficha da su dirección en Merlo, Buenos Aires). Ficha técnica del conductor Imalum HE: «el núcleo híbrido de fibra de carbono y fibra de vidrio es fabricado, sometido a ensayos y certificado por CTC Global. Posteriormente IMSA diseña y fabrica los alambres trapezoidales, para luego cablearlos»; uso en líneas de transmisión «hasta 500 kV». Metadato del archivo: 17/06/2020. desarrollo.imsa.com.ar/descargas/IMS_A_Producto_Imalum_HE_Ficha_Tecnica.pdf. Recuperada el 13 de octubre de 2026 (A06 del manifiesto).
- 23 Inferencia del autor: la Capa 2 audió el campo de texto de cada registro. La prosa de los capítulos 1 a 8 se reescribió el 12/10/2026 y se controló con un programa que compara cada cifra del texto con el registro que la marca, con una tolerancia de 0,6 %. Premisas: el auditor no recibió la oración publicada; los registros no cambiaron después de su verificación.
- 24 Inferencia del autor: una matriz con más recursos bajos en carbono puede ser, al mismo tiempo, más exigente en coordinación horaria si pierde generación hidráulica flexible y enfrenta picos de demanda mayores. Premisas: La generación hidroeléctrica anual cae 9,807497 TWh entre 2018 y 2025. La punta instantánea crece 3,937 GW: de 26.320 MW en 2018 a 30.257 MW en 2025 (, módulo territorio). Perder energía hidráulica no demuestra por sí solo pérdida de potencia regulable: la relación planteada es condicional, no pérdida de flexibilidad medida.
- ◆ 25 Decisión del autor: la exploración de hidrocarburos en la plataforma de las Islas Malvinas se considera parte del sistema energético (flujo por buque al balance de masas) y un centro geopolítico, y queda fuera del alcance de esta edición mientras las islas sigan bajo administración ajena; anotada para una edición futura junto con el resto de la energía costa afuera. 14/10/2026.

- ◆ 26 Elección del autor: módulo reutilizable. Con una edición nueva de las series, se recalculan las Calculadas desde sus programas, el control de cifras señala los números del texto que cambiaron y la verificación se repite sólo sobre los registros modificados.
- ◆ 27 Recomendación del autor para la próxima edición, enmendada el 13/10/2026: pedir formalmente a CAMMESA la regla con que asigna cada agente a sus categorías territoriales (D01) y a la Secretaría de Energía el índice del expediente EX-2025-43486216-APN-DGDA#MEC de la Resolución 715/2025 y las piezas que faltan por obra (D06); extender la Capa 2 a la oración publicada; escribir las consultas de la Capa 1 en SQL sobre la base local.
- ◆ 28 Decisión del autor: las bases de datos, las consultas y los registros se comparan con quien repita o extienda un resultado, con el manifiesto SHA-256 como referencia y el esquema de cinco estados como condición; quedan privados los programas de verificación, las claves de acceso y las bitácoras. El repositorio no es público. 13/10/2026.
- 29 Cálculo propio: demanda local anual 2023: suma de la demanda horaria total (columna TOTAL) de CAMMESA. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia. Período: 2023-01-01 a 2023-12-31. Transformación: `demanda_anual_total.sql`: suma anual de la columna TOTAL (MWh por hora) en DECIMAL(18,3), dividida por 1.000.000 para pasar de MWh a TWh. Un resultado por año y por edición. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 30 Cálculo propio: demanda local anual 2024: suma de la demanda horaria total (columna TOTAL) de CAMMESA. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia. Período: 2024-01-01 a 2024-12-31. Transformación: `demanda_anual_total.sql`: suma anual de la columna TOTAL (MWh por hora) en DECIMAL(18,3), dividida por 1.000.000 para pasar de MWh a TWh. Un resultado por año y por edición. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 31 Cálculo propio: demanda local anual 2025: suma de la demanda horaria total (columna TOTAL) de CAMMESA. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: `demanda_anual_total.sql`: suma anual de la columna TOTAL (MWh por hora) en DECIMAL(18,3), dividida por 1.000.000 para pasar de MWh a TWh. Un resultado por año y por edición. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 32 Cálculo propio: $141,251 \div 140,884 - 1 = 0,0026$, un aumento de 0,3 % de la demanda local entre 2023 y 2025. CAMMESA, Síntesis Mensual, edición de agosto de 2026.
- 33 Cálculo propio: demanda local anual 2026: suma de la demanda horaria total (columna TOTAL) de CAMMESA, hasta el 2026-08-31. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia. Período: 2026-01-01 a 2026-08-31 (año incompleto). Transformación: `demanda_anual_total.sql`: suma anual de la columna TOTAL (MWh por hora) en DECIMAL(18,3), dividida por 1.000.000 para pasar de MWh a TWh. Un resultado por año y por edición. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- ▲ 34 Instituto Argentino de la Energía «General Mosconi». Informe de Tendencias Energéticas N° 113, septiembre de 2026: la demanda eléctrica creció 6,1 % interanual en agosto de 2026 y la participación renovable en la generación fue 19 %. Un solo mes; fuera del registro.
- 35 Cálculo propio: en 2025, la máxima demanda local media ocurrió el 10 de febrero en el bloque que comienza a las 15:00; la máxima carga neta ocurrió el 21 de febrero en el bloque que comienza a las 15:00. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia; CAMMESA, Oferta Total Horaria. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: `maximo_horario_2025.sql`: hora de 2025 con el mayor TOTAL, por edición. TOTAL está en MWh por hora; dividido por 1.000 da la potencia media de esa hora en GW. | `carga_neta_horaria.sql`: $\text{carga neta} = \text{demanda total} - \text{generación eólica} - \text{generación solar}$, hora por hora. Las dos tablas se unen por edición, FECHA y HORA. Los valores se pasan a DECIMAL(18,3) porque CAMMESA los publica con tres decimales. | `maximo_carga_neta_2025.sql`: hora de 2025 con la mayor carga neta, por edición. La carga neta está en MWh por hora; dividida por 1.000 da la potencia media de esa hora en GW. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- ◆ 36 Elección del autor: la carga neta se define como demanda total menos generación eólica menos generación solar.
- 37 Cálculo propio: `carga_neta_horaria.sql`: $\text{carga neta} = \text{demanda total} - \text{generación eólica} - \text{generación solar}$, hora por hora. Las dos tablas se unen por edición, FECHA y HORA. Los valores se pasan a DECIMAL(18,3) porque CAMMESA los publica con tres decimales. | `maximo_carga_neta_2025.sql`: hora de 2025 con la mayor carga neta, por edición. La carga neta está en MWh por hora; dividida por 1.000 da la potencia media de esa hora en GW. Resultado: la segunda, 24,272 GW. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia; CAMMESA, Oferta Total Horaria. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 38 Inferencia del autor: en 2025, la máxima demanda local y la máxima carga neta ocurrieron en febrero, en el bloque de las 15:00. La hora de verano por la tarde es la que fija la potencia que tiene que poder garantizarse. Premisas: fechas y horas de los dos máximos calculadas sobre la serie horaria de CAMMESA; la relación con la temperatura se trata en el módulo 8.
- 39 Cálculo propio para la figura 1. Serie: CAMMESA, anuario 2005–2025, hoja «Evolución anual», demanda local (fila 10) y potencia máxima (fila 15). Período: 2005–2025. Transformación: índice con 2005 = 100. Resultado en 2025: demanda local 152,9 y potencia máxima 181,0. Programas: `figuras/datos_F1.py` y `figuras/figura_F1.py`; datos en `figuras/datos/F1.csv`. Cotejo: 16 de 16 cifras contra el registro. Corte: datos hasta el 31/12/2025. Actualización: correr los dos programas con un anuario nuevo.
- 40 Cálculo propio: entre 2018 y 2025, la demanda anual creció 6,20 % y la punta instantánea, 14,96 %. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Transformación: $(Y/R-1) \times 100$ en fila 10 | $(Y/R-1) \times 100$ en fila 15. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.

- 41 Cálculo propio: carga_neta_horaria.sql: carga neta = demanda total – generación eólica – generación solar, hora por hora. Las dos tablas se unen por edición, FECHA y HORA. Los valores se pasan a DECIMAL(18,3) porque CAMMESA los publica con tres decimales. | rampas_p99.py: filtrar el año; ordenar por fecha y hora; diferencias entre horas consecutivas dentro del año, en GW (diferencia en MWh / 1.000); cuantil 0,99 de todas las diferencias firmadas (positivas y negativas), con interpolación lineal (numpy.quantile, método por defecto). Resultado: 1,54. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia. Período: 2023-01-01 a 2023-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 42 Cálculo propio: carga neta en GW = (TOTAL – Eólica – Solar) / 1000, hora por hora | carga_neta_horaria.sql: carga neta = demanda total – generación eólica – generación solar, hora por hora. Las dos tablas se unen por edición, FECHA y HORA. Los valores se pasan a DECIMAL(18,3) porque CAMMESA los publica con tres decimales. | rampas_p99.py: filtrar el año; ordenar por fecha y hora; diferencias entre horas consecutivas dentro del año, en GW (diferencia en MWh / 1.000); cuantil 0,99 de todas las diferencias firmadas (positivas y negativas), con interpolación lineal (numpy.quantile, método por defecto). Resultado: 1,83. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia; CAMMESA, Oferta Total Horaria. Período: 2023-01-01 a 2023-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 43 Cálculo propio: carga_neta_horaria.sql: carga neta = demanda total – generación eólica – generación solar, hora por hora. Las dos tablas se unen por edición, FECHA y HORA. Los valores se pasan a DECIMAL(18,3) porque CAMMESA los publica con tres decimales. | rampas_p99.py: filtrar el año; ordenar por fecha y hora; diferencias entre horas consecutivas dentro del año, en GW (diferencia en MWh / 1.000); cuantil 0,99 de todas las diferencias firmadas (positivas y negativas), con interpolación lineal (numpy.quantile, método por defecto). Resultado: 1,60. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia. Período: 2024-01-01 a 2024-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 44 Cálculo propio: carga neta en GW = (TOTAL – Eólica – Solar) / 1000, hora por hora | carga_neta_horaria.sql: carga neta = demanda total – generación eólica – generación solar, hora por hora. Las dos tablas se unen por edición, FECHA y HORA. Los valores se pasan a DECIMAL(18,3) porque CAMMESA los publica con tres decimales. | rampas_p99.py: filtrar el año; ordenar por fecha y hora; diferencias entre horas consecutivas dentro del año, en GW (diferencia en MWh / 1.000); cuantil 0,99 de todas las diferencias firmadas (positivas y negativas), con interpolación lineal (numpy.quantile, método por defecto). Resultado: 1,87. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia; CAMMESA, Oferta Total Horaria. Período: 2024-01-01 a 2024-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 45 Cálculo propio: carga_neta_horaria.sql: carga neta = demanda total – generación eólica – generación solar, hora por hora. Las dos tablas se unen por edición, FECHA y HORA. Los valores se pasan a DECIMAL(18,3) porque CAMMESA los publica con tres decimales. | rampas_p99.py: filtrar el año; ordenar por fecha y hora; diferencias entre horas consecutivas dentro del año, en GW (diferencia en MWh / 1.000); cuantil 0,99 de todas las diferencias firmadas (positivas y negativas), con interpolación lineal (numpy.quantile, método por defecto). Resultado: 1,66. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 46 Cálculo propio: carga neta en GW = (TOTAL – Eólica – Solar) / 1000, hora por hora | carga_neta_horaria.sql: carga neta = demanda total – generación eólica – generación solar, hora por hora. Las dos tablas se unen por edición, FECHA y HORA. Los valores se pasan a DECIMAL(18,3) porque CAMMESA los publica con tres decimales. | rampas_p99.py: filtrar el año; ordenar por fecha y hora; diferencias entre horas consecutivas dentro del año, en GW (diferencia en MWh / 1.000); cuantil 0,99 de todas las diferencias firmadas (positivas y negativas), con interpolación lineal (numpy.quantile, método por defecto). Resultado: 2,03. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia; CAMMESA, Oferta Total Horaria. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 47 Cálculo propio sobre los percentiles 99 de las variaciones horarias: demanda, $1,657 \div 1,544 - 1 = 0,073$; carga neta, $2,026 \div 1,832 - 1 = 0,106$. Cambio entre 2023 y 2025.
- 48 Cálculo propio: diferencia entre el percentil 99 de la carga neta y el de la demanda: $1,832 - 1,544 = 0,29$ GW por hora en 2023; $2,026 - 1,657 = 0,37$ GW por hora en 2025.
- 49 Inferencia del autor: la carga neta resta la generación eólica y solar a la demanda; sus subidas horarias son mayores que las de la demanda y crecieron más rápido entre 2023 y 2025, mientras la generación eólica y solar aumentaba (módulo 2). La flexibilidad para cubrir esas rampas pasa a ser la pieza que decide. No se descompone qué parte del aumento se debe a cada fuente.
- 50 Cálculo propio: la categoría publicada como BUENOS AIRES reunió 49,0 % de la demanda local en 2025. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: participacion_provincial_2025.sql: suma 2025 de cada columna provincial dividida por la suma 2025 de la columna TOTAL, por 100. Un resultado por provincia y por edición. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 51 Cálculo propio: participacion_provincial_2025.sql: suma 2025 de cada columna provincial dividida por la suma 2025 de la columna TOTAL, por 100. Un resultado por provincia y por edición. Resultado: Santa Fe aportó 9,0 %. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 52 Cálculo propio: participacion_provincial_2025.sql: suma 2025 de cada columna provincial dividida por la suma 2025 de la columna TOTAL, por 100. Un resultado por provincia y por edición. Resultado: Córdoba 7,7 %. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 53 Cálculo propio: $49,0 + 9,0 + 7,7 = 65,7$ % de la demanda local de 2025 en las categorías BUENOS AIRES, Santa Fe y Córdoba.

- 54 Cálculo propio sobre los 78 proyectos del catálogo: seis reúnen 655,2–1.193,2 MW y los otros 72 no aportan una demanda en MW a la suma. Respecto de la máxima horaria del MEM en 2025: $655,2 \div 28.094,06 \times 100 = 2,33 \%$; $1.193,2 \div 28.094,06 \times 100 = 4,25 \%$. Se excluyen potencias de centros de datos que las fuentes no definen como demanda eléctrica. CAMMESA, edición de agosto de 2026 para 2025.
- ◆ 55 Escenario del autor: el percentil 99 de la subida horaria de la carga neta mantiene entre 2025 y 2030 el ritmo anual de 2023 a 2025: $(2,026 \div 1,832)^{(1/2)} - 1 = 5,2 \%$ anual; $2,026 \times 1,052^5 = 2,61$ GW por hora. Se apoya en sólo dos años; no es una proyección de CAMMESA ni modela la incorporación de nuevas fuentes.
- ◆ 56 Propuesta del autor: proyectar por separado energía anual, punta de verano y rampa de carga neta hacia 2030, y pedir a cada proyecto industrial su curva de carga horaria para sumarla a la punta y a las rampas.
- 57 Cálculo propio: edición de la base mensual de CAMMESA con que se generó este registro y último día que trae. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia; CAMMESA, Oferta Total Horaria. Período: 2023-01-01 a 2026-08-31. Transformación: la edición es el nombre de la carpeta datos/ cargada en la tabla cargas; el período va del primer al último día de FECHA en demanda_horaria_provincia para esa edición; el último día es la fecha de corte. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 58 Cálculo propio: los valores de 2023, 2024 y 2025 no cambiaron entre las ediciones 2026-06 y 2026-08. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia; CAMMESA, Oferta Total Horaria; CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia; CAMMESA, Oferta Total Horaria. Período: 2023-01-01 a 2025-12-31. Transformación: generar las afirmaciones con la edición anterior y con la nueva, tomar las que tienen todo su período dentro de 2023–2025 y contar cuántas tienen el mismo campo valor en las dos ediciones. Las que cambian se nombran en notas y en el texto. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- 59 Cálculo propio: horas cuyo TOTAL de demanda revisó CAMMESA entre las ediciones 2026-06 y 2026-08. Serie: CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia; CAMMESA, Demanda Horaria por Provincia. Período: 2023-01-01 a 2026-06-30 (horas presentes en las dos ediciones). Transformación: revisiones_entre_ediciones.sql: compara TOTAL (MWh por hora) hora por hora entre la edición 2026-06 y la 2026-08, unidas por FECHA y HORA, y resume por año y mes las horas cuyo TOTAL cambió y la suma de las diferencias en GWh (2026-08 menos 2026-06). Las horas que están en una sola edición no cuentan como revisión. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; datos hasta 2026-08-31.
- ◆ 60 Propuesta del autor: tratar los meses recientes de la Síntesis Mensual como provisorios y volver a bajarlos en cada edición antes de usarlos en un plan.
- ▲ 61 CAMMESA. La generación local es la electricidad producida dentro de la frontera anual publicada por CAMMESA.
- ▲ 62 CAMMESA. La oferta total agrega importaciones.
- 63 Cálculo propio: celda Y71 de la hoja Evolución anual, dividida por 1000, redondeada a 3 decimales. Resultado: 75,225 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 64 Cálculo propio: la térmica siguió siendo el mayor bloque de generación local en ambos extremos: 63,81 % en 2018 y 52,68 % en 2025. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Transformación: Comparar fila 71 con filas 66,72,78; filas $71/(66+71+72+78) \times 100$. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 65 Cálculo propio: la participación de la gran hidráulica en la generación local bajó de 29,06 % a 21,11 % entre 2018 y 2025. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Transformación: Fila $66/(66+71+72+78) \times 100$ en columnas R/Y; comparar participación de gran hidráulica. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 66 Cálculo propio: las renovables comprendidas por las leyes 26.190 y 27.191 aportaron 18,7 % de la generación local en 2025. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: Filas $(78)/(66+71+72+78) \times 100$, columna Y; denominador generación local excluye importaciones. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 67 Cálculo propio: si se agrega la gran hidráulica, el conjunto hidráulico y renovable representó 39,8 %. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: Filas $(66+78)/(66+71+72+78) \times 100$, columna Y; denominador generación local excluye importaciones. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 68 Cálculo propio: con la generación nuclear, las fuentes no fósiles alcanzaron 47,3 %. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: Filas $(66+78+72)/(66+71+72+78) \times 100$, columna Y; denominador generación local excluye importaciones. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 69 Inferencia del autor: son tres medidas diferentes: una sigue una definición legal, otra reúne recursos renovables en sentido físico y la tercera describe el total no fósil. Premisas: Las Leyes 26.190 y 27.191 definen una categoría que limita la hidráulica a proyectos de hasta 50 MW. La gran hidráulica se añade para sumar renovables físicas; la nuclear se añade sólo para el total no fósil.
- 70 Inferencia del autor: las emisiones consideradas son las de CO2 directo de combustión térmica publicadas por CAMMESA. Premisas: El anuario calcula las emisiones de CO2 a partir del consumo de combustible que la generación térmica usa y de factores de emisión por combustible (Glosario C17); es una medición de combustión. Las filas 183 a 186 son gas natural, gas oil, fuel oil y carbón, y la fila 187 («Emisiones - Energía Térmica») es su suma; no hay una fila de otra etapa del ciclo de vida. Verificado en los 21 años del anuario con la base: fila 187 = filas 183 + 184 + 185 + 186 (diferencia máxima 0,0 Mt CO2). La serie que usa el módulo es la fila 187: 40,818 Mt en 2018 y 32,226 Mt en 2025.

- 71 Inferencia del autor: más de la mitad de la generación local de 2025 fue térmica, y la térmica quema gas natural, gas oil, fuel oil y carbón; por eso la programación eléctrica depende del abastecimiento de combustible que analiza el módulo 9. No se cuantifica aquí el gas consumido por las centrales.
- 72 Cálculo propio para la figura 2. Serie: CAMMESA, anuario 2005-2025, hoja «Evolución anual», filas 66 a 80; eólica (73) y solar (76) separadas de las renovables legales (78), y otras renovables como la suma de biogás, biomasa e hidráulica de hasta 50 MW (74, 75 y 77). Período: 2005-2025. Programas: figuras/datos_F2.py y figuras/figura_F2.py; datos en figuras/datos/F2.csv. Cotejo: 18 de 18 cifras contra DEM-158 a DEM-181. Corte: datos hasta el 31/12/2025. Actualización: correr los dos programas con un anuario nuevo.
- 73 Cálculo propio: celda Y80 de la hoja Evolución anual, dividida por 1000, redondeada a 3 decimales. Resultado: 147,096 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 74 Cálculo propio: celda R80 de la hoja Evolución anual, dividida por 1000, redondeada a 3 decimales. Resultado: 137,825 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2018-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 75 Cálculo propio: $\delta \text{fila}80/1000$. Resultado: +9,271 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 76 Cálculo propio: celda R71 de la hoja Evolución anual, dividida por 1000, redondeada a 3 decimales. Resultado: 87,727 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2018-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 77 Cálculo propio: $(Y71-R71)/1000$: cambio GWh expresado en TWh. Resultado: -12,502 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 78 Cálculo propio: celda R66 de la hoja Evolución anual, dividida por 1000, redondeada a 3 decimales. Resultado: 39,952 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2018-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 79 Cálculo propio: celda Y66 de la hoja Evolución anual, dividida por 1000, redondeada a 3 decimales. Resultado: 30,144 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 80 Cálculo propio: $(Y66-R66)/1000$: cambio GWh expresado en TWh. Resultado: -9,807 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 81 Cálculo propio: celda R72 de la hoja Evolución anual, dividida por 1000, redondeada a 3 decimales. Resultado: 6,453 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2018-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 82 Cálculo propio: celda Y72 de la hoja Evolución anual, dividida por 1000, redondeada a 3 decimales. Resultado: 10,761 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 83 Cálculo propio: $(Y72-R72)/1000$: cambio GWh expresado en TWh. Resultado: +4,308 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 84 Cálculo propio: celda R78 de la hoja Evolución anual, dividida por 1000, redondeada a 3 decimales. Resultado: 3,350 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2018-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 85 Cálculo propio: celda Y78 de la hoja Evolución anual, dividida por 1000, redondeada a 3 decimales. Resultado: 26,663 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 86 Cálculo propio: $(Y78-R78)/1000$: cambio GWh expresado en TWh. Resultado: +23,313 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 87 Cálculo propio: celda R79 de la hoja Evolución anual, dividida por 1000, redondeada a 3 decimales. Resultado: 0,344 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2018-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 88 Cálculo propio: celda Y79 de la hoja Evolución anual, dividida por 1000, redondeada a 3 decimales. Resultado: 4,304 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.

- 89 Cálculo propio: $(Y79-R79)/1000$: cambio GWh expresado en TWh. Resultado: +3,960 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 90 Cálculo propio: entre 2018 y 2025, el aumento renovable de 23,313 TWh fue el mayor cambio absoluto entre los componentes del puente de oferta. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Transformación: Comparar valores absolutos de Δ filas 66,71,72,78,79 entre 2018 y 2025, GWh/1000. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 91 Cálculo propio: entre 2018 y 2025, la generación eólica aumentó 17,219 TWh, el mayor incremento entre las tecnologías renovables. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Transformación: Restar 2018 a 2025 en filas 73-77, GWh/1000; ordenar incrementos de generación renovable. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 92 Cálculo propio: entre 2018 y 2025, la generación solar aumentó 4,998 TWh, el segundo mayor incremento entre las tecnologías renovables. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Transformación: Restar 2018 a 2025 en filas 73-77, GWh/1000; ordenar incrementos de generación renovable. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 93 Inferencia del autor: el crecimiento renovable compensó dos retrocesos importantes. Premisas: Entre 2018 y 2025 la generación térmica cambió -12,502 TWh y la gran hidráulica -9,807 TWh: dos retrocesos que suman -22,310 TWh. Las renovables legales aumentaron 23,313 TWh, más que esa suma: 1,003 TWh de diferencia a favor.
- 94 Inferencia del autor: el puente de oferta de 2018 a 2025 y la descomposición LMDI de las emisiones son descomposiciones contables: suman cambios y no estiman causas. Premisas: El puente suma cinco cambios de oferta (-9,807, -12,502, 4,308, 23,313 y 3,960 TWh) y da el aumento de la oferta total, 9,271 TWh. Los cinco efectos LMDI suman -8,593 Mt, el cambio del CO₂ térmico, con un residuo de 1.8e-15 Mt. Una identidad que suma sus partes se cumple por construcción: el cierre de la suma no identifica qué causó cada cambio.
- 95 Cálculo propio: $9,807 \div 23,313 = 0,42$. Caída de la gran hidráulica frente al aumento de las renovables legales entre 2018 y 2025, CAMMESA, anuario 2005-2025.
- 96 Inferencia del autor: entre 2018 y 2025 la caída de la gran hidráulica equivalió al 42 % del aumento renovable; la producción hidráulica depende del año hidrológico, de modo que un año seco puede compensar buena parte de la incorporación eólica y solar. Las causas de la caída hidráulica se tratan en el módulo 3.
- 97 Cálculo propio: filtrar AÑO=2025 y Nueva Generación $\neq$ Demanda; sumar ENERGÍA GENERADA [GWh] para RENOVAR (sin Renovar 202); dividir por 1000. Resultado: En 2025, RenovAr registró 11,344 TWh. Serie: CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos, hoja «Base de Datos» Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos 2026-08: actualización declarada por la fuente 2026-09-22; descargada 2026-10-02.
- 98 Cálculo propio: filtrar AÑO=2025 y Nueva Generación $\neq$ Demanda; sumar ENERGÍA GENERADA [GWh] para MATER + MATER AG + SPOT MATER; dividir por 1000. Resultado: MATER con sus variantes 10,741 TWh. Serie: CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos, hoja «Base de Datos» Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos 2026-08: actualización declarada por la fuente 2026-09-22; descargada 2026-10-02.
- 99 Cálculo propio: $10,741 \div 11,344 = 0,947$. Generación 2025 clasificada como MATER frente a la clasificada como RenovAr, base de Energía Renovables, edición de agosto de 2026.
- 100 Inferencia del autor: conviene separar capacidad instalada, generación efectiva, etiqueta contractual y efecto causal. Premisas: Los campos de potencia instalada (MW), de generación (GWh) y «Nueva Generación» representan atributos distintos. Ninguno registra por sí mismo qué habría ocurrido sin el programa.
- ▲ 101 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). la Ley 27.191 amplió metas. Fecha de la fuente: sanción 2015-09-23; publicación 2015-10-21.
- 102 Cálculo propio: $26,663 \div 141,251 = 0,189$. Generación de las renovables legales de 2025 (anuario de CAMMESA) sobre la demanda local de 2025 (Síntesis Mensual de CAMMESA). La ley mide el «consumo de energía eléctrica nacional»; la demanda local se usa como su aproximación, y las dos series vienen de publicaciones distintas de CAMMESA.
- 103 Cálculo propio: $0,20 \times 141,251 - 26,663 = 1,59$ TWh. Generación renovable que faltó en 2025 para el 20 % de la demanda local.
- 104 Cálculo propio: $23,313 \div 7 = 3,33$ TWh por año. Aumento medio anual de las renovables legales entre 2018 y 2025.
- 105 Inferencia del autor: 1,59 TWh frente a un ritmo medio de 3,33 TWh por año equivale a cerca de medio año de incorporación. Supone que el ritmo medio 2018-2025 representa el de 2025.
- ▲ 106 Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040 (CEARE-UBA, ITBA, Fundación Avina, Secretaría de Gobierno de Energía y PNUD; autores Beljansky, Katz, Alberio y Barbarán), «Coincidencias y divergencias sobre el futuro de la energía en Argentina», ejercicio 2017-2018, nueve escenarios de once instituciones, modelo LEAP, año base 2016. Sin fecha de edición en el PDF; comentario de NewClimate Institute del 21/01/2019. Copia pública en el sitio del PNUD, consultada el 14/10/2026: <https://files.acquia.undp.org/public/migration/ar/f48eca28540c93b8f32106ab923a148ac2244c4c32f3e094e8d9baebadd6da36.pdf> · p. 39: «el escenario de AGUEERA-UIA es el único que considera que al año 2025 no se cumplirá el objetivo de participación de energía renovable previsto en la ley 27.191 del 20%, postergando esta participación hasta 2030». Cotejado el 14/10/2026.
- 107 Cálculo propio: el CO₂ térmico contabilizado pasó de 40,818 Mt en 2018 a 32,226 Mt en 2025: disminuyó 8,593 Mt. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Transformación: Restar inventario de CO₂ de combustión 2025 menos 2018. El inventario original se calcula por consumos y factores, no medición continua de chimenea. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- ▲ 108 B. W. Ang, Universidad Nacional de Singapur. La descomposición LMDI (índice de Divisia de media logarítmica) es una técnica propuesta por B. W. Ang.

- ◆ 109 Elección del autor: actividad eléctrica, participación térmica, consumo específico medio, mezcla de combustibles y factor implícito de emisión.
- 110 Cálculo propio: efecto actividad (generación local) de la descomposición LMDI aditiva de las emisiones 2018-2025, según `calculos/lmdi.py`, redondeado a 2 decimales. Resultado: +1,37. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 111 Cálculo propio: efecto participación térmica de la descomposición LMDI aditiva de las emisiones 2018-2025, según `calculos/lmdi.py`, redondeado a 2 decimales. Resultado: -6,96. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 112 Cálculo propio: efecto consumo específico de la descomposición LMDI aditiva de las emisiones 2018-2025, según `calculos/lmdi.py`, redondeado a 2 decimales. Resultado: -1,58. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 113 Cálculo propio: efecto mezcla de combustibles de la descomposición LMDI aditiva de las emisiones 2018-2025, según `calculos/lmdi.py`, redondeado a 2 decimales. Resultado: -1,47. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 114 Cálculo propio: efecto factor de emisión de la descomposición LMDI aditiva de las emisiones 2018-2025, según `calculos/lmdi.py`, redondeado a 2 decimales. Resultado: +0,05. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 115 Cálculo propio: suma de los cinco efectos de la descomposición LMDI aditiva de las emisiones 2018-2025, según `calculos/lmdi.py`, redondeada a 2 decimales. Resultado: -8,59. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 116 Cálculo propio: la menor participación térmica aporta la mayor contribución contable negativa dentro de esta identidad. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Transformación: los cinco efectos de la descomposición LMDI aditiva de las emisiones 2018-2025, según `calculos/lmdi.py`, redondeados a 9 decimales; el de participación térmica es el más negativo. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 117 Cálculo propio: los efectos contables agregados del consumo específico y de la mezcla de combustibles son negativos. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Transformación: efectos consumo específico y mezcla de combustibles de la descomposición LMDI aditiva de las emisiones 2018-2025, según `calculos/lmdi.py`, cada uno redondeado a 9 decimales. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 118 Cálculo propio: el crecimiento de la generación local aporta una contribución contable positiva sobre el CO₂. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Transformación: efecto actividad (generación local) de la descomposición LMDI aditiva de las emisiones 2018-2025, según `calculos/lmdi.py`, redondeado a 9 decimales. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 119 Inferencia del autor: la mejora es real, pero no equivale a una sustitución uno a uno por renovables. Premisas: El puente de oferta 2018-2025 tiene cinco componentes, no dos: gran hidráulica -9,807, térmica -12,502, nuclear 4,308, renovables legales 23,313 e importaciones 3,960 TWh. La térmica bajó 12,502 TWh y el CO₂ térmico 8,593 Mt: la mejora es real en el inventario térmico. Las renovables legales aumentaron 23,313 TWh, 1,86 veces lo que bajó la térmica: no hay sustitución uno a uno. El puente y la descomposición LMDI son descomposiciones contables que suman cambios y no identifican efectos causales.
- ◆ 120 Elección del autor: para comparar estos países se aplica una misma clasificación de fuentes y se explicita la cobertura de cada serie.
- 121 Cálculo propio: edición de cada fuente con que se generó este registro, con su archivo y su. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual»; Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente; CAMMESA, owid-energy-data_7e387a16; CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos, hoja «Base de Datos»; Banco Mundial, WDI, SPPOPTOTL (población total 2025). Período: 2005-01-01 a 2025-12-31 (la serie anual de las fuentes). Transformación: lee MANIFIESTO.json de la carpeta datos/, comprueba que el de cada archivo cargado en bal_cargas sea el del manifiesto y escribe, por fuente, el archivo, su, la actualización declarada por la fuente, la fecha de descarga y la edición que cita el registro de partida. Corte de datos: descargas del 2026-10-02 (edición 2026-10); ver cada fuente.
- 122 Pregunta abierta: la generación 2025 de Ember para Argentina supera en 10,35 TWh a la del anuario de CAMMESA; el módulo no estableció la causa.

- 123 Cálculo propio: columna `electricity\_generation` de owid-energy-data.csv (country = Argentina, year = 2025), redondeada a 2 decimales. Resultado: 153,15 TWh. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 124 Cálculo propio: columna `renewables\_share\_elec` de owid-energy-data.csv (country = Argentina, year = 2025), redondeada a 2 decimales. Resultado: 34,58 %. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 125 Cálculo propio: $100 - \text{low_carbon_share_elec}$ del país en 2025. Resultado: 58,39 %. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 126 Cálculo propio: generación renovable publicada $[\text{TWh}] \times 1.000.000 / \text{población WDI del mismo país en 2025}$ [habitantes]. Esta variable mide generación, no consumo final. Resultado: 1,16 MWh/hab. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente; Banco Mundial, WDI, SP.POP.TOTL (población total 2025). Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31; Banco Mundial WDI SP.POP.TOTL: actualización declarada 2026-07-13 (campo las-tupdated del JSON); descargada 2026-10-02.
- 127 Cálculo propio: columna `electricity\_generation` de owid-energy-data.csv (country = Brazil, year = 2025), redondeada a 2 decimales. Resultado: 750,53 TWh. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 128 Cálculo propio: columna `renewables\_share\_elec` de owid-energy-data.csv (country = Brazil, year = 2025), redondeada a 2 decimales. Resultado: 86,60 %. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 129 Cálculo propio: $100 - \text{low_carbon_share_elec}$ del país en 2025. Resultado: 11,28 %. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 130 Cálculo propio: generación renovable publicada $[\text{TWh}] \times 1.000.000 / \text{población WDI del mismo país en 2025}$ [habitantes]. Esta variable mide generación, no consumo final. Resultado: 3,05 MWh/hab. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente; Banco Mundial, WDI, SP.POP.TOTL (población total 2025). Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31; Banco Mundial WDI SP.POP.TOTL: actualización declarada 2026-07-13 (campo las-tupdated del JSON); descargada 2026-10-02.
- 131 Cálculo propio: columna `electricity\_generation` de owid-energy-data.csv (country = Chile, year = 2025), redondeada a 2 decimales. Resultado: 88,50 TWh. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 132 Cálculo propio: columna `renewables\_share\_elec` de owid-energy-data.csv (country = Chile, year = 2025), redondeada a 2 decimales. Resultado: 66,37 %. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 133 Cálculo propio: $100 - \text{low_carbon_share_elec}$ del país en 2025. Resultado: 33,63 %. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 134 Cálculo propio: generación renovable publicada $[\text{TWh}] \times 1.000.000 / \text{población WDI del mismo país en 2025}$ [habitantes]. Esta variable mide generación, no consumo final. Resultado: 2,96 MWh/hab. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente; Banco Mundial, WDI, SP.POP.TOTL (población total 2025). Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31; Banco Mundial WDI SP.POP.TOTL: actualización declarada 2026-07-13 (campo las-tupdated del JSON); descargada 2026-10-02.
- 135 Cálculo propio: columna `electricity\_generation` de owid-energy-data.csv (country = Uruguay, year = 2025), redondeada a 2 decimales. Resultado: 11,94 TWh. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 136 Cálculo propio: columna `renewables\_share\_elec` de owid-energy-data.csv (country = Uruguay, year = 2025), redondeada a 2 decimales. Resultado: 97,82 %. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 137 Cálculo propio: $100 - \text{low_carbon_share_elec}$ del país en 2025. Resultado: 2,18 %. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.

- 138 Cálculo propio: generación renovable publicada [TWh] × 1.000.000 / población WDI del mismo país en 2025 [habitantes]. Esta variable mide generación, no consumo final. Resultado: 3,45 MWh/hab. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente; Banco Mundial, WDI, SP.POPTOTL (población total 2025). Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31; Banco Mundial WDI SP.POPTOTL: actualización declarada 2026-07-13 (campo lastupdated del JSON); descargada 2026-10-02.
- 139 Cálculo propio: argentina presenta la mayor participación fósil de los cuatro países en 2025: 58,394 %. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: Cuota fósil = $100 - \text{low_carbon_share_elec}$; ordenar los cuatro países; comprobar componentes hidro/nuclear/eólica/solar positivos de Argentina. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 140 Cálculo propio: Chile pasó de 10,641 % a 38,147 % de generación eólica y solar entre 2018 y 2025 y registró 33,627 % de generación fósil en el último año. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Transformación: Sumar $\text{wind_share_elec} + \text{solar_share_elec}$ en 2018 y 2025 para Chile; cuota fósil 2025 = $100 - \text{low_carbon_share_elec}$. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 141 Cálculo propio: la Figura 24 compara los cambios de participación entre 2018 y 2025, expresados en puntos porcentuales. La figura se regenera desde el módulo con la edición 2026-10. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Transformación: Para cada fuente y país, diferencia en puntos porcentuales = $\text{cuota 2025} - \text{cuota 2018}$; eólica+solar = suma de ambas cuotas; fósil = $100 - \text{low_carbon_share_elec}$. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 142 Cálculo propio: la generación eólica y solar de 2018, calculada como generación total × (cuota eólica + cuota solar) / 100, fue 1,520 TWh en Argentina, 51,940 TWh en Brasil, 8,700 TWh en Chile y 5,140 TWh en Uruguay (edición vigente de OWID). Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente. Período: 2018-01-01 a 2018-12-31. Transformación: cambiaría el método de redondeo: $\text{ws_twh}(\text{año}) = \text{electricity_generation}(\text{año}) \times (\text{wind_share_elec}(\text{año}) + \text{solar_share_elec}(\text{año})) / 100$ $\text{indice}(\text{año}) = 100 \times \text{ws_twh}(\text{año}) / \text{ws_twh}(2018)$ del mismo país. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 143 Inferencia del autor: como una tasa alta puede partir de pocos TWh, el índice debe leerse junto al volumen. Premisas: Denominador eólica+solar 2018 (edición vigente 2026-10 de OWID, la misma de los índices de): Argentina 1,520 TWh; Brasil 51,940 TWh; Chile 8,700 TWh; Uruguay 5,140 TWh. Un cociente con denominador pequeño puede ser grande con aumento absoluto moderado.
- 144 Cálculo propio: Uruguay y Brasil presentan los mayores cocientes de generación renovable por habitante de la comparación, seguidos por Chile y Argentina. Serie: Ember (productor de la serie), distribuida por Our World in Data (redistribuidor): owid-energy-data.csv, edición vigente; Banco Mundial, WDI, SP.POPTOTL (población total 2025). Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: Generación renovable publicada [TWh] × 1.000.000 / población WDI del mismo país en 2025 [habitantes]. Esta variable mide generación, no consumo final. Ordenar los cuatro cocientes de mayor a menor. Corte de datos: OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31; Banco Mundial WDI SP.POPTOTL: actualización declarada 2026-07-13 (campo lastupdated del JSON); descargada 2026-10-02.
- 145 Inferencia del autor: la división por población permite comparar generación por residente; el cálculo no ajusta por clima, estructura productiva ni intercambios. Premisas: MWh por habitante = $\text{generación TWh} \times 1.000.000 / \text{población WDI}$. La fórmula solo ajusta por población y no incluye otros determinantes.
- 146 Inferencia del autor: la importación representó 2,93% de la oferta anual; su aporte en horas críticas requiere una evaluación horaria. Premisas: En 2025 la importación fue 4,304 TWh sobre una oferta total de 147,096 TWh: 2,926 %. Un cociente anual no identifica horas críticas ni cuánto aportan las importaciones en ellas.
- ◆ 147 Escenario del autor: las renovables legales suman entre 2026 y 2030 el ritmo medio de 2018 a 2025: $26,663 + 5 \times 3,330 = 43,3$ TWh en 2030. No es una meta ni una proyección oficial; no considera restricciones de red ni bajas.
- 148 Cálculo propio: $43,3 \div 142,792 = 0,30$. Generación renovable del escenario frente a la generación local de 2025 (oferta de 147,096 TWh menos importaciones de 4,304 TWh). Supone generación local constante.
- 149 Cálculo propio: en 2025, con la planilla «Energía Renovables» de CAMMESA y el mapeo de macrorregiones del autor (TERR-M-SUP-MACRORREGIONES), la generación eólica nacional (18.628,081 GWh) se reparte así: Patagonia 44,25 %, Buenos Aires 42,30 %, Centro-Pampeana 7,13 %, NOA 4,01 %, Cuyo 2,31 %; la solar (5.105,845 GWh): NOA 45,11 %, Cuyo 42,17 %, NEA 11,02 %, Centro-Pampeana 1,55 %, Patagonia 0,15 %. Patagonia y Buenos Aires reúnen 86,55 % de la eólica (44,25 % y 42,30 %); el noroeste y Cuyo, 87,28 % de la solar (45,11 % y 42,17 %). Serie: CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos, hoja «Base de Datos»; tabla ``bal_cammesa_renovables`` de `informe.duckdb` (la carga el módulo balance). Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: generación 2025 por tecnología = suma de `energia_generada_gwh` de 2025 con `fuentes_energia = 'EOLICO' o 'SOLAR'`, agrupada por provincia (nombre sin tildes) y, con el mapeo de abajo, por macrorregión; las filas con provincia «Demanda MEM» no son una provincia y se descartan. $\text{cuota_pct} = 100 \times \text{generación de la macrorregión} / \text{generación nacional de la tecnología}$ (suma de todas las provincias). La consulta devuelve también la fila «TOTAL» de cada tecnología y las cuotas de las macrorregiones que el texto de nombra juntas. Corte de datos: CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos, edición 2026-08 cargada por el módulo balance; año 2025 completo.

- 150 Cálculo propio: en 2025, la categoría BUENOS AIRES reúne 49,0 % de la demanda de las 22 categorías provinciales de «Demanda Horaria por Provincia.xls» (69.218,757 GWh de 141.250,903 GWh) y ocupa el puesto 1 por demanda. Santiago del Estero (1,45 %) y La Pampa (0,67 %) tienen un máximo horario de 2,45 y 2,39 veces su media anual, respectivamente. El cociente del máximo horario sobre la media anual de las 22 categorías va de 1,30 (SANTA CRUZ) a 2,45 (SGO.DEL ESTERO). Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Demanda Horaria por Provincia.xls», hoja «Demanda por Provincia», tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31 (8.760 horas). Transformación: demanda: para cada edición, año 2025 y cada una de las 22 columnas provinciales (UNPIVOT; se excluyen TOTAL y el calendario): $\text{demanda_gwh} = \text{suma de las 8.760 horas} / 1.000$; $\text{cuota_pct} = \text{demanda de la columna} / \text{suma de las 22 columnas} \times 100$ (el denominador es la suma de las 22 columnas, no la columna TOTAL); $\text{punta_mw} = \text{máximo horario}$; $\text{media_mw} = \text{demanda_gwh} \times 1.000 / 8.760$; $\text{punta_media} = \text{punta_mw} / \text{media_mw}$; $\text{rango_demanda} = \text{orden decreciente de demanda_gwh}$. renovable, tres definiciones sobre la misma demanda: (a) programa = suma de ENERGÍA GENERADA [GWh] de 2025 en la planilla «Energía Renovables» (biogás, biomasa, eólica, hidro ≤ 50 MW y solar; no incluye la hidráulica de más de 50 MW), que es la definición del informe publicado; (b) sin_hidro_grande = suma de GENERACION NETA de las máquinas con FUENTE GENERACION = 'Renovable' y TECNOLOGIA distinta de 'HI>50', por la PROVINCIA de la máquina, / 1.000; (c) con_hidro = ídem con todas las máquinas 'Renovable' (incluye 'HI>50'). $\text{equivalencia_pct} = 100 \times \text{renovable_gwh} / \text{demanda_gwh}$. Los nombres de provincia de la planilla «Energía Renovables» se pasan a los de la base mensual quitando tildes y cambiando «SANTIAGO DEL ESTERO» por «SGO.DEL ESTERO»; las filas de esa planilla con provincia «Demanda MEM» no son una provincia y se descartan. Corte de datos: 2026-08-31 (edición 2026-08 de la base mensual de CAMMESA, actualizada el 17/09/2026; el año 2025 está completo).
- ◆ 153 Propuesta del autor: incluir en la programación del gas para centrales térmicas un escenario de año hidrológico seco.
- 154 Cálculo propio: de las 77 Calculadas de partida (69 del registro de partida y 8 de la Tabla 4, que pasan de Documentada a Calculada; 037 y 042 en la sesión 4;,,, en la sesión 7), 77 se reprodujeron contra la edición que cita el informe original, a seis decimales (o a los decimales del texto, en la Tabla 4); 17 cambian de valor con la edición 2026-10 de OWID. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual»; CAMMESA, owid-energy-data_7e387a16; CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos, hoja «Base de Datos»; Banco Mundial, WDI, SP.POPTOTL (población total 2025). Período: 2005-01-01 a 2025-12-31. Transformación: toma las 69 Calculadas del registro de partida y las 8 de la Tabla 4 que pasan a Calculada (, 037 y 042 en la sesión 4; 027, 031, 036 y 041 en la sesión 7), reproduce cada una con la consulta del módulo sobre la edición que cita el informe original (anuario 2026 de CAMMESA, OWID en el commit 7e387a16..., Energía Renovables 2026-08 en lugar de la 2026-06) y cuenta las que coinciden con el valor de partida a seis decimales (redondeo al par, criterio de modulo_demanda/calculos/comparar_registro.py); cuenta aparte las que cambian de valor con la edición vigente. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31; OWID (de Ember), edición 2026-10: actualización declarada por la fuente 2026-04-27; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31; CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos 2026-08: actualización declarada por la fuente 2026-09-22; descargada 2026-10-02; Banco Mundial WDI SP.POPTOTL: actualización declarada 2026-07-13 (campo lastupdated del JSON); descargada 2026-10-02.
- 155 Cálculo propio: generación anual de la gran hidráulica por complejo, de 2018 a 2025, en el anuario de CAMMESA: Comahue de 10.824,232 GWh en 2018 a 7.920,000 GWh en 2025; Salto Grande de 4.379,191 GWh en 2018 a 4.180,000 GWh en 2025; Yacretá de 18.993,338 GWh en 2018 a 13.022,000 GWh en 2025; el resto de 5.754,892 GWh en 2018 a 5.022,156 GWh en 2025; el total de 39.951,654 GWh en 2018 a 30.144,156 GWh en 2025. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hojas «Evolución anual» y «Glosario» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Transformación: $\text{_gwh} = \text{el valor de la hoja, sin transformar}$ $\text{_twh} = \text{valor en GWh} / 1000$, redondeado a 3 decimales $\text{suma_complejos_gwh} = \text{Comahue} + \text{Salto Grande} + \text{Yacretá} + \text{Resto}$ $\text{total_menos_suma_gwh} = \text{fila 66} - \text{suma_complejos_gwh}$ (control: la hoja trae el total y los cuatro complejos por separado). Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada por el módulo balance el 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 156 Cálculo propio: entre 2018 y 2025, la gran hidráulica redujo su generación en 9,807 TWh; la térmica la redujo en 12,502 TWh. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hojas «Evolución anual» y «Glosario» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Transformación: $\text{cambio_gwh} = \text{valor 2025} - \text{valor 2018}$, en GWh $\text{cambio_twh} = \text{cambio_gwh} / 1000$, redondeado a 3 decimales $\text{contribucion_pct} = \text{cambio del concepto} / \text{cambio de la gran hidráulica (fila 66)} \times 100$, redondeado a 9 decimales; sólo para los conceptos hidráulicos (atribución contable, no efecto causal) $\text{yacreta_mas_comahue} = \text{suma de los valores de las filas 64 y 62}$; su contribución es la de. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada por el módulo balance el 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 151 Inferencia del autor: la escala de 2030 depende de que la generación eólica y solar pueda evacuarse hasta el consumo (módulos 4 y 9) y del año hidrológico, que en 2018-2025 restó el equivalente al 42 % del aumento renovable.
- ◆ 152 Propuesta del autor: medir la próxima meta renovable con el denominador que fija la norma, el consumo, y publicar cada año la brecha restante.

- 157 Cálculo propio: la suma de las caídas de Yacyretá y Comahue representa el 90,498 % de la reducción de gran hidráulica entre 2018 y 2025; es una contribución contable. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hojas «Evolución anual» y «Glosario» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Transformación: $\text{cambio_gwh} = \text{valor 2025} - \text{valor 2018}$, en GWh $\text{cambio_twh} = \text{cambio_gwh} / 1000$, redondeado a 3 decimales $\text{contribucion_pct} = \text{cambio del concepto} / \text{cambio de la gran hidráulica (fila 66)} \times 100$, redondeado a 9 decimales; sólo para los conceptos hidráulicos (atribución contable, no efecto causal) $\text{yacyreta_mas_comahue} = \text{suma de los valores de las filas 64 y 62}$; su contribución es la de. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada por el módulo balance el 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 158 Cálculo propio: salto Grande y el resto de los aprovechamientos también cerraron 2018–2025 con menor generación; sus caídas fueron de 0,199 TWh y 0,733 TWh, respectivamente. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hojas «Evolución anual» y «Glosario» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Transformación: $\text{cambio_gwh} = \text{valor 2025} - \text{valor 2018}$, en GWh $\text{cambio_twh} = \text{cambio_gwh} / 1000$, redondeado a 3 decimales $\text{contribucion_pct} = \text{cambio del concepto} / \text{cambio de la gran hidráulica (fila 66)} \times 100$, redondeado a 9 decimales; sólo para los conceptos hidráulicos (atribución contable, no efecto causal) $\text{yacyreta_mas_comahue} = \text{suma de los valores de las filas 64 y 62}$; su contribución es la de. Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada por el módulo balance el 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.
- 159 Inferencia del autor: separar complejos evita que la suma nacional esconda trayectorias distintas. Premisas: Entre 2018 y 2025, Comahue cambió –2,904 TWh, la suma de Yacyretá y Comahue explica el 90,498 % de la caída de la gran hidráulica. Salto Grande cambió –0,199 TWh y el resto –0,733 TWh en el mismo período. La generación anual de los cuatro complejos y el total, de 2018 a 2025, está en.
- ◆ 160 Elección del autor: “Cayó la hidráulica” describe el resultado, pero no identifica su causa.
- ◆ 161 Elección del autor: para hacerlo habría que relacionar cada activo con su cuenca, caudales, reservas, restricciones ambientales, riego y consignas de despacho.
- 162 Cálculo propio para la figura 3. Serie: CAMMESA, anuario 2005–2025, generación por complejo (Comahue, Yacyretá y Salto Grande en su parte argentina, y resto). Período: 2005–2025. Programas: `figuras/datos_F3.py` y `figuras/figura_F3.py`; datos en `figuras/datos/F3.csv`. Cotejo: 126 de 126 cifras. Corte: datos hasta el 31/12/2025. Actualización: correr los dos programas con un anuario nuevo.
- ▲ 163 CAMMESA. La base de CAMMESA publica por separado la energía generada neta de Yacyretá y la energía recibida por Argentina. Fecha de la fuente: base mensual 2026-08, fecha de actualización 17/09/2026.
- 164 Cálculo propio: el aporte argentino de Yacyretá disminuyó 5,971 TWh entre 2018 y 2025 en la base mensual. Serie: CAMMESA, base mensual (síntesis mensual) edición 2026-08, «Hidro Binacional.xlsx», hoja «CENTRALES HI BINACIONALES» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Transformación: $P0, P1, A0, A1 = \text{suma de los 12 meses de 2018 y de 2025}$, en GWh $s0 = A0 / P0$ y $s1 = A1 / P1$ participación del aporte argentino $A = P \times s$ identidad: el aporte argentino es producción total por participación $\text{efecto_produccion_gwh} = (P1 - P0) \times (s0 + s1) / 2$ $\text{efecto_asignacion_gwh} = (s1 - s0) \times (P0 + P1) / 2$ $\text{cambio_observado_gwh} = A1 - A0$ $\text{residuo_gwh} = \text{efecto_produccion} + \text{efecto_asignacion} - \text{cambio_observado}$. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: fecha de actualización 17/09/2026; descargada por el módulo demanda el 2026-09-30; extraída el 2026-10-04; datos hasta 2026-08.
- 165 Cálculo propio: la descomposición asigna –3,005 TWh al componente de producción total; es una contribución contable. Serie: CAMMESA, base mensual (síntesis mensual) edición 2026-08, «Hidro Binacional.xlsx», hoja «CENTRALES HI BINACIONALES» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Transformación: $P0, P1, A0, A1 = \text{suma de los 12 meses de 2018 y de 2025}$, en GWh $s0 = A0 / P0$ y $s1 = A1 / P1$ participación del aporte argentino $A = P \times s$ identidad: el aporte argentino es producción total por participación $\text{efecto_produccion_gwh} = (P1 - P0) \times (s0 + s1) / 2$ $\text{efecto_asignacion_gwh} = (s1 - s0) \times (P0 + P1) / 2$ $\text{cambio_observado_gwh} = A1 - A0$ $\text{residuo_gwh} = \text{efecto_produccion} + \text{efecto_asignacion} - \text{cambio_observado}$. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: fecha de actualización 17/09/2026; descargada por el módulo demanda el 2026-09-30; extraída el 2026-10-04; datos hasta 2026-08.
- 166 Cálculo propio: la descomposición asigna –2,966 TWh al componente de participación argentina observada; no demuestra una modificación de la regla jurídica. Serie: CAMMESA, base mensual (síntesis mensual) edición 2026-08, «Hidro Binacional.xlsx», hoja «CENTRALES HI BINACIONALES» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Transformación: $P0, P1, A0, A1 = \text{suma de los 12 meses de 2018 y de 2025}$, en GWh $s0 = A0 / P0$ y $s1 = A1 / P1$ participación del aporte argentino $A = P \times s$ identidad: el aporte argentino es producción total por participación $\text{efecto_produccion_gwh} = (P1 - P0) \times (s0 + s1) / 2$ $\text{efecto_asignacion_gwh} = (s1 - s0) \times (P0 + P1) / 2$ $\text{cambio_observado_gwh} = A1 - A0$ $\text{residuo_gwh} = \text{efecto_produccion} + \text{efecto_asignacion} - \text{cambio_observado}$. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: fecha de actualización 17/09/2026; descargada por el módulo demanda el 2026-09-30; extraída el 2026-10-04; datos hasta 2026-08.
- ◆ 167 Elección del autor: el cambio entre dos años se reparte de manera simétrica entre ambos factores.
- 168 Cálculo propio: la suma de los dos componentes reproduce la variación total; el residuo es 0 a la precisión del cálculo. Serie: CAMMESA, base mensual (síntesis mensual) edición 2026-08, «Hidro Binacional.xlsx», hoja «CENTRALES HI BINACIONALES» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Transformación: $P0, P1, A0, A1 = \text{suma de los 12 meses de 2018 y de 2025}$, en GWh $s0 = A0 / P0$ y $s1 = A1 / P1$ participación del aporte argentino $A = P \times s$ identidad: el aporte argentino es producción total por participación $\text{efecto_produccion_gwh} = (P1 - P0) \times (s0 + s1) / 2$ $\text{efecto_asignacion_gwh} = (s1 - s0) \times (P0 + P1) / 2$ $\text{cambio_observado_gwh} = A1 - A0$ $\text{residuo_gwh} = \text{efecto_produccion} + \text{efecto_asignacion} - \text{cambio_observado}$. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: fecha de actualización 17/09/2026; descargada por el módulo demanda el 2026-09-30; extraída el 2026-10-04; datos hasta 2026-08.
- 169 Inferencia del autor: la descomposición de Shapley asigna –3,005 TWh a la producción de Yacyretá y –2,966 TWh a la participación argentina; el segundo componente corresponde a energía que recibió la otra parte de la central. Premisas: la base mensual de CAMMESA publica por separado lo recibido por la Argentina y por Paraguay; la descomposición es contable y no identifica causas.

● 170 Inferencia del autor: la descomposición separa ambos movimientos, aunque no explica por qué ocurrieron. Premisas: La descomposición de Yacyretá asigna -3,005 TWh al efecto de producción total y -2,966 TWh al efecto de asignación. La suma de los dos efectos reproduce la variación total. El reparto es simétrico entre los dos factores y es una descomposición contable.

■ 171 Cálculo propio: la energía recibida por Paraguay de Yacyretá (columna «Energía recibida YAC PY» de «Hidro Binacional.xls») fue, por año, en GWh y en MW medios: 2017, 1.236,556 GWh (141,159 MW medios); 2018, 476,652 GWh (54,412 MW medios); 2019, 1.202,766 GWh (137,302 MW medios); 2020, 1.662,011 GWh (189,209 MW medios); 2021, 2.313,267 GWh (264,072 MW medios); 2022, 1.998,206 GWh (228,106 MW medios); 2023, 1.884,619 GWh (215,139 MW medios); 2024, 5.107,240 GWh (581,425 MW medios); 2025, 3.079,319 GWh (351,520 MW medios). Serie: CAMMESA, base mensual (síntesis mensual) edición 2026-08, «Hidro Binacional.xls», hoja «CENTRALES HI BINACIONALES» Período: 2017-01-01 a 2025-12-31; años completos. Transformación: $\text{energía_gwh} = \text{suma de los 12 meses del año de la columna F, en GWh (MWh} \times 0,001)$; $\text{horas} = (\text{días del año calendario}) \times 24$, 8760 o 8784 si el año es bisiesto; $\text{mw_medios} = \text{energía_gwh} \times 1000 / \text{horas}$. Sólo se cuentan los años con los 12 meses cargados. Sin interpretación: la consulta no compara con ninguna otra serie ni con ningún acuerdo. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: fecha de actualización 17/09/2026; descargada por el módulo demanda el 2026-09-30; extraída el 2026-10-04; datos hasta 2026-08.

▲ 172 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El Decreto 303/2025, artículo 1, faculta a la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería a suscribir el Acta Acuerdo con la Entidad Binacional Yacyretá y la ANDE; la cláusula primera del modelo de Acta Acuerdo del anexo dice que ANDE se compromete a tomar 425 MW medios del total de energía producida por la CHY, con una flexibilidad de $\pm 10\%$, del 1 de enero al 31 de diciembre de 2025, y que CAMMESA se compromete a tomar la diferencia entre la producción total de la CHY y la energía suministrada a la ANDE. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 06/05/2025.

▲ 173 Entidad Binacional Yacyretá. Acta Acuerdo entre la EBY, la ANDE y la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería, suscripta en Buenos Aires el 19/05/2025, cinco páginas escaneadas con cuatro firmas. Cláusula primera: ANDE toma 425 MW medios de la energía producida por la CHY, con flexibilidad de $\pm 10\%$, hasta el 31/12/2025. Remuneración: 28 USD/MWh. Cláusula sexta: cinco años con revisión anual; ANDE y CAMMESA informan sus requerimientos antes del 30 de noviembre de cada año. eby.gov.py/wp-content/uploads/2025/05/Acuerdo-19-05-2025.pdf. Recuperada el 13 de octubre de 2026 (A01 del manifiesto).

■ 174 Cálculo propio: $425 \text{ MW medios} \times 8.760 \text{ horas} = 3.723 \text{ GWh por año}$; $3.723 \div 476,652 = 7,8$. Compara el compromiso del modelo de Acta Acuerdo con lo que recibió Paraguay en 2018. Supone el valor central, sin la flexibilidad de 10% .

▲ 175 CAMMESA. El Glosario del anuario (fila 7) dice que la potencia de la central Yacyretá se corresponde con la potencia disponible para Argentina, 2745 MW, y la nota de la fila 237 dice que se corresponde con la potencia disponible firme para Argentina, 1 550 MW; la fila 28 pasa de 2745 MW en 2018 a 1550 MW en 2025.

▲ 176 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). La Resolución SE 400/2025, artículo 3, califica como Generación Asignada la generación hidráulica de las entidades binacionales Yacyretá y Salto Grande, y el artículo 4 dice que la Generación Asignada calificada en el artículo 3 se destinará prioritariamente a la Demanda Estacionalizada. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 21/10/2025.

● 177 Inferencia del autor: en 2018-2025 la participación argentina explicó una caída de lo recibido de Yacyretá casi igual a la de la producción; el retiro paraguay creció de 477 a 3.079 GWh por año, y el modelo de Acta compromete 425 MW medios. El acuerdo binacional define, junto con la hidrología, cuánto recibe la Argentina. No se proyecta la demanda paraguaya.

■ 178 Cálculo propio: la generación de Comahue pasó de 10,824 TWh en 2018 a 7,920 TWh en 2025. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hojas «Evolución anual» y «Glosario» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Transformación: $\text{generacion_gwh y_twh} = \text{fila 62, en GWh y en TWh (GWh / 1000, a 3 decimales)}$ $\text{potencia_instalada_mw} = \text{fila 26, sin transformar (sesión 2)}$ $\text{potencia_disponible_mw} = \text{fila 101, sin transformar disponibilidad_pct} = \text{fila 119} \times 100$, a 9 decimales $\text{utilizacion_pct} = \text{fila 137} \times 100$, a 9 decimales $\text{cambio_} = \text{valor 2025} - \text{valor 2018}$. Para los porcentajes, en puntos porcentuales (a 9 decimales). Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada por el módulo balance el 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.

■ 179 Cálculo propio: la disponibilidad de Comahue, medida como potencia disponible sobre potencia instalada (4.724,8 MW), pasó de 95,095 % en 2018 a 96,659 % en 2025. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hojas «Evolución anual» y «Glosario» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Transformación: $\text{generacion_gwh y_twh} = \text{fila 62, en GWh y en TWh (GWh / 1000, a 3 decimales)}$ $\text{potencia_instalada_mw} = \text{fila 26, sin transformar (sesión 2)}$ $\text{potencia_disponible_mw} = \text{fila 101, sin transformar disponibilidad_pct} = \text{fila 119} \times 100$, a 9 decimales $\text{utilizacion_pct} = \text{fila 137} \times 100$, a 9 decimales $\text{cambio_} = \text{valor 2025} - \text{valor 2018}$. Para los porcentajes, en puntos porcentuales (a 9 decimales). Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada por el módulo balance el 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.

■ 180 Cálculo propio: la utilización de Comahue, calculada respecto de la potencia disponible neta, disminuyó de 27,501 % a 19,797 % entre 2018 y 2025. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hojas «Evolución anual» y «Glosario» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31; comparación de años completos 2018 y 2025. Transformación: $\text{generacion_gwh y_twh} = \text{fila 62, en GWh y en TWh (GWh / 1000, a 3 decimales)}$ $\text{potencia_instalada_mw} = \text{fila 26, sin transformar (sesión 2)}$ $\text{potencia_disponible_mw} = \text{fila 101, sin transformar disponibilidad_pct} = \text{fila 119} \times 100$, a 9 decimales $\text{utilizacion_pct} = \text{fila 137} \times 100$, a 9 decimales $\text{cambio_} = \text{valor 2025} - \text{valor 2018}$. Para los porcentajes, en puntos porcentuales (a 9 decimales). Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada por el módulo balance el 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.

- 181 Inferencia del autor: en Comahue, disponibilidad y utilización cuentan historias distintas. Premisas: Entre 2018 y 2025, la disponibilidad de Comahue, medida como potencia disponible sobre potencia instalada, subió de 95,095 % a 96,659 %. En el mismo período, su utilización, energía generada neta sobre potencia disponible neta, bajó de 27,501 % a 19,797 %.
- 182 Inferencia del autor: esa combinación impide atribuir el resultado, sin más, a equipos fuera de servicio. Premisas: La generación de Comahue cayó de 10,824 TWh en 2018 a 7,920 TWh en 2025. Su disponibilidad, medida como potencia disponible sobre potencia instalada, subió de 95,095 % a 96,659 %. Su utilización bajó de 27,501 % a 19,797 %.
- ◆ 183 Elección del autor: agua, despacho, red y otros usos siguen siendo explicaciones posibles.
- 184 Cálculo propio para la figura 4. Serie: CAMMESA, anuario 2005–2025, disponibilidad y utilización de Comahue (filas 119 y 137). Período: 2005–2025. Programas: figuras/datos_F4.py y figuras/figura_F4.py; datos en figuras/datos/F4.csv. Cotejo: 38 de 38 cifras contra HT-017 y HT-018. Corte: datos hasta el 31/12/2025. Actualización: correr los dos programas con un anuario nuevo.
- 185 Pregunta abierta: la fuente no dice qué centrales suma la fila «Comahue» del anuario de CAMMESA: ni el Glosario, ni las notas al pie de «Evolución anual», ni el texto del Informe Anual 2025 enumeran las centrales de Comahue.
- ▲ 186 Boletín Oficial. La Resolución SE 75/2026, artículo 1, autoriza el cambio de titularidad como agentes del MEM en favor de EL CHOCÓN HIDROELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA, de 1.417,8 MW; ALICURÁ HIDROELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA, de 1.050 MW; CERROS COLORADOS HIDROELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA, de 472 MW; y PIEDRA DEL ÁGUILA HIDROELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA, de 1.440 MW de potencia instalada, situadas todas ellas en la región del COMAHUE. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 20/03/2026.
- 187 Inferencia del autor: la Resolución SE 75/2026 consigna 1.417,8 + 1.050 + 472 + 1.440 = 4.379,8 MW para las cuatro sociedades del Comahue; el anuario registra 4.724,8 MW instalados en la fila «Comahue»; 4.724,8 – 4.379,8 = 345 MW. La fila incluye por lo menos otra central, sin que pueda identificarse cuál.
- ◆ 188 Elección del autor: regla con que este módulo asigna estado a una concesión: la unidad es la concesión tal como la nombran los actos; el estado es el hito más alto de la escala que cumple un acto publicado hasta el corte (1 concesión vencida o en período de transición, que incluye las prórrogas; 2 continuidad del operador saliente por adhesión; 3 concurso convocado (acto que convoca el concurso o aprueba su pliego); 4 precalificación; 5 preadjudicación; 6 adjudicación, con los contratos aprobados; 7 toma de posesión); a igual hito fija el estado el acto más temprano; la fecha de un acto es la de su publicación; un hito programado no cuenta, sólo el que el acto dice que ocurrió.
- 189 Cálculo propio: en los cortes del 18/08/2026 y del 04/10/2026, las cuatro concesiones del Comahue (Alicurá; El Chocón-Arroyito; Cerros Colorados (Planicie Banderita); Piedra del Águila) están en el estado 7, toma de posesión, que fija la Resolución SE 19/2026, publicada el 28/01/2026. Serie: Astra, ACTOS_CONCESIONES.csv (relevamiento del 4/10/2026, 165 filas, 49 actos); textos oficiales de los actos y fichas de fecha (Boletín Oficial, argentina.gob.ar/normativa, mepriv.mecon.gob.ar). Período: actos publicados del 10/03/1993 al 11/09/2026; cortes 18/08/2026 y 04/10/2026. Transformación: para cada concesión y cada corte, se toman los actos con cuenta_para_estado verdadero y fecha_hito menor o igual que el corte, uno por acto aunque afecte a varias centrales; el estado es el hito más alto; si dos actos cumplen el mismo hito más alto, lo fija el de fecha de publicación más temprana. Una concesión sin ningún acto que cuente a la fecha del corte queda con estado nulo. La escala: 1 concesión vencida o en período de transición (incluye las prórrogas), 2 continuidad del operador saliente por adhesión, 3 concurso convocado, 4 precalificación, 5 preadjudicación, 6 adjudicación con los contratos aprobados, 7 toma de posesión. Un hito programado no cuenta: sólo cuenta el que el acto dice que ocurrió. Corte de datos: relevamiento de Astra consultado el 2026-10-04; textos oficiales bajados el 2026-10-04; cortes 2026-08-18 y 2026-10-04.
- 190 Cálculo propio sobre la tabla de estados: de las doce concesiones con estado asignado, cuatro tienen toma de posesión y ocho están en los hitos 1 a 3 (vencida o en transición, continuidad por adhesión, concurso convocado).
- 191 Pregunta abierta: faltan los documentos de las concesiones que lista INCOGNITAS_CONCESIONES.md: circulares, actas de apertura, anexos contractuales firmados, actas de toma de posesión y antecedentes de 1993, entre otros; lo que no se encuentra no prueba que no exista.
- ▲ 192 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El Decreto 590/2025, artículo 1, autoriza la transferencia de las acciones de ALICURÁ, CHOCÓN, CERROS COLORADOS y PIEDRA DEL ÁGUILA HIDROELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA, de titularidad de ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA, a la Secretaría de Energía, y la venta de esas acciones mediante un Concurso Público Nacional e Internacional sin base. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 19/08/2025.
- 193 Cálculo propio: 162,04 + 235,67 + 64,17 + 245,00 = 706,9 millones de dólares, suma de los montos adjudicados por la Resolución 2124/2025 para las cuatro sociedades del Comahue.
- ▲ 194 Boletín Oficial. La Resolución SE 19/2026, artículo 2, dice que la toma de posesión de los Complejos Hidroeléctricos Alicurá, Piedra del Águila, Cerros Colorados y El Chocón ocurrió el día 9 de enero de 2026; la Resolución 2124/2025, artículo 4, había programado la toma de posesión para el 8 de enero de 2026 a las 12:00 horas. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 28/01/2026.
- 195 Cálculo propio: del 19/08/2025, publicación del Decreto 590/2025, al 09/01/2026, toma de posesión según la Resolución SE 19/2026: 143 días.
- ▲ 196 Boletín Oficial. La Resolución 2124/2025 del Ministerio de Economía, artículo 1, adjudica las acciones Clase A (51 %), Clase B (47 %) y Clase C (2 %) de las cuatro sociedades: Renglón N° 1 (ALICURÁ HIDROELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA): EDISON INVERSIONES S.A.U., ENERGÉTICA DEL NORTE S.A.U., CONSORCIO DE EMPRESAS MENDOCINAS PARA POTRERILLOS S.A. y EDISON HOLDING S.A., por USD 162.040.002,17; Renglón N° 2 (EL CHOCÓN HIDROELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA): BML INVERSORA S.A.U., ENERGRAIN S.A., ORAZUL ENERGY GENERATING S.A., ORAZUL ENERGY CERROS COLORADOS S.A., LIMABAZ S.A.U., BML GENERADORA S.A., MSU GREEN ENERGY S.A. y BML ENERGIA S.A., por USD 235.671.294; Renglón N° 3 (CERROS COLORADOS HIDROELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA): EDISON INVERSIONES S.A.U., ENERGÉTICA DEL NORTE S.A.U., CONSORCIO DE EMPRESAS MENDOCINAS PARA POTRERILLOS S.A. y EDISON HOLDING S.A., por USD 64.174.002,32; Renglón N° 4 (PIEDRA DEL ÁGUILA HIDROELÉCTRICA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA): CENTRAL PUERTO S.A., por USD 245.000.000. El artículo 2 aprueba los Contratos de Transferencia del paquete accionario y los Contratos de Concesión. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 30/12/2025.

- ▲ 197 CONTRATAR. Proceso 504/2-0001-CPU25, EX-2025-91888417-APN-UETATEP#MEC, venta del 100 % de las acciones de Alicurá, El Chocón, Cerros Colorados y Piedra del Águila Hidroeléctrica Argentina S.A. «Documento contractual por Constructor»: 504/2-1494-CON25 (Edison Inversiones S.A.U., USD 226.214.004,49), 504/2-1495-CON25 (BML Inversora S.A.U., USD 235.671.294,00) y 504/2-1496-CON25 (Central Puerto S.A., USD 245.000.000,00), tipo original, estado autorizado, fecha de autorización 30/12/2025, acto de adjudicación RS-2025-143858369-APN-MEC. La página muestra tres contratos para cuatro concesionarias, comprobado el 13/10/2026 (C01 del manifiesto); los instrumentos no se descargaron.
- 198 Cálculo propio: $39,952 - 30,144 = 9,807$ TWh; $9,807 \div 75,225 = 0,13$. Diferencia de gran hidráulica entre 2018 y 2025 frente a la generación térmica de 2025, anuario de CAMMESA.
- ◆ 199 Escenario del autor: para 2030 se toma como rango de gran hidráulica el observado entre 2018 (39,95 TWh) y 2025 (30,14 TWh). Son dos años, no una distribución hidrológica; un año más seco que 2025 quedaría fuera del rango.
- ▲ 200 Agencia Internacional de Energía. La IEA (2021) dice que la hidroelectricidad es la base de la generación eléctrica de bajas emisiones, que aporta flexibilidad y seguridad a los sistemas eléctricos, que la flexibilidad y el almacenamiento de las centrales de embalse no tienen igual en otra tecnología y que, hacia 2030, más del 20 % de las unidades generadoras del parque mundial tendrán más de 55 años. Fecha de la fuente: IEA (2021), Hydropower Special Market Report; página consultada el 2026-10-04.
- ▲ 201 Agencia Internacional de Energía. La IEA (2021) dice que el cambio climático afecta la generación hidroeléctrica de América Latina por la variabilidad del caudal, el cambio de los caudales estacionales y las pérdidas por evaporación de los embalses, y que una central hidroeléctrica con capacidad de almacenamiento de agua de uso múltiple sirve a la gestión del agua, el riego y el agua potable. Fecha de la fuente: IEA (2021), Climate impacts on Latin American hydropower, publicado el 29/01/2021; página consultada el 2026-10-04.
- 202 Inferencia del autor: si el relato enfrenta únicamente “renovables nuevas” con “térmica antigua”, desaparece el recurso que aportó energía, potencia, regulación y, en algunos complejos, almacenamiento. Premisas: La IEA dice que la hidroelectricidad aporta energía de bajas emisiones, flexibilidad y seguridad al sistema, y que los embalses almacenan energía. En Argentina, la generación de la gran hidráulica cambió -9,807 TWh entre 2018 y 2025: es energía que el relato deja de contar si omite el recurso. El anuario de CAMMESA registra la potencia de la gran hidráulica: en Comahue, 4.724,8 MW instalados y una disponibilidad de 96,659 % en 2025.
- ◆ 203 Elección del autor: para coordinar el almacenamiento hidráulico con las renovables y anticipar los años secos, hace falta una serie por complejo y hora que integre generación, caudales, cotas, disponibilidad, restricciones, otros usos, transporte y, en activos binacionales, asignación.
- ◆ 204 Propuesta del autor: los contratos de las ocho concesiones sin operador elegido por concurso podrían exigir la publicación de series horarias de generación, caudal, cota, restricciones y despacho, y su calendario puede tomar como referencia los plazos del proceso del Comahue.
- ◆ 205 Propuesta del autor: negociar el acuerdo de Yacretá con una proyección anual del retiro paraguayo y planificar el abastecimiento con la energía que recibe la Argentina.
- 206 Cálculo propio: edición de cada fuente con que se generó este registro, con su archivo, su dirección, su, su fecha declarada y la regla de edición: anuario de CAMMESA 2005-2025, base mensual de CAMMESA 2026-08 (vigente) y 2026-06 (partida) y dos páginas de la IEA. Serie: MANIFIESTO.json de la edición. Período: no aplica (archivos, no datos). Transformación: lee MANIFIESTO.json de datos/2026-10 y escribe, por archivo, el grupo, la dirección, el, la fecha que declara la fuente y la fecha de descarga; comprueba que el anuario publique 2025 en GWh enteros para Comahue, Salto Grande y Yacretá. Corte de datos: archivos reutilizados el 2026-10-04; páginas de la IEA bajadas el 2026-10-04.
- 207 Cálculo propio: de las 11 Calculadas de partida del módulo, 11 coinciden con la base (41 de 41 cifras); las tres etiquetas de la Figura 12 (a) coinciden 3 de 3, a dos decimales. Serie: calculos/resultados_comparacion_registro.json; CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hojas «Evolución anual» y «Glosario»; CAMMESA, base mensual (síntesis mensual) edición 2026-06, «Hidro Binacional.xls», hoja «CENTRALES HI BINACIONALES»; CAMMESA, base mensual (síntesis mensual) edición 2026-08, «Hidro Binacional.xls», hoja «CENTRALES HI BINACIONALES». Período: años completos 2018 y 2025. Transformación: com para cada cifra del valor de partida de las 11 Calculadas con la que da la base, a seis decimales y con redondeo al par, y cada cifra escrita en el texto, a los decimales con que está escrita; coteja las etiquetas de la Figura 12 a dos decimales. Las cifras de la base mensual se cotejan con la edición 2026-06, la que cita la partida, y se informa el valor con la 2026-08, la vigente. Corte de datos: anuario 2026-10; base mensual 2026-06 (cotejo) y 2026-08 (vigente).
- 208 Cálculo propio: la capa de líneas de alta tensión de la Secretaría de Energía tiene 1.299 tramos que suman 54.882,389 km en 8 niveles de tensión. Serie: Secretaría de Energía, «Transporte Eléctrico AT Líneas», CSV; API CKAN de datos.energia.gob.ar, ficha del recurso. Período: capa publicada; la fuente declara 2025-12-05 para el CSV. Transformación: por edición y por valor de la columna `tension`, cantidad de tramos y suma de longitudes en km. Tramo: una fila del CSV (una geometría con su nombre). La tensión es el texto de la columna `tension` tal como lo publica la fuente; el encabezado no declara unidad (ver LEEME.md). La capa no publica longitud: la longitud es geodésica sobre el elipsoide WGS84 (pyproj.Geod), una elección de método anotada en LEEME.md para que Claude la revise. Longitud de cada tramo: geodésica sobre el elipsoide WGS84 (pyproj.Geod, calculos/longitud_lineas.py), en km, redondeada a 3 decimales al escribir. El total es la suma de las longitudes sin redondear, redondeada a 3 decimales. Corte de datos: la fuente declara 2025-12-05 para el CSV; bajado el 2026-10-04.

- 209 Cálculo propio: los tramos con valor 500 o 330 en el campo `tension` son 116 de 1.299 y suman 16.437,511 de 54.882,389 km, el 29,950 % de la longitud. Serie: Secretaría de Energía, «Transporte Eléctrico AT Líneas», CSV; API CKAN de datos.energia.gob.ar, ficha del recurso. Período: capa publicada; la fuente declara 2025-12-05 para el CSV. Transformación: por edición y por valor de la columna `tension`, cantidad de tramos y suma de longitudes en km. Tramo: una fila del CSV (una geometría con su nombre). La tensión es el texto de la columna `tension` tal como lo publica la fuente; el encabezado no declara unidad (ver LEEME.md). La capa no publica longitud: la longitud es geodésica sobre el elipsoide WGS84 (pyproj.Geod), una elección de método anotada en LEEME.md para que Claude la revise. Sobre ese resultado: suma de tramos y de km de los niveles con `tension` igual a 500 o 330, y cociente de esa longitud sobre la longitud total, en %, redondeado a 3 decimales. Las sumas se hacen sin redondear y se redondean a 3 decimales al escribir. Corte de datos: la fuente declara 2025-12-05 para el CSV; bajado el 2026-10-04.
- 210 Cálculo propio: la capa de estaciones transformadoras de la Secretaría de Energía tiene 323 estaciones; 25 no declaran tensión de entrada. Serie: Secretaría de Energía, «Transporte Eléctrico AT Estaciones Transformadoras», CSV; API CKAN de datos.energia.gob.ar, ficha del recurso. Período: capa publicada; la fuente declara 2026-09-05. Transformación: por edición, cantidad de estaciones (filas del CSV) por valor de tensión. Criterio fijado por Claude (Cowork) en el encargo de la sesión 2: `conteo = 'principal'`: por `tension\_entrada`, una estación una vez. El valor se cuenta tal como lo publica la fuente: una celda con dos tensiones («132 | 220») es su propio nivel y no se parte, y una celda vacía queda como nivel nulo. La suma de la columna `estaciones` en este conteo es el total de estaciones de la capa. `conteo = 'desglose'`: «estaciones con salida en este nivel», por cada valor de `tension\_salida` partido en « | ». Una estación con dos tensiones de salida suma una en cada nivel: este desglose no se suma ni da el total de estaciones. Corte de datos: la fuente declara 2026-09-05; bajado el 2026-10-04.
- ▲ 211 Secretaría de Energía, datos abiertos. Las capas de líneas y estaciones de la Secretaría de Energía no traen capacidad remanente ni flujos horarios; la de líneas trae tensión, fases, sección y material.
- 212 Inferencia del autor: ninguna de las capas de líneas y de estaciones de la Secretaría de Energía informa por sí sola cuánta potencia circuló, cuánto margen quedaba o qué ocurriría ante una contingencia. Premisas: Los encabezados de las capas de líneas y de estaciones de la Secretaría de Energía no traen columnas de potencia transportada, margen, estado horario ni resultados de simulaciones o contingencias.
- ◆ 213 Inferencia del autor: las capas públicas de líneas y estaciones no traen capacidad remanente ni flujos; sin el margen por nodo, un promotor no puede saber antes de pedir acceso si su conexión requiere una ampliación. Premisa: encabezados de las capas de la Secretaría de Energía.
- ◆ 214 Elección del autor: las provincias se agrupan en seis macrorregiones: Buenos Aires + CABA (Buenos Aires), Centro-Pampeana (Córdoba, Entre Ríos, La Pampa y Santa Fe), Cuyo (Mendoza, San Juan y San Luis), NEA (Chaco, Corrientes, Formosa y Misiones), NOA (Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero y Tucumán) y Patagonia (Chubut, Neuquén, Río Negro y Santa Cruz). Es el mapeo que el informe publicado usa para colorear la Figura 19; son macrorregiones analíticas, no áreas operativas ni balances nodales.
- 215 Inferencia del autor: la mayor parte de la generación solar y una parte de la eólica se ubican fuera de la categoría que concentra la demanda publicada. Premisas: En 2025, la categoría BUENOS AIRES reúne 49,0 % de la demanda de las 22 categorías provinciales de CAMMESA y ocupa el puesto 1. En 2025, el noroeste y Cuyo reúnen 87,28 % de la generación solar de la planilla «Energía Renovables» y la Patagonia 44,25 % de la eólica; Buenos Aires + CABA tiene 42,30 % de la eólica (, con las macrorregiones de).
- ◆ 216 Elección del autor: esa conexión depende de un conjunto acotado de ejes troncales.
- 217 Cálculo propio para la figura 5. Series: límites provinciales del IGN (descarga registrada con URL, fecha y SHA-256 en figuras/datos/F5_fuentes.csv); capa de líneas de la Secretaría de Energía (500, 345 y 330 kV; un tramo de 500 kV sin geometría no se dibuja); CAMMESA, «Energía Renovables» 2025 por provincia; demanda por categoría provincial de 2025. Proyección del mapa: cónica equivalente de Albers; recuadro antártico en acimutal equivalente de Lambert, a escala reducida. Programas: figuras/datos_F5_mapa.py y figuras/figura_F5.py. Cotejo: 18.628,081 GWh de eólica, 5.105,845 GWh de solar y 49,0 % de BUENOS AIRES, 4 de 4. La Ciudad Autónoma lleva la cuota de la categoría BUENOS AIRES. Corte: base mensual de CAMMESA, edición de agosto de 2026. Actualización: correr los dos programas con una edición nueva.
- 218 Cálculo propio: la Resolución 715/2025 declaró prioritarias 16 iniciativas. Serie: Ministerio de Economía, Resolución 715/2025, anexo #MEC; Boletín Oficial, aviso 326279 del 2025-06-02, anexo 1 (mismo). Período: acto publicado en el Boletín Oficial el 2025-06-02. Transformación: la lista de iniciativas en el orden del anexo y su conteo por edición. Convención heredada del original (nota de): una viñeta es una iniciativa; la viñeta con alternativa ESTE / OESTE (Santa Cruz) es una sola. `total\_iniciativas` es el conteo con esa convención. La tabla sale de leer el anexo viñeta por viñeta (base/carga.py, tra_obras_anexo). Corte de datos: anexo de la Resolución ME 715/2025, publicada en el BO el 2025-06-02; bajado el 2026-10-04.
- ▲ 219 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El Decreto 921/2025 dispone que las obras del anexo de la Resolución ME 715/2025 se lleven a cabo bajo el régimen de concesión de obra pública de la Ley 17.520, a título gratuito y mediante licitación pública nacional e internacional. Fecha de la fuente: publicada en el Boletín Oficial el 2025-12-29.
- ▲ 220 Ley 17.520, texto original (1967), artículos 1 y 2: las concesiones de obra pública se remuneran mediante el cobro de tarifas o peaje y pueden ser onerosas, gratuitas o subvencionadas por el Estado. Consultada en argentina.gob.ar/normativa el 12/10/2026. No se verificó si modificaciones posteriores cambiaron esos artículos.
- ▲ 221 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El Decreto 921/2025 delega en la Secretaría de Energía aprobar los pliegos, convocar la licitación, dictar la adjudicación y suscribir los contratos de concesión. Fecha de la fuente: publicada en el Boletín Oficial el 2025-12-29.
- ▲ 222 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). La Resolución SE 83/2026 incorporó al reglamento de acceso y ampliación del transporte un apartado sobre ampliaciones por concesión de obra pública (Ley 17.520). Fecha de la fuente: publicada en el Boletín Oficial el 2026-04-07.

■ 223 Cálculo propio: 1. AMBA I y STATCOM Ezeiza — Circular modificatoria. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Aviso de llamado a licitación pública AMBA I, tercera sección del Boletín Oficial; Convocatoria a consulta ambiental y social, AMBA I; Resolución SE 311/2025 (dirección que cita Astra); Resolución SE 250/2026 con la Circular N° 2 Modificatoria (#MEC); Resolución 715/2025, anexo #MEC; Resolución SE 202/2026 (licitación AMBA I); Resolución SE 218/2026 (compras de equipos para AMBA I); Resolución 250/2026 (Circular 2 de AMBA I); fuente_url de. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Transformación: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.

■ 224 Cálculo propio: 5. Puerto Madryn — Choele Choele — Bahía Blanca — Consulta pública. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Resolución SE 311/2025 (dirección que cita Astra); Consulta pública ambiental y social, Corredor Sur: noticia de la convocatoria; Resolución 715/2025, anexo #MEC. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Transformación: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.

■ 225 Cálculo propio: 2. Vivotatá — Plomer — Preparación documental ordenada. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Resolución SE 343/2025 con su anexo #MEC; Resolución 715/2025, anexo #MEC. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Transformación: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.

■ 226 Cálculo propio: 8. Río Diamante — Charlone — O'Higgins — Preparación documental ordenada. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Resolución SE 311/2025 (dirección que cita Astra); Resolución 715/2025, anexo #MEC. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Transformación: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.

■ 227 Cálculo propio: 3. AMBA II y STATCOM Rodríguez — Prioridad declarada. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Resolución 715/2025, anexo #MEC. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Transformación: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.

■ 228 Cálculo propio: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Resultado: 4. Plomer — O'Higgins — Prioridad declarada. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Resolución 715/2025, anexo #MEC. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.

■ 229 Cálculo propio: 6. ET Comodoro Rivadavia Oeste 500/132 kV – 450 MVA — Prioridad declarada. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Resolución 715/2025, anexo #MEC. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Transformación: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.

- 230 Cálculo propio: 7. Río Santa Cruz–Puerto Madryn o alternativa occidental — Prioridad declarada. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Resolución 715/2025, anexo #MEC. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Transformación: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.
- 231 Cálculo propio: 9. Rodeo–Chaparro–La Rioja Sur — Prioridad declarada. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Resolución 715/2025, anexo #MEC. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Transformación: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.
- 232 Cálculo propio: 10. Malvinas–San Francisco–Santo Tomé — Prioridad declarada. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Resolución 715/2025, anexo #MEC. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Transformación: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.
- 233 Cálculo propio: 11. ET El Espinillo 500/132 kV — Prioridad declarada. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Resolución 715/2025, anexo #MEC. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Transformación: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.
- 234 Cálculo propio: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Resultado: 12. Lavalle–Chumbicha — Prioridad declarada. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Resolución 715/2025, anexo #MEC. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.
- 235 Cálculo propio: 13. Chaparro–Antofagasta de la Sierra–Punta-Cobos — Prioridad declarada. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Resolución 715/2025, anexo #MEC. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Transformación: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.
- 236 Cálculo propio: 14. Yaguacá–Salvador Mazza–San Juancito — Prioridad declarada. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Resolución 715/2025, anexo #MEC. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Transformación: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.
- 237 Cálculo propio: 15. Villa Hayes–Formosa — Prioridad declarada. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Resolución 715/2025, anexo #MEC. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Transformación: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.
- 238 Cálculo propio: 16. Santa Cruz–Tierra del Fuego — Prioridad declarada. Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Resolución 715/2025, anexo #MEC. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04 (actos de la iniciativa hasta el corte). Transformación: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Escala: prioridad declarada → documentación ordenada → consulta pública → licitación convocada → circular → apertura → adjudicación → contrato → obra iniciada → habilitación. Entre los actos del hito más alto fija el estado el de fecha más temprana; a igual fecha, la fila de Astra menor. Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.

- ◆ 239 Elección del autor: el estado de una iniciativa a una fecha es el hito más alto de una escala de diez que alcanza algún acto verificado de la propia iniciativa publicado hasta esa fecha. La escala es: prioridad declarada, documentación ordenada, consulta pública, licitación convocada, circular, apertura, adjudicación, contrato, obra iniciada, habilitación.
- 240 Cálculo propio: al 04/10/2026, 4 de las 16 iniciativas tienen un acto propio posterior a la Resolución 715/2025: AMBA I (circular), Corredor Sur (consulta pública), Río Diamante–Charlone–O'Higgins (documentación ordenada) y Vivoratá–Plomer (documentación ordenada). Serie: Astra, relevamiento de actos por obra del 2026-10-04 (cada fila verificada literal contra el texto bajado); Aviso de llamado a licitación pública AMBA I, tercera sección del Boletín Oficial; Convocatoria a consulta ambiental y social, AMBA I; Resolución SE 311/2025 (dirección que cita Astra); Resolución SE 250/2026 con la Circular N° 2 Modificatoria (#MEC); Resolución SE 343/2025 con su anexo #MEC; Consulta pública ambiental y social, Corredor Sur: noticia de la convocatoria; Resolución SE 202/2026 (licitación AMBA I); Resolución SE 218/2026 (compras de equipos para AMBA I); Resolución 250/2026 (Circular 2 de AMBA I); fuente_url de. Período: 2025-06-02 a 2026-10-04. Transformación: sobre el resultado de estado_por_obra.sql, cuenta las iniciativas cuyo acto que fija el estado al 04/10/2026 no es la Resolución ME 715/2025, es decir, que tienen un acto propio verificado posterior a ella. Estado por iniciativa: por iniciativa y por corte, el hito más alto entre los actos verificados de la propia iniciativa con fecha anterior o igual al corte, y el acto que lo fija (regla de abajo; la escala es). Corte de datos: corte 2026-10-04; actos relevados por Astra el 2026-10-04 y verificados contra los textos bajados el 2026-10-04.
- ▲ 241 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). La Resolución SE 250/2026 incorporó la Circular N° 2 modificatoria a los pliegos de AMBA I.
- 242 Inferencia del autor: estos hitos no equivalen a obras terminadas. Premisas: En la escala de hitos del módulo, consulta pública y licitación convocada son los hitos 3 y 4, y habilitación el 10. Al 04/10/2026, el hito más alto con acto verificado es «circular» y ninguna de las 16 iniciativas tiene un acto de adjudicación, contrato, obra iniciada ni habilitación (a).
- 243 Inferencia del autor: al 04/10/2026 ninguna de las 16 iniciativas prioritarias tiene adjudicación, contrato, obra iniciada ni habilitación; sin esos hitos no hay una fecha de habilitación que pueda usarse en un plan a 2030. No se estiman plazos de construcción.
- ▲ 244 Boletín Oficial. La Resolución ENReGE 330/2026 emitió el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para una ampliación presentada por Transener a requerimiento de Vicuña Argentina S.A., que incluye una línea de 500 kV entre la ET Rodeo y la nueva ET Chaparro de unos 167 km. Fecha de la fuente: publicada en el Boletín Oficial el 2026-07-29.
- ▲ 245 Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad. Autorización de acceso para 260 MW de Josemaría, fase inicial. Corresponde a esa fase y no a la demanda integrada de Vicuña. Resolución 330/2026, publicada el 29/07/2026.
- ▲ 246 Boletín Oficial. Según la Resolución ENReGE 330/2026, el Secretario de Energía de La Rioja sostuvo que la playa de 500 kV de la ET Rodeo debe destinarse a la interconexión con la ET La Rioja Sur. Fecha de la fuente: publicada en el Boletín Oficial el 2026-07-29.
- ▲ 247 Boletín Oficial. La Resolución ENReGE 330/2026 dice que la ET Chaparro 500/220 kV constituye un nodo alternativo para la interconexión con La Rioja Sur. Fecha de la fuente: publicada en el Boletín Oficial el 2026-07-29.
- 248 Inferencia del autor: la ampliación Rodeo–Chaparro requerida por Vicuña Argentina S.A. obtuvo el certificado de conveniencia en 2026, mientras la iniciativa prioritaria Rodeo–Chaparro–La Rioja Sur seguía en «prioridad declarada». Premisas: Resolución ENReGE 330/2026 y estado de la iniciativa 9.
- ◆ 249 Propuesta del autor: al certificar una ampliación requerida por un usuario sobre el trazado de una obra prioritaria, exigir que sus nodos y su capacidad queden disponibles para completar la obra prioritaria, y publicar esa compatibilidad en el expediente.
- ◆ 250 Propuesta del autor: publicar por iniciativa prioritaria el expediente, el hito vigente y las fechas previstas de licitación, adjudicación y habilitación, y actualizarlas con cada acto. Resuelve el hueco D06 del informe.
- ◆ 251 Propuesta del autor: que CAMMESA y las transportistas publiquen el margen de capacidad por nodo, para que los promotores lo conozcan antes de pedir acceso.
- 252 Cálculo propio: al 18/08/2026, 15 de los 16 estados de la Figura 21 coinciden con la base; difiere. coincide. En la Tabla 3, las dos capas de la Secretaría de Energía son el mismo archivo que usó el original y la capa de centrales del IGN tiene los mismos registros; la página del IGN no declara fecha de límites ni de relieve; la cartografía de CAMMESA es otra edición. Serie: calculos/resultados_cotejo.json; MANIFIESTO.json, sección cotejo_original. Período: cortes 2026-08-18 y 2026-10-04. Transformación: compara el estado de cada iniciativa al 18/08/2026 (estado_por_obra.sql) con el rótulo de la Figura 21 del registro de partida (equivalencia de rótulos en calculos/cotejo.py), el conteo de obras_anexo.sql con y el, los registros y la fecha de cada fuente de la Tabla 3 con el archivo del original (cotejo_original) y su crosswalk. Corte de datos: descargas del 2026-10-04; cortes 2026-08-18 y 2026-10-04.
- ▲ 253 CAMMESA. Cartografía CAMMESA | GEOSADI2026_09, actualizada el 03/09/2026.
- ▲ 254 CAMMESA. El Mercado Eléctrico Mayorista es el ámbito en el que concurren productores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores. Fecha de la fuente: sin fecha de actualización declarada; consultada 2026-09-25.
- ▲ 255 CAMMESA. CAMMESA administra el mercado. Fecha de la fuente: sin fecha de actualización declarada; consultada 2026-09-25.
- ▲ 256 CAMMESA. coordina la operación. Fecha de la fuente: sin fecha de actualización declarada; consultada 2026-09-25.
- 257 Inferencia del autor: en el lenguaje corriente, las tres dimensiones suelen aparecer bajo la palabra “sistema”; aquí se distinguen porque una cifra de mercado no describe por sí sola una condición de red. Premisas: CAMMESA administra el mercado y coordina la operación. El MEM es el ámbito en el que concurren los agentes. El Sistema Argentino de Interconexión es una infraestructura física de líneas de alta tensión y estaciones transformadoras (, módulo transporte). Un total de energía no contiene impedancias, límites de corriente ni estados de líneas.
- ▲ 258 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). La Ley 24.065 fue sancionada el 19 de diciembre de 1991 y publicada el 16 de enero de 1992. Fecha de la fuente: 1991-12-19; BO 1992-01-16.
- ▲ 259 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). La competencia se propone para las actividades donde resulte posible. Fecha de la fuente: 1991-12-19; BO 1992-01-16.

- ▲ 260 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El transporte y la distribución quedaron caracterizados como servicios públicos. Fecha de la fuente: 1991-12-19; BO 1992-01-16.
- ▲ 261 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). La ley original exige tarifas que permitan cubrir costos razonables a empresas que operen de manera económica y prudente. Fecha de la fuente: 1991-12-19; BO 1992-01-16.
- ▲ 262 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El texto ordenado de 2025 especifica que la tarifa de distribución incluye costos de adquisición en el mercado mayorista, transporte y servicios del sistema. Fecha de la fuente: Texto ordenado BO 2025-07-07.
- ▲ 263 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El artículo 2 del Decreto 450/2025 aprueba el «Texto Ordenado de la Ley N° 24.065» como Anexo II; el decreto entra en vigencia el día de su publicación en el Boletín Oficial, que fue el 7 de julio de 2025.
- ▲ 264 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El Decreto 450 de 2025 estableció una transición reglamentaria de 24 meses desde su entrada en vigencia; lo cual quiere decir que la publicación del texto ordenado no implicó la aplicación simultánea de todos sus instrumentos. Fecha de la fuente: 2025-07-04; BO 2025-07-07.
- ▲ 265 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El artículo 4 del Decreto 450/2025 ordena a la Secretaría de Energía dictar, durante el período de transición dispuesto en el artículo 3, las normas necesarias para establecer los mecanismos progresivos de transferencia a la Demanda de Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM de los contratos de compraventa de energía eléctrica suscriptos con CAMMESA en representación de la Demanda del MEM (inciso 4), y el mecanismo de transferencia a la Oferta del MEM de los contratos de compraventa de combustible suscriptos por CAMMESA (inciso 5). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 07/07/2025.
- ▲ 266 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). En julio de 2026, el Decreto 585 prorrogó la emergencia eléctrica federal hasta el 31 de diciembre de 2027. Fecha de la fuente: Decreto 585/2026; sanción 08/07/2026; Boletín Oficial 13/07/2026.
- 267 Inferencia del autor: las nuevas reglas del texto ordenado de la Ley 24.065 conviven con facultades de emergencia hasta el 31 de diciembre de 2027. Premisas: El Decreto 450/2025 estableció una transición reglamentaria de 24 meses desde su entrada en vigencia (R-C053). En julio de 2026, el Decreto 585 prorrogó la emergencia eléctrica federal hasta el 31 de diciembre de 2027 (R-C054). El texto ordenado de la Ley 24.065 fue aprobado por el artículo 2 del Decreto 450/2025, que rige desde su publicación en el Boletín Oficial, el 7 de julio de 2025.
- ▲ 268 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). Las provincias conservan competencias sobre concesiones y control de sus servicios locales. Fecha de la fuente: 2025-07-04; BO 2025-07-07.
- ▲ 269 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El Decreto 450/2025 exige a las jurisdicciones que reciben recursos del Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales y del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior que acrediten ante la Secretaría de Energía que sus distribuidoras cumplen las normas tarifarias de la Ley 24.065 y los pagos de energía en el MEM; y si una jurisdicción incumple los términos de su adhesión y el distribuidor entra en mora en el MEM, hace solidariamente responsables por las deudas a cancelar a través del OED a las provincias, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los municipios concedentes y a los directivos de sus entes reguladores. Fecha de la fuente: 2025-07-04; BO 2025-07-07.
- ▲ 270 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). La Resolución SE 400/2025, artículo 1, aprueba las «Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva» para su aplicación a las Transacciones Económicas del Mercado Eléctrico Mayorista a partir del 1 de noviembre de 2025. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 21/10/2025.
- ▲ 271 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). Objetivo declarado en el Anexo I de la Resolución SE 400/2025 (punto 1): asegurar la continuidad operativa y el crecimiento del sistema, y establecer un sistema de señales de precios para la demanda de energía eléctrica y un sistema de remuneración para la oferta de energía eléctrica con base en costos marginales, a los efectos de viabilizar la contratación de energía y potencia, de modo que la demanda gestione su abastecimiento a través de contratos en el Mercado a Término (MAT). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 21/10/2025.
- 272 Cálculo propio: el Decreto 450/2025 rige desde su publicación, el 7/7/2025, y fija una transición de 24 meses: termina el 7/7/2027.
- ▲ 273 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El Anexo I de la Resolución SE 400/2025 (punto 7) dice que, con excepción de la Demanda Estacionalizada Cubierta y la Demanda contractualizada en el Mercado a Término, al resto de la demanda le son aplicables los precios Spot; que el precio de la energía spot es $\$PE\ SPOT = (1 - FSA\%) \times \text{Costo Medio Energía SPOT} + FSA\% \times \text{CMMgu}$, con un Factor de Spot Marginal Adaptado (FSA) inicialmente igual a 0 hasta el 31 de diciembre de 2027; y que el precio de la Potencia Puesta a Disposición ($\$PPAD$) es de 16 u\$s/MWhrp, con un factor KP de 1,1 en invierno y verano y de 0,9 en el resto. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 21/10/2025.
- ▲ 274 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El Anexo I de la Resolución SE 400/2025 considera Generación al Spot a toda la generación no comprometida en contratos o no asignada al abastecimiento de la Demanda Estacionalizada de Distribuidores del MEM (punto 6); establece que el precio de remuneración horario de la generación térmica es $CVP + RMA$, donde CVP es el Costo Variable de Producción declarado y RMA la Renta Marginal Adaptada, $(CMgh \times FP - CVP) \times FRA$, y que el FRA se establece en 1 para la Generación Nueva, a partir del 1 de enero de 2025 (punto 6.1); y dispone que la gestión completa de los combustibles por parte de la generación será obligatoria a partir del 1 de enero de 2029 (punto 3). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 21/10/2025.
- ▲ 275 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El Anexo I de la Resolución SE 400/2025 (punto 8) establece como demanda contractable en el Mercado a Término (MAT) a toda la demanda que enfrenta potencialmente precios spot, que abarca la Demanda Estacionalizada no Cubierta, la demanda GUDI de Distribuidores y la de los Grandes Usuarios del MEM (8.1); dice que todos los generadores participantes del Mercado Spot, total o parcialmente, pueden acceder al MAT (8.2) y que las condiciones de los contratos (cantidades, precios, plazos) son libremente pactadas entre las partes (8.3); y fija que la Generación Térmica al Spot con ingreso anterior al 1 de enero de 2025 puede contratar la totalidad de su energía mensual con Distribuidores por la Demanda Estacionalizada no Cubierta, hasta el 20% de su producción mensual con Grandes Usuarios, y sin límite con cualquier tipo de demanda Spot a partir del 1 de enero de 2030 (8.3.1, inciso a). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 21/10/2025.
- 276 Inferencia del autor: el fin de la transición (2027), de la emergencia y del precio spot sin componente marginal (31/12/2027), la gestión completa de combustibles (2029) y la contratación térmica sin límite (2030) caen en el período en que el módulo 9 ubica las decisiones de inversión. Premisas: fechas de los actos citados; calendario de hitos del módulo 9.
- 277 Inferencia del autor: hasta el 31/12/2027 rige la emergencia prorrogada y el factor FSA vale 0, de modo que el precio spot de la demanda se calcula con el costo medio de la energía spot. Una inversión decidida antes de 2028 se evalúa bajo esas condiciones transitorias.

- ▲ 278 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). Resolución SE 400/2025, Anexo I, apartado 6.1, remuneración de la energía de fuente térmica: las tablas del factor de renta que ese apartado aplica a la generación existente (para la generación nueva desde 2025 el factor vale 1, según MER-M-RES400-GENERACION-SPOT), publicadas como imágenes en el texto de Infoleg: imagen 3 (factor de renta adaptado), 4 (factor de corrección de renta por gas) y 5 (mínimos de renta marginal adaptada). Descargadas el 13/10/2026 (B09 a B11 del manifiesto); celdas sin transcribir.
- ▲ 279 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). La Resolución SE 400/2025 crea el Servicio de Reserva de Confiabilidad - Base (SRC Base), del que puede participar toda la generación térmica con habilitación comercial anterior al 1 de enero de 2025, con excepción de las unidades que el artículo enumera, con remuneración por la disponibilidad mensual de potencia a razón de USD 1.000 por disponible (artículo 10); crea el Servicio de Reserva de Confiabilidad - Adicional (SRC Adicional), aplicable a la generación térmica, hidráulica, nuclear o unidades de almacenamiento con habilitación comercial a partir del 1 de enero de 2025, a razón de USD 9.000 por disponible y por un plazo máximo de diez años corridos desde su aplicación (artículo 11); y establece un nuevo esquema para el recupero de costos por los Servicios del MEM (artículo 12). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 21/10/2025.
- 280 Cálculo propio: $9.000 \text{ USD por MW-mes} \times 12 \text{ meses} \times 10 \text{ años} = 1.080.000 \text{ USD por MW}$; $9.000 \div 1.000 = 9$. Supone disponibilidad plena durante los diez años; el servicio se paga por MW-mes disponible.
- 281 Inferencia del autor: el servicio de reserva adicional paga a la potencia habilitada desde 2025, incluido el almacenamiento, nueve veces lo que paga el servicio base a la térmica existente; es la señal de la normalización para incorporar potencia nueva. No se evalúa si alcanza para financiar un proyecto.
- ▲ 282 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). La Resolución SE 21/2025 establece, desde el 1 de febrero de 2025, que el Costo de la Energía No Suministrada programada es de 1.500 USD/MWh, con escalones de falla respecto de la demanda: hasta 5%, 350 USD/MWh; hasta 10%, 750 USD/MWh; más de 10%, 1.500 USD/MWh. Los valores son transitorios hasta que se realice una evaluación socioeconómica de su valorización (artículo 4). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 28/01/2025.
- ▲ 283 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). La Resolución SE 379/2025 crea el Programa de Gestión de Demanda de Energía, de carácter voluntario, programado y remunerado por la oferta de un servicio de reserva a través de la reducción de carga, para la participación de los Grandes Usuarios del MEM y de las distribuidoras (artículo 1); lo aplica a los GUMA, GUME y GUDI que adhieran, con potencias máximas registradas mayores a 300 kW y medición horaria (artículo 2); asigna sus costos a los costos de reserva del MEM (artículo 6); y fija en su Anexo un cargo fijo de hasta el precio de referencia de potencia, de USD 1000 por, y un precio de referencia de energía por cargo variable de USD 350/MWh. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 26/09/2025.
- ▲ 284 Boletín Oficial. La Resolución SE 264/2026 sustituye el artículo 13 de la Resolución SE 400/2025: considera Demanda Extratendencial (XDEM) a toda nueva demanda o ampliación de demanda que solicite su incorporación al MEM y represente un incremento relativo de al menos 0,5% de la demanda media del MEM, con independencia de que se vincule al SADI por transporte o por distribución; le exige acompañar un Plan Especial de Abastecimiento que asegure al menos 80% de nueva producción de energía y respaldo físico de potencia suficiente para cubrir al menos 100% de su consumo en un emprendimiento de Producción y 115% en uno de Datos (artículo 1). Las solicitudes en trámite deben adecuarse al régimen XDEM dentro de los 60 días de su entrada en vigencia (artículo 5). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 25/09/2026.
- ▲ 285 Boletín Oficial. Objetivo declarado en los considerandos de la Resolución SE 264/2026: evitar que una porción sustancial del abastecimiento de las Demandas Extratendenciales sea trasladada al Mercado Spot y soportada indirectamente por el conjunto de los agentes del MEM, para lo cual dice que resulta necesario exigir una cobertura contractual mínima de energía equivalente al 80% de la demanda efectiva. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 25/09/2026.
- ▲ 286 CAMMESA, página «Resol. SE 264/2026 XDEM». Anexo IF-2026-93194585-APN-DNRYDSE#MEC, Régimen de Grandes Demandas en el MEM, 12 páginas; Subanexo I IF-2026-93215295, confiabilidad y planificación, 4 páginas; Subanexo II IF-2026-93217708, especificaciones técnicas para demandas extratendenciales, 30 páginas. Descargados el 13/10/2026 (B05 a B07 del manifiesto).
- ▲ 287 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). La Resolución SE 58/2024 establece un régimen de pagos excepcional, transitorio y único para el saldo de las transacciones económicas del MEM de diciembre de 2023, enero de 2024 y febrero de 2024 correspondiente a los Acreedores del MEM, con el objeto de reestablecer la cadena de pago de las transacciones económicas corrientes y preservar el abastecimiento del servicio público de electricidad (artículo 1); dispone que las liquidaciones de diciembre de 2023 y enero de 2024 se cancelan, a los diez días hábiles de los acuerdos individuales, con la entrega de títulos públicos «Bonos de la República Argentina en Dólares Estadounidenses Step Up 2038», y la de febrero de 2024 con los fondos disponibles en las cuentas de CAMMESA y las transferencias del Estado Nacional al Fondo Unificado con destino al Fondo de Estabilización (artículo 3). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 08/05/2024.
- ▲ 288 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El Decreto de necesidad y urgencia 186/2025 establece, respecto de las obligaciones pendientes de pago con CAMMESA o con el MEM por las deudas de las distribuidoras de energía eléctrica, administraciones o empresas provinciales distribuidoras acumuladas al 30 de noviembre de 2024, un régimen especial de regularización de obligaciones en las condiciones que establezca la Autoridad de Aplicación (artículo 7); establece un régimen especial de créditos para las distribuidoras que al 31 de diciembre de 2023 no hayan tenido deuda no regularizada con CAMMESA y hayan cancelado la totalidad de las transacciones de 2024 (artículo 8); y designa como Autoridad de Aplicación de ambos regímenes a la Subsecretaría de Energía Eléctrica de la Secretaría de Energía (artículo 9). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 13/03/2025.
- 289 Inferencia del autor: el Decreto 450/2025 ordena transferir a distribuidores y grandes usuarios los contratos que CAMMESA firmó por la demanda; las distribuidoras necesitaron regímenes de regularización de deudas con el MEM (Resolución SE 58/2024 y DNU 186/2025). El comprador de la energía contratada pasa a ser, en parte, un agente con antecedentes de mora.

- ▲ 290 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El artículo 4 del Decreto 450/2025 ordena además a la Secretaría de Energía dictar, durante la transición, normas para procurar la desconcentración y un mercado de competencia de hidrocarburos en orden a la libre contratación del combustible por los productores eléctricos (inciso 1), asegurar la efectiva vigencia de las medidas de garantía tendientes a regularizar la cobranza y asegurar la cobrabilidad de los contratos con los distribuidores de energía eléctrica (inciso 2), establecer criterios de remuneración de la generación térmica que permitan una mayor eficiencia en la adquisición de (inciso 3), y revisar la totalidad de las normas de Los Procedimientos dictadas durante la emergencia, para definir su derogación o su término máximo de vigencia (inciso 6). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 07/07/2025.
- 291 Inferencia del autor: si el comprador de un contrato pasa a ser una distribuidora y no CAMMESA, su capacidad de pago entra en el riesgo de financiar una central; el Decreto 450/2025 ordena asegurar garantías de cobranza. No se evalúa el costo de financiamiento.
- ▲ 292 Edenor. Los estados financieros individuales de Edenor para el ejercicio 2025 informan un resultado operativo de ganancia de 143.122 millones de pesos, expresados en moneda constante. Fecha de la fuente: Cierre 2025-12-31; informe auditor 2026-03-06.
- ▲ 293 Edesur. Los estados de Edesur para el ejercicio 2025 informan una pérdida operativa de 54.870.073 miles de pesos de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2025; lo cual quiere decir que ese subtotal siguió siendo negativo durante el ejercicio. Fecha de la fuente: Cierre 2025-12-31; informe auditor 2026-02-24.
- ▲ 294 Edesur. Su ganancia del ejercicio fue de 27.752.616 miles de pesos de la misma fecha. Fecha de la fuente: Cierre 2025-12-31; informe auditor 2026-02-24.
- ▲ 295 Edesur. KPMG incorporó en el informe de Edesur una incertidumbre importante relacionada con su continuidad como empresa en funcionamiento. Fecha de la fuente: Cierre 2025-12-31; informe auditor 2026-02-24.
- ▲ 296 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). Con todos los eventos, Edenor registró 3,44 horas de interrupción por usuario durante ese semestre; lo cual quiere decir que ese fue el tiempo acumulado promedio sin servicio, sin descontar eventos excepcionales. Fecha de la fuente: Período septiembre 2025-febrero 2026; publicación exacta pendiente.
- ▲ 297 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). Edesur registró 8,48 horas por usuario en el mismo período. Fecha de la fuente: Período septiembre 2025-febrero 2026; publicación exacta pendiente.
- 298 Inferencia del autor: no permiten ordenar a las empresas por eficiencia. Premisas: Edenor y Edesur informan resultados operativos y resultados del ejercicio que no tienen el mismo signo ni las mismas partidas (R-C043, R-C045, R-C046). El resultado operativo contable es distinto de la ganancia del ejercicio (R-C050). Ordenar por eficiencia requiere medir costos y servicio con criterios comunes, y un resultado contable no lo es por sí solo.
- 299 Inferencia del autor: la diferencia entre concesiones tampoco identifica una causa única. Premisas: El informe mide el desempeño de dos concesiones en el mismo semestre (R-C032). Edenor registró 3,44 horas por usuario y Edesur 8,48 horas (R-C035, R-C036). El informe no controla simultáneamente todos los factores que pueden explicar las interrupciones, como la inversión, el clima, el mantenimiento o la gestión.
- 300 Cálculo propio: el precio monómico de los grandes usuarios, en promedio simple de los 12 meses publicados de cada año y sin ponderar por demanda, fue de 88,439 u\$s/MWh en 2022, 75,880 u\$s/MWh en 2023, 75,534 u\$s/MWh en 2024 y 74,328 u\$s/MWh en 2025. Los promedios de energía, potencia, servicios y transporte de cada año están en `valor`. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Precios Mensuales.xlsx», hoja «PRECIOS» Período: 2022-01 a 2025-12; años calendario completos (12 meses publicados cada uno). Transformación: promedio simple de los 12 valores mensuales, sin ponderar por demanda (la hoja no trae la demanda de los grandes usuarios); redondeo a 3 decimales. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08; actualización declarada por la fuente 17/09/2026; ZIP bajado por el módulo demanda el 2026-09-30; los datos llegan hasta 2026-08. El corte de la normalización es el 1/11/2025 (Resolución SE 400/2025, artículo 1:).
- 301 Cálculo propio: $103,580 \div 76,477 - 1 = 0,354$. Precio monómico de grandes usuarios, promedio simple de noviembre de 2025 a agosto de 2026 frente al mismo período anterior, CAMMESA, Síntesis Mensual de agosto de 2026.
- 302 Cálculo propio: el precio monómico de los grandes usuarios, en promedio simple de los meses publicados desde el corte (2025-11 a 2026-08, 10 meses), fue de 103,580 u\$s/MWh, y el de los mismos meses del año anterior (2024-11 a 2025-08), 76,477 u\$s/MWh; los promedios de cada componente están en `valor`. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Precios Mensuales.xlsx», hoja «PRECIOS» Período: 2025-11 a 2026-08 y 2024-11 a 2025-08; 10 meses cada uno. Transformación: promedio simple de los valores mensuales de cada período, sin ponderar por demanda (la hoja no trae la demanda de los grandes usuarios); redondeo a 3 decimales. Período «desde el corte»: meses con fecha $\geq$ fecha de corte y $\leq$ último mes publicado de la edición (2025-11 a 2026-08 en la edición 2026-08). Período «mismos meses del año anterior»: los mismos meses calendario un año antes (2024-11 a 2025-08), con la misma cantidad de meses. `n\_meses` es la cantidad de meses publicados de cada período; las dos filas de una edición tienen el mismo `n\_meses`. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08; actualización declarada por la fuente 17/09/2026; ZIP bajado por el módulo demanda el 2026-09-30; los datos llegan hasta 2026-08. El corte de la normalización es el 1/11/2025 (Resolución SE 400/2025, artículo 1:).
- 303 Cálculo propio: el costo marginal operado medio, en promedio simple de los 12 meses publicados de cada año, fue de 115,878 u\$s/MWh en 2023, 67,155 u\$s/MWh en 2024 y 60,370 u\$s/MWh en 2025. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Costo Marginal Operado.xlsx», hoja «CostoMarginalOp» Período: 2023-01 a 2025-12; años calendario completos (12 meses publicados cada uno). Transformación: promedio simple de los 12 valores mensuales, sin ponderar por energía ni por horas; redondeo a 3 decimales. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08; actualización declarada por la fuente 17/09/2026; ZIP bajado por el módulo demanda el 2026-09-30; los datos llegan hasta 2026-08. El corte de la normalización es el 1/11/2025 (Resolución SE 400/2025, artículo 1:).
- 304 Cálculo propio para la figura 6. Series: CAMMESA, «Precios Mensuales.xlsx» (precio monómico) y «Costo Marginal Operado.xlsx», edición de agosto de 2026. Período: enero de 2023 a agosto de 2026. Programas: figuras/datos_F6.py y figuras/figura_F6.py; datos en figuras/datos/F6.csv. Cotejo: 10 de 10 cifras. Corte: datos hasta agosto de 2026. Actualización: correr los dos programas con una edición nueva.

- ▲ 305 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El Anexo de la Resolución SE 222/2026 (Reprogramación Trimestral de Invierno para el MEM), con vigencia del 1 de setiembre al 31 de octubre de 2026, da para las tres categorías de demanda del distribuidor un Precio de Referencia de la Potencia (\$POTREF) de 9.225.244 \$/y un Precio Estabilizado Servicios Adicionales (\$PES) de 8.811 \$/MWh; y un Precio Estabilizado de la Energía (PEE), en \$/MWh, de 89.643 en hora pico, 86.474 en hora resto y 85.722 en hora valle para la demanda Residencial; de 111.318, 107.382 y 106.449 para la No Residencial; y de 128.603, 124.056 y 122.978 para los Grandes Usuarios del distribuidor (GUDI). Los valores de la demanda Residencial llevan una nota que dice que se les aplican las bonificaciones del Decreto 943/25. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 01/09/2026.
- 306 Cálculo propio: $128.603 \div 89.643 - 1 = 0,435$. Precio de energía en hora pico de los grandes usuarios de distribución frente al residencial, Resolución SE 222/2026, septiembre y octubre de 2026. Antes de bonificaciones.
- ▲ 307 Boletín Oficial. La Resolución SE 272/2026 establece para el mes de octubre de 2026 el consumo base de energía eléctrica aplicable a los hogares beneficiarios del SEF en 200 kWh mensuales, con independencia de la zona bioambiental (artículo 1); la bonificación general del 50% para los usuarios de gas natural y gas propano indiluido por redes beneficiarios del SEF (artículo 2); la bonificación adicional extraordinaria de 24,25% para esos usuarios de gas (artículo 3); y una bonificación adicional extraordinaria de 25% para los usuarios residenciales del SEF, aplicable a los consumos de energía eléctrica sobre el consumo bloque del artículo 1 (artículo 4). Alcanza también a las Entidades de Bien Público, Clubes de Barrio y de Pueblo y otras categorías de usuarios sin fines de lucro asimilables (artículo 5). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 01/10/2026.
- ▲ 308 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). La Resolución SE 257/2026 habilita a las sociedades titulares de proyectos que resultaron adjudicatarias y suscribieron Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA en el marco de las Rondas 1, 1.5, 2 y 3 del Programa RenovAr, o que fueron habilitadas a solicitar su incorporación al Régimen de Fomento según la Resolución 202/2016, a solicitar ante CAMMESA la rescisión de su Contrato de Abastecimiento, sujeta a requisitos (artículo 2); dispone que los proyectos que rescindan y estén habilitados comercialmente podrán comercializar su generación dentro del Régimen del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) a partir del mes calendario siguiente a la rescisión (artículo 4); permite a los titulares de proyectos de las Rondas 1, 1.5 y 2 en operación comercial solicitar una reconducción contractual que deja sin efecto los compromisos de Energía Comprometida y Energía Comprometida Mínima a partir del 1 de junio de 2026 (artículo 5); y destina al FODER lo que CAMMESA recaude por los pagos del artículo 2 (artículo 11). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 25/09/2026.
- 309 Inferencia del autor: dos canales institucionales distintos llegaron a volúmenes parecidos. Premisas: RenovAr suma 11,344 TWh y el MATER con variantes 10,741 TWh en 2025 (, registro del módulo balance).
- 310 Inferencia del autor: la etiqueta, sin embargo, no demuestra adicionalidad ni permite atribuir todo el resultado a una norma específica; adjudicar, habilitar y generar siguen siendo etapas separadas. Premisas: Hay dos canales normativos distintos. La generación de cada canal está en el registro del módulo balance. La etiqueta de programa es un atributo administrativo: no identifica el estado contrafactual ni reemplaza las fechas de adjudicación, de contrato y de habilitación. La Resolución SE 257/2026 distingue proyectos adjudicados, con contrato suscripto y habilitados comercialmente.
- ▲ 311 Ministerio de Economía, centro de documentación. La Cuarta Línea entre Comahue y Buenos Aires ofrece un caso de desacuerdo identificable. Fecha de la fuente: 2008; Energy Economics 30(4), 1385-1419.
- ▲ 312 Ministerio de Economía, centro de documentación. Stephen Littlechild y Carlos Skerk, en su artículo de 2008, sostuvieron que los ahorros de congestión no compensaban el costo de construirla. Fecha de la fuente: 2008; Energy Economics 30(4), 1385-1419.
- ▲ 313 FREBA. Carlos Romero, en su tesis de 2008, cuestionó la cuantificación y la evaluación social de ese argumento al discutir la versión publicada por Littlechild y Skerk en 2004. Fecha de la fuente: 2008-12-10 según portada.
- 314 Inferencia del autor: el desacuerdo obliga a explicitar qué beneficios se cuentan. Premisas: Littlechild y Skerk sostienen que la Cuarta Línea no era económica (R-C073). Romero cuestiona la evaluación social de ese argumento (R-C075).
- ▲ 315 Ministerio de Economía, centro de documentación. Michael Pollitt, en 2008, evaluó favorablemente los resultados anteriores a la crisis de 2002. Fecha de la fuente: 2008; Energy Economics 30(4), 1536-1567.
- ▲ 316 Ministerio de Economía, centro de documentación. Su revisión también identificó que el mercado de contratos de largo plazo se vio afectado negativamente por el precio estacional que pagaban las distribuidoras, que hacía falta una regulación adecuada del cargo de acceso de terceros a la red de distribución y que el mecanismo de ampliación del transporte por concurso público resultó controvertido. Fecha de la fuente: 2008; Energy Economics 30(4), 1536-1567.
- ▲ 317 FIEL. Navajas, Urbiztondo y Brichetti señalaron la necesaria aceptación de los nuevos precios por parte de la sociedad para que las nuevas reglas gocen de credibilidad y sean políticamente sostenibles, y plantearon que el subsidio de cada servicio podría variar según características detectables, como el número de miembros, los niveles de ingreso o la capacidad de pago exteriorizada. Fecha de la fuente: 2023-12-08.
- 318 Inferencia del autor: una evaluación de productividad, una investigación institucional y una simulación distributiva responden preguntas distintas. Premisas: Pollitt evalúa los resultados de la reforma eléctrica argentina (R-C057). Bonofiglio y Nahón estudian los marcos institucionales provinciales (R-C060). Navajas, Urbiztondo y Brichetti hacen ejercicios tarifarios con información administrativa y una encuesta de gastos (R-C068).
- ◆ 319 Propuesta del autor: publicar en un solo calendario las fechas de la transición del Decreto 450/2025, de la normalización y de la emergencia, con lo que falta reglamentar en cada una.
- ◆ 320 Propuesta del autor: antes de transferir a una distribuidora contratos que hoy tiene CAMMESA, exigir garantías de pago y publicar su historial de pagos en el MEM.
- ◆ 321 Propuesta del autor: para cada obra de transporte prioritaria, publicar qué beneficios se cuentan y con qué método de evaluación.
- ◆ 322 Propuesta del autor: publicar los anexos de condiciones de abastecimiento, cargos y especificaciones de la demanda extratendencial antes de autorizar nuevos consumos de ese tipo.

▲ 323 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El Decreto 943/2025 fija bloques de consumo base de energía eléctrica de 300 kWh para enero, febrero, mayo, junio, julio, agosto y diciembre y de 150 kWh para marzo, abril, septiembre, octubre y noviembre de cada año (artículo 4); dispone que las cantidades consumidas en exceso de los volúmenes máximos subsidiables no están sujetas a bonificaciones (artículo 6); determina en su Anexo II las bonificaciones generales a aplicar al Precio Estacional (PEST) de la electricidad por los consumos base (artículo 7); y dispone que durante 2026 se aplica a los beneficiarios del SEF una bonificación adicional extraordinaria sobre el consumo base de hasta el 25% (artículo 8). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 02/01/2026.

■ 324 Cálculo propio: en las 100 horas de mayor demanda local de 2025, el cociente entre generación térmica y demanda local fue 58,53 %. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hoja «Demanda por Provincia» (TOTAL de «Demanda Horaria por Provincia.xlsx»); tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Oferta Total Horaria.xlsx», hoja «OFERTA» (columnas de «Oferta Total Horaria.xlsx»); tabla `oferta\_total\_horaria` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31; las 100 horas de mayor demanda local (2025-01-15 a 2025-12-31). Transformación: filtrar 2025; tomar los 100 bloques de mayor TOTAL; térmica = suma de Ciclos Combinados + Motor Diesel + Turbina a gas + Turbovapor; eólica y solar = suma de Eólica + Solar; cada una se divide por la suma de TOTAL de esos mismos 100 bloques y se multiplica por 100. Es un cociente de sumas, no un promedio de porcentajes. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: actualización declarada por la fuente 17/09/2026; ZIP bajado por el módulo demanda el 2026-09-30; los datos horarios llegan hasta 2026-08-31 y los del balance mensual hasta 2026-08. Entre las ediciones 2026-06 y 2026-08 no cambia ningún valor de las consultas horarias de este módulo (calculos/cotejo_partida.md).

■ 325 Cálculo propio: en las 100 horas de mayor demanda local de 2025, el cociente entre generación eólica y solar y demanda local fue 11,55 %. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hoja «Demanda por Provincia» (TOTAL de «Demanda Horaria por Provincia.xlsx»); tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Oferta Total Horaria.xlsx», hoja «OFERTA» (columnas de «Oferta Total Horaria.xlsx»); tabla `oferta\_total\_horaria` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31; las 100 horas de mayor demanda local (2025-01-15 a 2025-12-31). Transformación: filtrar 2025; tomar los 100 bloques de mayor TOTAL; térmica = suma de Ciclos Combinados + Motor Diesel + Turbina a gas + Turbovapor; eólica y solar = suma de Eólica + Solar; cada una se divide por la suma de TOTAL de esos mismos 100 bloques y se multiplica por 100. Es un cociente de sumas, no un promedio de porcentajes. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: actualización declarada por la fuente 17/09/2026; ZIP bajado por el módulo demanda el 2026-09-30; los datos horarios llegan hasta 2026-08-31 y los del balance mensual hasta 2026-08. Entre las ediciones 2026-06 y 2026-08 no cambia ningún valor de las consultas horarias de este módulo (calculos/cotejo_partida.md).

■ 326 Cálculo propio: en los 100 bloques horarios de mayor demanda local de 2025, sobre la suma de la demanda local de esos bloques, la hidráulica de más de 50 MW fue el 23,048 %, la hidráulica de menos de 50 MW fue el 0,673 %, la nuclear fue el 4,388 %, el biogás fue el 0,219 %, la biomasa fue el 0,364 %, la importación fue el 5,227 %; las 12 columnas de tecnología de la oferta suman 104,005 %. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hoja «Demanda por Provincia» (TOTAL de «Demanda Horaria por Provincia.xlsx»); tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Oferta Total Horaria.xlsx», hoja «OFERTA» (columnas de «Oferta Total Horaria.xlsx»); tabla `oferta\_total\_horaria` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31; las 100 horas de mayor demanda local (2025-01-15 a 2025-12-31), las mismas de y. Transformación: filtrar 2025; tomar los 100 bloques de mayor TOTAL (desempate por FECHA y HORA ascendentes); para cada columna de "Hidráulica > 50", "Hidráulica < 50", "Nuclear", "Biogás", "Biomasa" e "Importación", sumar la columna en esos bloques, dividir por la suma de TOTAL de los mismos bloques y multiplicar por 100. La suma de las 12 columnas (las seis anteriores más Ciclos Combinados, Motor Diesel, Turbina a gas, Turbovapor, Eólica y Solar) se divide por el mismo denominador. Es un cociente de sumas, no un promedio de porcentajes. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: actualización declarada por la fuente 17/09/2026; ZIP bajado por el módulo demanda el 2026-09-30; los datos horarios llegan hasta 2026-08-31 y los del balance mensual hasta 2026-08. Entre las ediciones 2026-06 y 2026-08 no cambia ningún valor de las consultas horarias de este módulo (calculos/cotejo_partida.md).

■ 327 Cálculo propio: $0,673 + 0,219 + 0,364 = 1,256$ % de la demanda local en las 100 horas de mayor demanda de 2025: hidráulica de menos de 50 MW, biogás y biomasa.

● 328 Inferencia del autor: las cien horas de mayor demanda ofrecen una prueba simple de coincidencia temporal. Premisas: Se seleccionan los 100 bloques horarios de mayor demanda local de 2025 y, en ellos, la generación térmica fue el 58,53 % de la demanda local. En esos mismos bloques, la generación eólica y solar fue el 11,55 % de la demanda local; cada cociente se calcula en las mismas 100 horas.

● 329 Inferencia del autor: es la señal de que producir energía a lo largo del año y estar presente durante la punta son servicios distintos. Premisas: En las 100 horas de mayor demanda de 2025, la generación térmica fue el 58,53 % de la demanda local y la eólica y solar el 11,55 %. En 2025, la generación térmica fue el 52,68 % de la generación local del año y las renovables comprendidas por las leyes 26.190 y 27.191, el 18,7 %.

● 330 Inferencia del autor: en las 100 horas de mayor demanda de 2025, la térmica y la gran hidráulica cubrieron juntas el equivalente al 81,6 % de la demanda local (58,53 + 23,048), y la eólica y solar el 11,55 %. La punta todavía se sostiene con esas dos fuentes. Los cocientes no forman una composición cerrada.

◆ 331 Elección del autor: no es una objeción a la contribución renovable anual.

■ 332 Cálculo propio: en 2025, el percentil 99 calculado sólo entre las rampas ascendentes de carga neta —demanda local menos eólica y solar— fue 2,233 GW/h. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hoja «Demanda por Provincia» (TOTAL de «Demanda Horaria por Provincia.xlsx»); tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Oferta Total Horaria.xlsx», hoja «OFERTA» (columnas de «Oferta Total Horaria.xlsx»); tabla `oferta\_total\_horaria` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31; diferencias internas entre horas consecutivas del año. Transformación: carga_neta_horaria.sql (módulo demanda): carga neta = demanda total – generación eólica – generación solar, hora por hora; las dos tablas se unen por edición, FECHA y HORA y los valores se pasan a DECIMAL(18,3). | rampas_ascendentes.py: filtrar el año; ordenar por fecha y hora; comprobar que las horas son consecutivas; diferencias entre horas consecutivas dentro del año, en GW (diferencia en milésimas de MWh / 1.000.000); conservar sólo las diferencias mayores que cero; cuantil 0,99 con interpolación lineal (numpy.quantile, método por defecto). No incluye la transición desde el año anterior. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: actualización declarada por la fuente 17/09/2026; ZIP bajado por el módulo demanda el 2026-09-30; los datos horarios llegan hasta 2026-08-31 y los del balance mensual hasta 2026-08. Entre las ediciones 2026-06 y 2026-08 no cambia ningún valor de las consultas horarias de este módulo (calculos/cotejo_partida.md).

■ 333 Cálculo propio: en 2025, el percentil 99 calculado sólo entre las rampas ascendentes de demanda local fue 1,817 GW/h. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hoja «Demanda por Provincia» (TOTAL de «Demanda Horaria por Provincia.xlsx»); tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Oferta Total Horaria.xlsx», hoja «OFERTA» (columnas de «Oferta Total Horaria.xlsx»); tabla `oferta\_total\_horaria` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31; diferencias internas entre horas consecutivas del año. Transformación: carga_neta_horaria.sql (módulo demanda): carga neta = demanda total – generación eólica – generación solar, hora por hora; las dos tablas se unen por edición, FECHA y HORA y los valores se pasan a DECIMAL(18,3). | rampas_ascendentes.py: filtrar el año; ordenar por fecha y hora; comprobar que las horas son consecutivas; diferencias entre horas consecutivas dentro del año, en GW (diferencia en milésimas de MWh / 1.000.000); conservar sólo las diferencias mayores que cero; cuantil 0,99 con interpolación lineal (numpy.quantile, método por defecto). No incluye la transición desde el año anterior. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: actualización declarada por la fuente 17/09/2026; ZIP bajado por el módulo demanda el 2026-09-30; los datos horarios llegan hasta 2026-08-31 y los del balance mensual hasta 2026-08. Entre las ediciones 2026-06 y 2026-08 no cambia ningún valor de las consultas horarias de este módulo (calculos/cotejo_partida.md).

■ 334 Cálculo propio: el percentil 99 de las rampas horarias ascendentes (sólo las diferencias mayores que cero) de la demanda local fue 1,706 GW/h en 2023 y 1,726 GW/h en 2024, y el de la carga neta, 2,023 GW/h en 2023 y 2,049 GW/h en 2024. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hoja «Demanda por Provincia» (TOTAL de «Demanda Horaria por Provincia.xlsx»); tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Oferta Total Horaria.xlsx», hoja «OFERTA» (columnas de «Oferta Total Horaria.xlsx»); tabla `oferta\_total\_horaria` de informe.duckdb. Período: 2023-01-01 a 2023-12-31 y 2024-01-01 a 2024-12-31; diferencias internas entre horas consecutivas de cada año. Transformación: carga_neta_horaria.sql (módulo demanda): carga neta = demanda total – generación eólica – generación solar, hora por hora; las dos tablas se unen por edición, FECHA y HORA y los valores se pasan a DECIMAL(18,3). | rampas_ascendentes.py: filtrar el año; ordenar por fecha y hora; comprobar que las horas son consecutivas; diferencias entre horas consecutivas dentro del año, en GW (diferencia en milésimas de MWh / 1.000.000); conservar sólo las diferencias mayores que cero; cuantil 0,99 con interpolación lineal (numpy.quantile, método por defecto). No incluye la transición desde el año anterior. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: actualización declarada por la fuente 17/09/2026; ZIP bajado por el módulo demanda el 2026-09-30; los datos horarios llegan hasta 2026-08-31 y los del balance mensual hasta 2026-08. Entre las ediciones 2026-06 y 2026-08 no cambia ningún valor de las consultas horarias de este módulo (calculos/cotejo_partida.md).

- 335 Cálculo propio: P99 de diferencias horarias firmadas. El cálculo incluye descensos. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hoja «Demanda por Provincia» (TOTAL de «Demanda Horaria por Provincia.xlsx»); tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Oferta Total Horaria.xlsx», hoja «OFERTA» (columnas de «Oferta Total Horaria.xlsx»); tabla `oferta\_total\_horaria` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31; 8.760 horas consecutivas, 8.759 diferencias dentro del año. Transformación: carga_neta_horaria.sql (módulo demanda): demanda total, generación eólica y generación solar, hora por hora, DECIMAL(18,3). | sensibilidad_carga_neta.py: $N(t) = a \cdot D(t) - b \cdot [W(t) + S(t)]$ en GW, con $D =$ TOTAL de demanda, $W =$ Eólica y $S =$ Solar, de 2025 (8.760 horas consecutivas, 8.759 diferencias dentro del año); casos observado ($a = 1, b = 1$), demanda ($a = 1,05, b = 1$), renovables ($a = 1, b = 1,25$) y combinado ($a = 1,05, b = 1,25$); máximo anual de $N(t)$ y cuantil 0,99 de todas las diferencias horarias $N(t) - N(t-1)$, positivas y negativas, con interpolación lineal (numpy.quantile, método por defecto). Los factores a y b son los de las Supuestas a. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: actualización declarada por la fuente 17/09/2026; ZIP bajado por el módulo demanda el 2026-09-30; los datos horarios llegan hasta 2026-08-31 y los del balance mensual hasta 2026-08. Entre las ediciones 2026-06 y 2026-08 no cambia ningún valor de las consultas horarias de este módulo (calculos/cotejo_partida.md).
- 336 Cálculo propio para la figura 7. Serie: CAMMESA, base horaria de demanda y generación eólica y solar, edición de agosto de 2026; día del máximo de carga neta de 2025 (DEM-119). Período: 21/02/2025, 24 horas. Programas: figuras/datos_F7.py y figuras/figura_F7.py; datos en figuras/datos/F7.csv. Cotejo: 5 de 5 cifras. Corte: datos hasta el 31/12/2025 para ese año. Actualización: correr los dos programas con una edición nueva.
- ◆ 337 Elección del autor: no son escenarios de expansión ni simulaciones de despacho.
- 338 Cálculo propio: con el perfil observado, un aumento de 25 % en eólica y solar reduce el máximo de carga neta, pero eleva su rampa P99. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hoja «Demanda por Provincia» (TOTAL de «Demanda Horaria por Provincia.xlsx»); tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Oferta Total Horaria.xlsx», hoja «OFERTA» (columnas de «Oferta Total Horaria.xlsx»); tabla `oferta\_total\_horaria` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31; 8.760 horas consecutivas, 8.759 diferencias dentro del año. Transformación: carga_neta_horaria.sql (módulo demanda): demanda total, generación eólica y generación solar, hora por hora, DECIMAL(18,3). | sensibilidad_carga_neta.py: $N(t) = a \cdot D(t) - b \cdot [W(t) + S(t)]$ en GW, con $D =$ TOTAL de demanda, $W =$ Eólica y $S =$ Solar, de 2025 (8.760 horas consecutivas, 8.759 diferencias dentro del año); casos observado ($a = 1, b = 1$), demanda ($a = 1,05, b = 1$), renovables ($a = 1, b = 1,25$) y combinado ($a = 1,05, b = 1,25$); máximo anual de $N(t)$ y cuantil 0,99 de todas las diferencias horarias $N(t) - N(t-1)$, positivas y negativas, con interpolación lineal (numpy.quantile, método por defecto). Los factores a y b son los de las Supuestas a. Cada indicador del caso se resta del caso observado. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: actualización declarada por la fuente 17/09/2026; ZIP bajado por el módulo demanda el 2026-09-30; los datos horarios llegan hasta 2026-08-31 y los del balance mensual hasta 2026-08. Entre las ediciones 2026-06 y 2026-08 no cambia ningún valor de las consultas horarias de este módulo (calculos/cotejo_partida.md).
- 339 Cálculo propio: con demanda +5 % y eólica+solar +25 % sobre los perfiles de 2025, el máximo de carga neta y su P99 firmado aumentan frente al caso observado. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hoja «Demanda por Provincia» (TOTAL de «Demanda Horaria por Provincia.xlsx»); tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Oferta Total Horaria.xlsx», hoja «OFERTA» (columnas de «Oferta Total Horaria.xlsx»); tabla `oferta\_total\_horaria` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31; 8.760 horas consecutivas, 8.759 diferencias dentro del año. Transformación: carga_neta_horaria.sql (módulo demanda): demanda total, generación eólica y generación solar, hora por hora, DECIMAL(18,3). | sensibilidad_carga_neta.py: $N(t) = a \cdot D(t) - b \cdot [W(t) + S(t)]$ en GW, con $D =$ TOTAL de demanda, $W =$ Eólica y $S =$ Solar, de 2025 (8.760 horas consecutivas, 8.759 diferencias dentro del año); casos observado ($a = 1, b = 1$), demanda ($a = 1,05, b = 1$), renovables ($a = 1, b = 1,25$) y combinado ($a = 1,05, b = 1,25$); máximo anual de $N(t)$ y cuantil 0,99 de todas las diferencias horarias $N(t) - N(t-1)$, positivas y negativas, con interpolación lineal (numpy.quantile, método por defecto). Los factores a y b son los de las Supuestas a. Cada indicador del caso se resta del caso observado. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: actualización declarada por la fuente 17/09/2026; ZIP bajado por el módulo demanda el 2026-09-30; los datos horarios llegan hasta 2026-08-31 y los del balance mensual hasta 2026-08. Entre las ediciones 2026-06 y 2026-08 no cambia ningún valor de las consultas horarias de este módulo (calculos/cotejo_partida.md).
- ◆ 340 Elección del autor: el ejercicio no modela precios, almacenamiento, vertimiento, red ni respuesta de otros recursos.
- 341 Inferencia del autor: en el ejercicio de sensibilidad, 25 % más de generación eólica y solar baja el máximo de carga neta en 0,398 GW y sube su percentil 99 firmado en 0,158 GW por hora. Es una sensibilidad sobre perfiles de 2025, no una proyección.
- ◆ 342 Elección del autor: el desafío no es sólo alcanzar el máximo: también es subir o bajar con suficiente velocidad.
- ◆ 343 Elección del autor: la respuesta no se agota en sumar generación.

- ▲ 344 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). La Resolución SE 67/2025 autoriza la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional «Almacenamiento AlmaGBA» para celebrar Contratos de Generación de Almacenamiento con los Agentes Distribuidores del MEM, EDENOR S.A. y EDESUR S.A., con CAMMESA como garante de pago de última instancia (artículo 1), y aprueba el Pliego de Bases y Condiciones para la región AMBA, que establece que las ofertas deben asegurar la provisión de la energía suministrada y la puesta a disposición de la potencia contratada durante al menos cuatro horas consecutivas por ciclo de descarga completa, a través de centrales de almacenamiento de energía eléctrica (BESS) nuevas, y que la potencia objetivo referencial es de 500 MW (artículo 2). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 17/02/2025.
- 345 Cálculo propio: la potencia adjudicada en AlmaGBA suma 517 MW en el Anexo I y 150 MW en el Anexo II de la Resolución SE 361/2025, y 46 MW en el anexo de proyectos adjudicados de la Resolución SE 384/2025: 713 MW en total, en 12 proyectos. Serie: Boletín Oficial, aviso de la Resolución SE 361/2025, Anexo I (PDF); Boletín Oficial, aviso de la Resolución SE 361/2025, Anexo II (PDF); Boletín Oficial, aviso de la Resolución SE 384/2025, Anexo (proyectos adjudicados) (PDF); tabla de proyectos leída de los PDF por base/proyectos.py (dos métodos de extracción) y cargada en informe.duckdb. Período: adjudicaciones de las Resoluciones SE 361/2025 (publicada el 1/9/2025) y 384/2025 (publicada el 6/10/2025). Transformación: suma de potencia_mw (MW, el número que publica la columna «Potencia del Contrato [MW]») por anexo, y suma de los tres anexos. El anexo III y el IV de la Resolución SE 361/2025 y el anexo de la Resolución SE 14/2026 no entran: están en alm_proyectos_otros_anexos y repiten o proponen proyectos, no son una adjudicación adicional. Corte de datos: normas y anexos bajados el 2026-10-05 de Infoleg y del Boletín Oficial (datos/MANIFIESTO.md); el último acto de AlmaGBA que registra este módulo es la Resolución SE 14/2026 (publicada el 16/1/2026) y el último de AlmaSADI, la Resolución SE 155/2026 (publicada el 7/7/2026); la página «normas que la modifican o complementan» de Infoleg no listaba otra posterior a la fecha de descarga.
- ▲ 346 Boletín Oficial. El Anexo I de la Resolución SE 361/2025 (#MEC), titulado «PROYECTOS ADJUDICADOS», lista los proyectos adjudicados en los términos de la Resolución SE 67/2025 con su conexión (EDESUR o EDENOR), el nodo de conexión, la potencia del contrato en MW y el precio del contrato en USD/. Las filas están en tab_alm_proyectos_adjudicados.csv (registro). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 01/09/2025.
- ▲ 347 Boletín Oficial. El Anexo III de la Resolución SE 361/2025 (#MEC), titulado «Contratos AlmaGBA a suscribir», lista, por comprador (EDESUR y EDENOR), los proyectos vendedores de los contratos que el artículo 4 instruye a suscribir, con el nodo de conexión, la potencia del contrato en MW y el precio del contrato en USD/. Las filas están en tab_alm_proyectos_otros_anexos.csv (registro). Que repiten los proyectos de los anexos I y II está en. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 01/09/2025.
- ▲ 348 Boletín Oficial. Los considerandos de la Resolución SE 14/2026 dicen que, al momento de propiciarse la medida, se habían suscripto siete contratos por una potencia total de 449 MW, y que restaba la firma de otros cinco contratos por una potencia adjudicada de 264 MW. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 16/01/2026.
- ▲ 349 Boletín Oficial. El artículo 1 de la Resolución SE 14/2026 prorroga, desde el 12 de enero de 2026 inclusive y hasta por 60 días hábiles, el plazo para que los adjudicatarios del Anexo (#MEC) suscriban los Contratos de Generación de Almacenamiento con Distribuidores del MEM en los términos del artículo 21 del Pliego de Bases y Condiciones de la Convocatoria AlmaGBA. Los cinco proyectos del anexo están en tab_alm_proyectos_otros_anexos.csv. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 16/01/2026.
- ▲ 350 CAMMESA, convocatoria AlmaGBA, «Tabla Estado de Situación Firma de Contratos», rotulada al 29/04/2026 (el archivo se llama 29-04-2025): 11 contratos firmados por 683 MW (precio ponderado 11.671,38 USD/MW-mes), fechas de firma del 04/11/2025 (Chingolo y Alma Sur) al 14/04/2026 (Maschwitz); BESS Oro Verde (MSU, Edenor, 30 MW) dado de baja; total 12 proyectos, 713 MW. Exportada a CSV por el autor el 13/10/2026 (B15 del manifiesto).
- ▲ 351 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El artículo 1 de la Resolución SE 50/2026 convoca a presentar ofertas en la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional «Abastecimiento de Energía Eléctrica por Centrales de Almacenamiento para reserva y confiabilidad en el MEM (AlmaSADI)», con el fin de celebrar Acuerdos de Almacenamiento por el «Servicio de potencia y reservas operativas y de corto plazo para el MEM» con CAMMESA. El artículo 2 establece que las ofertas deben asegurar la provisión de la energía suministrada y la puesta a disposición de la potencia comprometida durante al menos cuatro horas consecutivas, a través de centrales de almacenamiento de energía eléctrica (BESS) nuevas. El artículo 5 establece una potencia objetivo referencial de 700 MW. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 02/03/2026.
- ▲ 352 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). Los considerandos de la Resolución SE 136/2026 dicen que el 27 de mayo de 2026 se abrió el Sobre «A» de la Convocatoria AlmaSADI y se contabilizaron 235 ofertas presentadas, por un total de 8.338 MW de potencia ofertados, y que corresponde descalificar tres ofertas por incumplimientos del pliego. El artículo 2 determina la calificación de las ofertas según el Anexo (#MEC). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 18/06/2026.
- 353 Cálculo propio: $8.338 \div 700 = 11,9$. Potencia ofertada en AlmaSADI frente a la potencia objetivo de la convocatoria.
- 354 Cálculo propio: la potencia de las 20 ofertas del anexo «OFERTAS ADJUDICADAS» de la Resolución SE 155/2026 suma 700,5 MW; la fila de totales del anexo dice 700,5 MW y la diferencia es de 0,0 MW. Serie: Boletín Oficial, aviso de la Resolución SE 155/2026, Anexo (ofertas adjudicadas) (PDF); tabla de proyectos leída de los PDF por base/proyectos.py (dos métodos de extracción) y cargada en informe.duckdb. Período: adjudicación de la Resolución SE 155/2026 (publicada el 7/7/2026). Transformación: suma de potencia_mw por oferta (columna «Potencia Adjudicada [MW]») y diferencia con la potencia de la fila de totales. Se compara con DECIMAL(18,3): el anexo publica la potencia con hasta un decimal (por ejemplo «22,5»), así que la comparación es exacta. Corte de datos: normas y anexos bajados el 2026-10-05 de Infoleg y del Boletín Oficial (datos/MANIFIESTO.md); el último acto de AlmaGBA que registra este módulo es la Resolución SE 14/2026 (publicada el 16/1/2026) y el último de AlmaSADI, la Resolución SE 155/2026 (publicada el 7/7/2026); la página «normas que la modifican o complementan» de Infoleg no listaba otra posterior a la fecha de descarga.

- 355 Cálculo propio: la potencia adjudicada en AlmaSADI, agrupada por la columna «Región» del anexo de la Resolución SE 155/2026 con el nombre que escribe la fuente, es: PBA, 185,0 MW en 3 ofertas; NEA_CHACO_FORMOSA, 161,5 MW en 9 ofertas; NOA, 150,0 MW en 2 ofertas; PAMPA, 68,0 MW en 3 ofertas; LITORAL_ENTRE_RIOS, 50,0 MW en 1 oferta; NEA_MISIONES_CORRIENTES, 50,0 MW en 1 oferta; LITORAL_SANTA_FE, 36,0 MW en 1 oferta. Serie: Boletín Oficial, aviso de la Resolución SE 155/2026, Anexo (ofertas adjudicadas) (PDF); tabla de proyectos leída de los PDF por base/proyectos.py (dos métodos de extracción) y cargada en informe.duckdb. Período: adjudicación de la Resolución SE 155/2026 (publicada el 7/7/2026). Transformación: suma de potencia_mw y cantidad de ofertas por región, en el orden de mayor a menor potencia. La región es la que escribe el anexo («PBA», «NOA», «NEA_CHACO_FORMOSA», ...); no se agrupan ni se renombran. Corte de datos: normas y anexos bajados el 2026-10-05 de Infoleg y del Boletín Oficial (datos/MANIFIESTO.md); el último acto de AlmaGBA que registra este módulo es la Resolución SE 14/2026 (publicada el 16/1/2026) y el último de AlmaSADI, la Resolución SE 155/2026 (publicada el 7/7/2026); la página «normas que la modifican o complementan» de Infoleg no listaba otra posterior a la fecha de descarga.
- ▲ 356 Boletín Oficial. El anexo de la Resolución SE 155/2026 (#MEC), titulado «OFERTAS ADJUDICADAS», lista las ofertas adjudicadas de AlmaSADI con su región, la potencia adjudicada en MW y el valor de adjudicación en USD/, y trae una fila de totales: «TOTALES SUMA / PROMEDIO 700,5 8.427». La nota (*) dice que el valor de adjudicación es el valor ofertado más el valor incentivo, y que el valor incentivo, cuando el valor ofertado es menor al precio medio ponderado de las ofertas asignadas (8.338,54 USD/), es el 25 % de la diferencia entre ese precio medio y el valor ofertado. Las filas están en tab_alm_proyectos_adjudicados.csv (registro). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 07/07/2026.
- 357 Cálculo propio: promedio de los precios de los 12 contratos de AlmaGBA ponderado por su potencia adjudicada = $11.682 \text{ USD por MW-mes} \times 8.338,54 \div 11.682 - 1 = -0,29$. Los precios de AlmaGBA son de contrato y los de AlmaSADI, de adjudicación; los servicios y compradores difieren.
- ▲ 358 Boletín Oficial. El artículo 3 de la Resolución SE 155/2026 dispone que los titulares de los proyectos de almacenamiento de energía eléctrica adjudicados en las convocatorias realizadas por la Autoridad de Aplicación a través de CAMMESA, entre ellas AlmaSADI y AlmaGBA, se inscriben en forma automática en el RENPALMA, y que los titulares inscriptos comuniquen a la Dirección Nacional de Generación Eléctrica toda modificación de la información consignada. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 07/07/2026.
- ▲ 359 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El artículo 6 de la Resolución SE 384/2025 crea el Registro Nacional de Proyectos de Almacenamiento de Energía Eléctrica (RENPALMA), en el ámbito de la Subsecretaría de Energía Eléctrica, en el que se registran todos los proyectos de almacenamiento de energía eléctrica con conexión al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), y dispone que los titulares presenten ante esa Subsecretaría la documentación que ella determine para la inscripción. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 06/10/2025.
- 360 Cálculo propio: $700,5 + 713 = 1.413,5 \text{ MW}$ adjudicados en AlmaSADI y AlmaGBA. Es potencia de almacenamiento; no energía almacenada, generación adicional ni potencia comprobada en operación.
- 361 Cálculo propio: $1.413,5 \text{ MW} \div 2.233 \text{ MW por hora} = 0,63$. Potencia de almacenamiento adjudicada frente al percentil 99 de las subidas horarias de la carga neta de 2025. Compara una potencia con una variación horaria: es un orden de magnitud.
- 362 Cálculo propio: $1.413,5 \text{ MW} \times 4 \text{ horas} = 5.654 \text{ MWh}$. Energía máxima de un ciclo de descarga completo si toda la potencia adjudicada opera con la duración mínima exigida.
- 363 Inferencia del autor: la comparación entre potencia adjudicada y rampa supone que todas las baterías operan, están cargadas y pueden entregar en el nodo que se necesita; al corte, las adjudicaciones no acreditan servicio.
- 364 Inferencia del autor: el relevamiento de las bases de CAMMESA no encontró una serie horaria de carga y descarga del almacenamiento; la fila de bombeo del balance mensual no define su alcance.
- 365 Cálculo propio: la suma anual de la fila «BOMBEO» de «Balance Mensual.xlsx» fue 817,701 GWh en 2023, 545,385 GWh en 2024 y 522,030 GWh en 2025, y 329,948 GWh en los 8 meses de 2026 publicados (de 2026-01 a 2026-08). Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Balance Mensual.xlsx», hoja «BALANCE»; tablas `alm\_balance\_mensual` y `alm\_balance\_detalle` de informe.duckdb. Período: 2023-01 a 2026-08; años calendario 2023, 2024 y 2025 completos (12 meses) y 2026 hasta el último mes publicado. Transformación: suma de los meses de la fila «BOMBEO» dentro de cada año calendario, en GWh. Los valores se pasan a DECIMAL(18,6) porque la edición 2026-08 los publica con seis decimales (la edición 2026-06 publica los meses de 2023 a marzo de 2026 redondeados a GWh enteros). `n\_meses` es la cantidad de meses publicados de cada año: 12 en los años completos, 8 en 2026 de la edición 2026-08 (enero a agosto) y 6 en 2026 de la edición 2026-06. La hoja no define «bombeo» ni dice qué centrales incluye. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: actualización declarada por la fuente 17/09/2026; ZIP bajado por el módulo demanda el 2026-09-30; los datos horarios llegan hasta 2026-08-31 y los del balance mensual hasta 2026-08. Entre las ediciones 2026-06 y 2026-08 no cambia ningún valor de las consultas horarias de este módulo (calculos/cotejo_partida.md).
- ◆ 366 Propuesta del autor: dimensionar el almacenamiento hacia 2030 contra la rampa de la carga neta, que creció entre 2023 y 2025 y que el ejercicio de sensibilidad muestra creciente con más viento y sol.
- 367 Inferencia del autor: si la rampa de la carga neta sigue creciendo y las baterías adjudicadas cubren cerca de dos tercios de la de 2025, la siguiente incorporación de potencia rápida tiene que sumarse a la ya contratada. No se dimensiona esa potencia.
- ◆ 368 Elección del autor: el gas puede sostener flexibilidad mientras disminuye su uso anual y mejora la eficiencia del parque.
- ◆ 369 Propuesta del autor: que CAMMESA publique la carga y descarga horaria de cada instalación de almacenamiento a medida que entra en servicio.
- ◆ 370 Propuesta del autor: publicar qué proyectos adjudicados firmaron contrato, cuáles están en obra y cuáles operan, antes de contarlos en un plan de abastecimiento.
- ◆ 371 Propuesta del autor: que la próxima licitación fije la potencia por nodo a partir de las rampas observadas y de las restricciones de la red de cada región.

- ▲ 372 Información Legislativa (InfoLEG). El artículo 1 de la Ley 27.424 establece que la ley tiene por objeto fijar las políticas y las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red. Establece también la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar esa inyección y asegura el libre acceso a la red de distribución. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 27/12/2017.
- ▲ 373 Información Legislativa (InfoLEG). El artículo 12 de la Ley 27.424 establece que cada distribuidor calcula la compensación y administra la remuneración por la energía inyectada a la red, bajo el modelo de balance neto de facturación. Según el inciso a), el usuario-generador recibe una tarifa de inyección por cada kilowatt-hora que entrega a la red, y la reglamentación establece su precio de manera acorde al precio estacional correspondiente a cada tipo de usuario que pagan los distribuidores en el Mercado Eléctrico Mayorista. Según el inciso c), el valor a pagar por el usuario-generador es el resultante del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y el de la energía inyectada, antes de impuestos. Según el inciso d), un excedente monetario a favor del usuario-generador configura un crédito para la facturación de los períodos siguientes, y el usuario puede pedir al distribuidor la retribución del saldo favorable en un plazo que fija la reglamentación y que no será superior a seis meses. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 27/12/2017.
- ▲ 374 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El artículo 1 de la Resolución SE 287/2025 sustituye el Capítulo 2 del Anexo de la Resolución SGE 314/2018. El texto sustituto categoriza a los usuarios-generadores según su composición en tres figuras: individuales, comunitarios y comunitarios virtuales. Los categoriza según la potencia instalada en tres tamaños: pequeños (UGpe), hasta 3 kW; medianos (UGme), más de 3 kW y hasta 300 kW; y mayores (UGma), más de 300 kW y hasta 12 MW. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 04/07/2025.
- ▲ 375 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El artículo 1 de la Resolución SE 287/2025 establece que en ningún caso la Potencia de Acople a la Red de los Equipos de Generación Distribuida puede exceder los 12 MW en un mismo Punto de Suministro. El mismo artículo establece que la inyección de excedentes hasta 12 MW sólo puede ser objetada por la empresa distribuidora con estudios técnicos previos que evalúen el impacto en la seguridad operacional de la red. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 04/07/2025.
- ▲ 376 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El artículo 176 del DNU 70/2023 deroga los artículos 16 a 37 de la Ley 27.424. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 21/12/2023.
- ▲ 377 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). Los considerandos del DNU 70/2023 declaran que resulta imperioso una simplificación en la Ley 27.424 de energía distribuida, eliminando la ayuda estatal y la estructura de control. Es el motivo que declara el acto: no prueba ningún resultado. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 21/12/2023.
- ▲ 378 Información Legislativa (InfoLEG). Los artículos 16 y 17 del Anexo I del Decreto 986/2018 reglamentan el Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS). El artículo 16 dice que el FODIS se rige por la Ley 27.424, por la reglamentación, por la normativa de implementación que dicte la Autoridad de Aplicación, por el contrato de fideicomiso y por la legislación aplicable. El artículo 17 dice que el FODIS cumple su objeto aplicando los bienes fideicomitidos, entre otros destinos, al otorgamiento de incentivos no tributarios a la generación distribuida de energía renovable, incluida la instrumentación de un precio adicional de incentivo a la energía inyectada o generada por el Beneficiario FODIS. Este registro dice qué eran el fondo y sus incentivos: no afirma que estén vigentes. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 02/11/2018.
- ▲ 379 Información Legislativa (InfoLEG). El artículo 28 del Anexo I del Decreto 986/2018 establece que la Autoridad de Aplicación fija el procedimiento por el cual los beneficiarios pueden solicitar el Certificado de Crédito Fiscal, y que el beneficio procede en relación con los montos facturados al usuario-generador por la adquisición de un sistema de generación distribuida. Este registro dice qué era el certificado: no afirma que esté vigente. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 02/11/2018.
- ▲ 380 Información Legislativa (InfoLEG). El artículo 2 del Anexo I del Decreto 986/2018 establece que las medidas del Régimen de Fomento de la Ley 27.424 se orientarán a alcanzar la instalación de un total de 1.000 megavatios de potencia de generación distribuida de fuentes renovables, dentro del plazo de 12 años contados a partir de la entrada en vigencia de la reglamentación. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 02/11/2018.
- 381 Cálculo propio: el plazo de 12 años de la meta de 1.000 MW del Decreto 986/2018 corre desde el inicio de su vigencia, el 3 de noviembre de 2018 (publicación del 2 de noviembre de 2018 más un día), y termina el 3 de noviembre de 2030. Serie: Decreto 986/2018, texto actualizado de Infoleg (artículo 3 y Anexo I, artículo 2), leído por base/carga.py en la tabla gd_parametros_meta. Período: 2 de noviembre de 2018 (publicación) a 3 de noviembre de 2030. Transformación: fecha de publicación (2018-11-02: «e. 02/11/2018» del pie del texto del decreto) + 1 día (el artículo 3 dice que el decreto rige «a partir del día siguiente al de su publicación») = inicio de la vigencia (2018-11-03); inicio de la vigencia + 12 años (el artículo 2 del Anexo I dice «dentro del plazo de DOCE (12) años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente reglamentación») = fin del plazo (2030-11-03). El decreto no dice si el último día del plazo es el 2 o el 3 de noviembre de 2030: se usa la regla del encargo (publicación + un día + doce años). Corte de datos: Decreto 986/2018, texto actualizado de Infoleg bajado el 2026-10-05 (datos/2026-10/actos/MANIFIESTO.json).
- ▲ 382 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El artículo 1 de la Resolución SE 517/2023 aprueba el «Plan Nacional de Transición Energética al 2030», cuyo Anexo (#MEC) lista metas cuantitativas y cualitativas. La quinta de las metas cuantitativas es alcanzar los 1.000 MW de generación distribuida renovable (página 21 del PDF del anexo). Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 07/07/2023.
- ▲ 383 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El reporte anual 2025 dice en la página 3 que, desde su implementación hasta diciembre de 2025, el régimen de Generación Distribuida cuenta con 344 Distribuidores/Cooperativas adheridas, que el programa incorporó 3,771 Usuarios Generadores con una potencia instalada total de 119,24 MW, y que son 18 provincias adheridas. El gráfico de cifras de la misma página escribe 119.24 Kw. Fecha de la fuente: Reporte anual 2025, marzo de 2026 (Secretaría de Energía); el servidor declara la actualización del archivo el 20/04/2026.
- ◆ 384 Elección del autor: el corte de septiembre de 2026 que cita el módulo es la tabla por jurisdicción del reporte de avance de septiembre de 2026 (página 7): 5.246 usuarios-generadores y 223.710 kW. El titular de la página 6 y la suma por categoría de la página 9 se registran como Documentadas y sus diferencias con la tabla, como Calculadas.

■ 385 Cálculo propio: A diciembre de 2025 la potencia instalada es 119,24 MW, 11,92 % de la meta de 1.000 MW, y faltan 880,76 MW. En el corte de septiembre de 2026 es 223,71 MW, 22,37 % de la meta, y faltan 776,29 MW. Entre el 30 de septiembre de 2026 y el 3 de noviembre de 2030 hay 49,12 meses (49 meses completos), y el ritmo necesario es 15,80 MW por mes. El ritmo observado es 5,02 MW por mes en 2025 (60,25 MW de altas), y 11,61 MW por mes de enero a septiembre de 2026 (104,47 MW en 9 meses); sin el aumento de Córdoba de septiembre (44,435 MW), 6,67 MW por mes. Serie: Reporte anual 2025, marzo de 2026 (Secretaría de Energía), páginas 3 y 4 (anual) y 7 (avance); Reporte de Avance - Septiembre 2026 (Secretaría de Energía), páginas 3 y 4 (anual) y 7 (avance); Reporte de Avance - Agosto 2026 (Secretaría de Energía), páginas 3 y 4 (anual) y 7 (avance); tabla extraída del PDF por base/tablas_reportes.py o base/evolucion_graficos.py (cotejada con un segundo método) y cargada en informe.duckdb por base/carga.py; tabla extraída del PDF por base/tablas_reportes.py o base/evolucion_graficos.py (cotejada con un segundo método) y cargada en informe.duckdb por base/carga.py; tabla extraída del PDF por base/tablas_reportes.py o base/evolucion_graficos.py (cotejada con un segundo método) y cargada en informe.duckdb por base/carga.py; tabla extraída del PDF por base/tablas_reportes.py o base/evolucion_graficos.py (cotejada con un segundo método) y cargada en informe.duckdb por base/carga.py; Decreto 986/2018 (meta y plazo), tabla gd_parametros_meta de informe.duckdb. Período: diciembre de 2025 (reporte anual), corte de septiembre de 2026 (reporte de avance) y los meses entre el 30/9/2026 y el 3/11/2030. Transformación: $\text{avance} = \text{potencia} / \text{meta} \times 100$, con la potencia a diciembre de 2025 (119,24 MW) y la del corte de septiembre de 2026 (223,710 kW = 223,710 MW); $\text{faltan} = \text{meta} - \text{potencia}$; $\text{meses hasta el fin del plazo} = \text{días entre el 30/9/2026 (último día de septiembre, mes del reporte) y el fin del plazo de (2030-11-03)} / 30,4375$ (365,25 / 12), y también los meses completos (datesub); $\text{ritmo necesario} = \text{MW que faltan en el corte de septiembre} / \text{meses}$; $\text{ritmo observado en 2025} = \text{altas de 2025 (60,25 MW)} / 12$; $\text{ritmo observado de enero a septiembre de 2026} = (\text{potencia de septiembre} - \text{potencia a diciembre de 2025}) / 9$; el mismo, sin el aumento de Córdoba entre agosto y septiembre de 2026 (98.559 – 54.124 kW = 44,435 MW). Los dos períodos son los de la Supuesta. No es una proyección: las cifras de 2026 mezclan dos fuentes

de la Secretaría de Energía (el reporte anual y el de septiembre). Corte de datos: reporte de avance de septiembre de 2026 (archivo declarado actualizado por el servidor el 02/10/2026) y de agosto de 2026 (11/09/2026), bajados el 2026-10-05 (datos/2026-10/fuentes/MANIFIESTO.json); el índice de reportes de la Secretaría de Energía listaba el de septiembre de 2026 como el más reciente; reporte anual 2025 (marzo de 2026; archivo declarado actualizado por el servidor el 20/04/2026), bajado el 2026-10-05; cubre hasta diciembre de 2025; Decreto 986/2018, texto actualizado de Infoleg bajado el 2026-10-05 (datos/2026-10/actos/MANIFIESTO.json).

■ 386 Cálculo propio: la potencia del corte de septiembre de 2026 (223,71 MW) es 0,50 % de la potencia instalada total del MEM que publica CAMMESA en la base mensual 2026-08 (44.652,757 MW, columna 2026 de «RESUMEN por MAQUINA»). Serie: Reporte de Avance - Septiembre 2026 (Secretaría de Energía), páginas 7; tabla extraída del PDF por base/tablas_reportes.py o base/evolucion_graficos.py (cotejada con un segundo método) y cargada en informe.duckdb por base/carga.py; CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, archivo «Potencia Instalada.xlsx», hoja «RESUMEN por MAQUINA», fila «POTENCIA INSTALADA TOTAL [MW]», columna 2026; tabla gd_potencia_instalada_mem de informe.duckdb (leída con pandas). Período: corte de septiembre de 2026 y columna 2026 de la hoja de CAMMESA (base mensual 2026-08). Transformación: $\text{peso} = \text{potencia de generación distribuida} (223.710 \text{ kW} / 1.000 = 223,710 \text{ MW}) / \text{«POTENCIA INSTALADA TOTAL [MW]» de la columna 2026} \times 100$. Control: la suma de las 11 filas por tipo de esa columna contra la fila total que publica la hoja. La base de CAMMESA no incluye generación distribuida (consultas/LEEME.md): el cociente comparando una potencia que no está en la base con el total de la base. Corte de datos: reporte de avance de septiembre de 2026 (archivo declarado actualizado por el servidor el 02/10/2026) y de agosto de 2026 (11/09/2026), bajados el 2026-10-05 (datos/2026-10/fuentes/MANIFIESTO.json); el índice de reportes de la Secretaría de Energía listaba el de septiembre de 2026 como el más reciente; CAMMESA, base mensual 2026-08: actualización declarada por la fuente 17/09/2026; ZIP bajado por el módulo demanda el 2026-09-30; la columna 2026 de «RESUMEN por MAQUINA» es la última de la hoja y el detalle por máquina de esa hoja lleva MES 2026-08.

● 387 Inferencia del autor: en los tres cálculos del ritmo observado (2025, y de enero a septiembre de 2026 con y sin el aumento de Córdoba de septiembre), la potencia instalada por mes es menor que la potencia por mes que hace falta, desde el corte de septiembre de 2026, para llegar a la meta del Decreto 986/2018 antes del fin de su plazo. Premisas: Desde el corte de septiembre de 2026 hacen falta 15,80 MW por mes para completar la meta de 1.000 MW antes del 3 de noviembre de 2030; el ritmo observado fue 5,02 MW por mes en 2025, 11,61 MW por mes de enero a septiembre de 2026 y 6,67 MW por mes en ese período sin el aumento de Córdoba de septiembre. El plazo de la meta termina el 3 de noviembre de 2030. Los dos períodos del ritmo observado son los que fija la convención de.

◆ 388 Escenario del autor: desde el corte de septiembre de 2026 (223,71 MW) se suman 49,12 meses hasta el 3 de noviembre de 2030 al ritmo observado de enero a septiembre de 2026. Con Córdoba: $223,71 + 11,61 \times 49,12 = 794,0 \text{ MW}$, 79 % de la meta. Sin el aumento de Córdoba de septiembre: $223,71 + 6,67 \times 49,12 = 551,3 \text{ MW}$, 55 % de la meta. No proyecta: supone que el ritmo se mantiene.

■ 389 Cálculo propio: entre el reporte de agosto y el de septiembre de 2026, Córdoba pasa de 54.124 a 98.559 kW (+44.435 kW, +82,10 %) y de 1.832 a 1.903 usuarios-generadores (+71). La variación nacional de la fila TOTAL es +49.465 kW y +185 usuarios-generadores. Córdoba aporta 89,83 % de la variación nacional en kW y 38,38 % en usuarios-generadores. Sin Córdoba, la variación nacional es +5.030 kW y +114 usuarios-generadores. Serie: Reporte de Avance - Septiembre 2026 (Secretaría de Energía), páginas 7; Reporte de Avance - Agosto 2026 (Secretaría de Energía), páginas 7; tabla extraída del PDF por `base/tablas_reportes.py` o `base/evolucion_graficos.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`; tabla extraída del PDF por `base/tablas_reportes.py` o `base/evolucion_graficos.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`. Período: agosto y septiembre de 2026 (tabla por jurisdicción de cada reporte). Transformación: para usuarios-generadores y para potencia instalada (kW): variación de Córdoba = septiembre - agosto; variación nacional = fila TOTAL de septiembre - fila TOTAL de agosto; cuota de Córdoba = variación de Córdoba / variación nacional × 100; variación nacional sin Córdoba = variación nacional - variación de Córdoba. La variación porcentual de Córdoba es septiembre / agosto - 1. Se usan las filas TOTAL que publica la fuente (agosto: 5.061 y 174.245 kW; la suma de las filas de agosto da 5.060 y 174.244 kW). Corte de datos: reporte de avance de septiembre de 2026 (archivo declarado actualizado por el servidor el 02/10/2026) y de agosto de 2026 (11/09/2026), bajados el 2026-10-05 (datos/2026-10/fuentes/MANIFIESTO.json); el índice de reportes de la Secretaría de Energía listaba el de septiembre de 2026 como el más reciente.

■ 390 Cálculo propio para la figura 8. Series: Secretaría de Energía, reporte anual 2025 (serie 2019-2025; cierre de 2025 en 119,24 MW, página 3) y reporte de avance de septiembre de 2026 (223,71 MW); ritmos de GD-M-META-AVANCE. Período: 2019 a septiembre de 2026, y escenario hasta el 3/11/2030. Programas: `figuras/datos_F8.py` y `figuras/figura_F8.py`; datos en `figuras/datos/F8.csv`. Cotejo: 17 de 18 cifras; la que no coincide es el acumulado de 120,10 MW de la página 12, que no se dibuja. Corte: septiembre de 2026. Actualización: correr los dos programas con un reporte nuevo.

■ 391 Cálculo propio: en el corte de septiembre de 2026, Córdoba tiene 44,06 % de la potencia instalada (98.559 kW) y 36,28 % de los usuarios-generadores (1.903); Buenos Aires tiene 14,17 % de la potencia instalada (31.708 kW) y 22,49 % de los usuarios-generadores (1.180); Entre Ríos tiene 10,41 % de la potencia instalada (23.281 kW) y 11,44 % de los usuarios-generadores (600). Las tres juntas suman 68,64 % de la potencia y 70,21 % de los usuarios-generadores. Contra agosto, la potencia sube 82,10 % en Córdoba, 5,89 % en Buenos Aires, 5,10 % en Entre Ríos. Serie: Reporte de Avance - Septiembre 2026 (Secretaría de Energía), páginas 7; Reporte de Avance - Agosto 2026 (Secretaría de Energía), páginas 7; tabla extraída del PDF por `base/tablas_reportes.py` o `base/evolucion_graficos.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`; tabla extraída del PDF por `base/tablas_reportes.py` o `base/evolucion_graficos.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`. Período: corte de septiembre de 2026 y variación contra agosto de 2026. Transformación: cuota = valor de la jurisdicción / fila TOTAL de septiembre × 100 (en septiembre la suma de las 15 filas coincide con la fila TOTAL: 5.246 usuarios-generadores y 223.710 kW); rango = orden decreciente de la potencia (rango_potencia) y de la cantidad (rango_cantidad); variación contra agosto = septiembre - agosto de la misma jurisdicción, en unidades y en porcentaje (septiembre / agosto - 1). Las tres primeras: suma de las cuotas de las tres jurisdicciones de mayor potencia y, aparte, de mayor cantidad. Las columnas de trámites en curso no entran: no son potencia instalada. Corte de datos: reporte de avance de septiembre de 2026 (archivo declarado actualizado por el servidor el 02/10/2026) y de agosto de 2026 (11/09/2026), bajados el 2026-10-05 (datos/2026-10/fuentes/MANIFIESTO.json); el índice de reportes de la Secretaría de Energía listaba el de septiembre de 2026 como el más reciente.

■ 392 Cálculo propio: en el reporte de avance de septiembre de 2026, sobre la suma de las cuatro categorías, residencial tiene 51,95 % de los usuarios-generadores y 8,34 % de la potencia (5,55 kW por usuario-generador); comercial / industrial tiene 42,55 % de los usuarios-generadores y 79,68 % de la potencia (64,75 kW por usuario-generador); entes / organismos oficiales tiene 2,48 % de los usuarios-generadores y 6,30 % de la potencia (87,73 kW por usuario-generador); otros tiene 3,02 % de los usuarios-generadores y 5,68 % de la potencia (65,10 kW por usuario-generador). Las categorías suman 181.033 kW de los 223.710 kW de la tabla por jurisdicción. Serie: Reporte de Avance - Septiembre 2026 (Secretaría de Energía), páginas 7 y 9; tabla extraída del PDF por `base/tablas_reportes.py` o `base/evolucion_graficos.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`; tabla extraída del PDF por `base/tablas_reportes.py` o `base/evolucion_graficos.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`. Período: corte de septiembre de 2026. Transformación: cuota = valor de la categoría / suma de las cuatro categorías × 100, en usuarios-generadores y en kW (la suma de las categorías es 5.236 usuarios-generadores y 181.033 kW); potencia media = kW de la categoría / usuarios-generadores de la categoría (kW/UG). La fila «suma de las categorías» trae también la potencia media del conjunto y, contra la fila TOTAL de la tabla por jurisdicción (5.246 y 223.710 kW), la proporción que las categorías cubren de esa tabla. Corte de datos: reporte de avance de septiembre de 2026 (archivo declarado actualizado por el servidor el 02/10/2026) y de agosto de 2026 (11/09/2026), bajados el 2026-10-05 (datos/2026-10/fuentes/MANIFIESTO.json); el índice de reportes de la Secretaría de Energía listaba el de septiembre de 2026 como el más reciente.

■ 393 Cálculo propio: el reporte de avance de septiembre de 2026 da tres cifras para el corte. La tabla por jurisdicción (página 7) suma 5.246 usuarios-generadores y 223.710 kW. El titular (página 6) dice 5.192 usuarios-generadores y 223,2 MW. La suma de las cuatro categorías (página 9) da 5.236 usuarios-generadores y 181.033 kW. Contra la tabla, el titular da 54 usuarios-generadores y 510 kW menos, y la suma por categoría, 10 usuarios-generadores y 42.677 kW menos. El gráfico de la página 6 trae el mismo acumulado que el titular con la precisión de sus etiquetas: 5.192 usuarios-generadores y 223.235 kW. Serie: Reporte de Avance - Septiembre 2026 (Secretaría de Energía), páginas 6, 7 y 9; tabla extraída del PDF por `base/tablas_reportes.py` o `base/evolucion_graficos.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`; tabla extraída del PDF por `base/tablas_reportes.py` o `base/evolucion_graficos.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`; tabla extraída del PDF por `base/tablas_reportes.py` o `base/evolucion_graficos.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`; tabla extraída del PDF por `base/tablas_reportes.py` o `base/evolucion_graficos.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`. Período: corte de septiembre de 2026 del reporte de avance de septiembre de 2026. Transformación: cada versión se pasa a número (usuarios-generadores en unidades; potencia en kW, con el titular multiplicado por 1.000 porque la fuente lo escribe en MW) y se resta la tabla por jurisdicción: diferencia = versión - tabla, en usuarios-generadores y en kW, y en kW como porcentaje de la tabla. La suma de las categorías es la de las cuatro filas del gráfico de la página 9. La cuarta versión, el acumulado de los gráficos de la página 6, es el mismo corte que el titular con la precisión de las etiquetas del gráfico (kW). Corte de datos: reporte de avance de septiembre de 2026 (archivo declarado actualizado por el servidor el 02/10/2026) y de agosto de 2026 (11/09/2026), bajados el 2026-10-05 (`datos/2026-10/fuentes/MANIFIESTO.json`); el índice de reportes de la Secretaría de Energía listaba el de septiembre de 2026 como el más reciente.

▲ 394 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El artículo 5 de la Resolución ENReGE 534/2026 (EDENOR) aprueba las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores contenidas en el informe #ENREGE, que integra el acto como anexo, vigentes a partir de las 0 horas del 1 de septiembre de 2026. El anexo las publica en \$/kWh por categoría y banda horaria o tramo de consumo; su primer valor es 113.817, en la fila «Residencial sin subsidio». Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 01/09/2026.

▲ 395 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El artículo 5 de la Resolución ENReGE 535/2026 (EDESUR) aprueba las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores contenidas en el informe #ENREGE, que integra el acto como anexo, vigentes a partir de las 0 horas del 1 de septiembre de 2026. El anexo las publica en \$/kWh por categoría y banda horaria o tramo de consumo; su primer valor es 113.817, en la fila «Residencial sin subsidio». Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 01/09/2026.

■ 396 Cálculo propio: cociente entre la tarifa de inyección y el cargo variable del cuadro tarifario de la misma resolución, en \$/kWh. Resolución ENReGE 534/2026 (EDENOR), 28 pares: «Tarifa 3» 0,978 a 0,981, «T2» 0,973, «General» 0,464 a 0,513, «Residencial sin subsidio» 0,602 a 0,727. Resolución ENReGE 535/2026 (EDESUR), 28 pares: «Tarifa 3» 0,977 a 0,981, «T2» 0,973, «General» 0,488 a 0,548, «Residencial sin subsidio» 0,563 a 0,727. Resolución ENRE 798/2025 (EDENOR), 22 pares: «Tarifa 3» 0,968 a 0,970, «T2» 0,966, «General» 0,348 a 0,393. Serie: Resolución ENRE 798/2025, Anexo VI (#ENRE); Resolución ENRE 798/2025, Anexo II (#ENRE); Resolución ENReGE 534/2026, Anexo 5 (#ENREGE); Resolución ENReGE 534/2026, Anexo 2 (#ENREGE); Resolución ENReGE 535/2026, Anexo 5 (#ENREGE); Resolución ENReGE 535/2026, Anexo 2 (#ENREGE); tabla extraída del PDF por `base/tablas_tarifas.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`; tabla extraída del PDF por `base/tablas_tarifas.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`; tabla extraída del PDF por `base/tablas_tarifas.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`; tabla extraída del PDF por `base/tablas_tarifas.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`; tabla extraída del PDF por `base/tablas_tarifas.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`; tabla extraída del PDF por `base/tablas_tarifas.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`; tabla extraída del PDF por `base/tablas_tarifas.py` (cotejada con un segundo método) y cargada en `informe.duckdb` por `base/carga.py`. Período: tarifas vigentes desde el 1/12/2025 (ENRE 798/2025) y desde el 1/9/2026 (ENReGE 534/2026 y 535/2026), pesos corrientes de cada fecha. Transformación: se empareja una fila de inyección con una fila de cargo variable sólo si la etiqueta coincide: (1) «Tarifa 3 - BT/MT/AT <300 y >300» con la misma tarifa y la misma banda (Pico, Resto, Valle), comparando la etiqueta sin espacios porque el cuadro escribe «AT<300» y el anexo de inyección «AT<300»; (2) «General» con cada tramo G1, G2 y G3 de «Tarifa 1 - G»; (3) «T2» con el «Cargo variable» en \$/kWh de «Tarifa 2»; (4) «Residencial sin subsidio» con cada tramo R1 a R6 de «Tarifa 1 - R sin subsidio» (sólo existe en las Resoluciones 534 y 535). Cociente = tarifa de inyección / cargo variable, ambos en \$/kWh, de la misma resolución. El cargo fijo y los cargos por potencia no entran en el cociente. «Residencial con subsidio» y las categorías sin etiqueta equivalente se listan en `gd_inyeccion_sin_par.sql`. Corte de datos: Resoluciones ENReGE 534/2026 y 535/2026 (publicadas el 1/9/2026, con

vigencia desde el 1/9/2026) y Resolución ENRE 798/2025 (publicada el 1/12/2025), bajadas el 2026-10-05; las Resoluciones ENReGE 708/2026 y 709/2026 (1/10/2026) no tienen artículo de tarifas de inyección.

● 397 Inferencia del autor: en la tarifa de inyección con vigencia desde el 1 de septiembre de 2026, el kWh inyectado vale menos que el cargo variable del cuadro tarifario de la misma resolución en todas las categorías emparejadas. En «Tarifa 3» y en «T2» queda cerca de ese cargo variable. En «General» y en «Residencial sin subsidio» queda por debajo. Premisas: Con las tarifas de inyección y los cuadros de las Resoluciones ENReGE 534/2026 y 535/2026 (vigencia desde el 1/9/2026), el cociente entre la tarifa de inyección y el cargo variable es menor que 1 en los 56 pares emparejados; vale entre 0,977 y 0,981 en «Tarifa 3», 0,973 en «T2», entre 0,464 y 0,548 en «General» y entre 0,563 y 0,727 en «Residencial sin subsidio». El artículo 12 de la Ley 27.424 compensa en la facturación el valor monetario de la energía demandada con el de la energía inyectada, antes de impuestos, y la tarifa de inyección se paga por cada kWh entregado a la red. Umbral para decir «cerca»: se dice que la tarifa de inyección queda cerca del cargo variable cuando el cociente es 0,95 o más y menor que 1, y que queda por debajo cuando es menor que 0,95; el umbral 0,95 es una convención del autor, sin fuente, aplicada a los cocientes de.

● 398 Inferencia del autor: en Edenor y Edesur, desde septiembre de 2026, el cociente entre la tarifa de inyección y el cargo variable es 0,973 a 0,981 en Tarifa 2 y Tarifa 3 (diferencia de 1,9 a 2,7 %), y 0,464 a 0,727 en General y Residencial sin subsidio. Premisas: el usuario compara sólo el cargo variable, sin cargos fijos, de potencia ni impuestos; el kWh que consume de su propia generación le ahorra ese cargo variable. Con esas premisas, al usuario chico le rinde más consumir que inyectar, y al grande le resulta casi indistinto.

● 399 Inferencia del autor: los usuarios comerciales e industriales tienen el 79,68 % de la potencia sobre la suma por categoría, con 64,75 kW promedio por usuario-generador, y en Edenor y Edesur la tarifa de inyección de Tarifa 2 y Tarifa 3 queda entre 0,973 y 0,981 del cargo variable. Premisas: el ritmo hacia la meta depende sobre todo de los equipos grandes; los usuarios comerciales e industriales de esa potencia promedio están mayoritariamente en Tarifa 2 o 3, lo que el reporte no desagrega; las tarifas de las demás distribuidoras, entre ellas las de Córdoba, no se relevaron.

▲ 400 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). El artículo 2 de la Resolución ENReGE 708/2026 aprueba el cuadro tarifario que EDENOR S.A. aplica a los usuarios residenciales sin subsidio y demás categorías a partir de las 0 horas del 1 de octubre de 2026 (informe #ENREGE). El artículo 10 dispone que la resolución entra en vigencia a partir del 1 de octubre de 2026. Fecha de la fuente: Boletín Oficial, 01/10/2026.

▲ 401 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). Resolución ENReGE 708/2026 (Edenor), anexos II (residenciales sin subsidio y demás categorías, 4 páginas) y III (residenciales con subsidio, 2 páginas); Resolución ENReGE 709/2026 (Edesur), anexos II y III. Cuadros tarifarios con vigencia desde el 1 de octubre de 2026, con cargo fijo y cargo variable por categoría; la palabra «inyección» no aparece en ninguno de los cuatro. Descargados el 13/10/2026 (B01 a B04 del manifiesto).

◆ 402 Recomendación del autor: que la Secretaría de Energía decida si mantiene la meta de 1.000 MW a noviembre de 2030 y con qué instrumentos, o si fija una meta nueva, dado que el DNU 70/2023 derogó el FODIS y el certificado de crédito fiscal y que los ritmos observados llevan a entre 55 % y 79 % de la meta.

◆ 403 Recomendación del autor: que el reporte mensual de la Secretaría de Energía publique una serie única de usuarios-generadores y potencia, conciliada entre titular, tabla por jurisdicción, suma por categoría y gráficos, con nota explicativa para cada revisión y cada salto, como el de Córdoba entre agosto y septiembre de 2026.

◆ 404 Recomendación del autor: que las distribuidoras publiquen la capacidad de cada alimentador para recibir generación distribuida. La Resolución SE 287/2025 permite objetar la inyección hasta 12 MW sólo con estudios técnicos; publicar esa capacidad de antemano le dice al usuario, antes de invertir, si su inyección será aceptada.

▲ 405 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). La tabla «Evolución 2019 - 2025» del reporte anual 2025 (página 12) da, para 2025, 1481 altas y 3771 usuarios-generadores acumulados, 60,25 MW de altas y 120,10 MW de potencia acumulada, y 344 cooperativas acumuladas. La tabla va de 2019 a 2025. Fecha de la fuente: Reporte anual 2025, marzo de 2026 (Secretaría de Energía); el servidor declara la actualización del archivo el 20/04/2026.

■ 406 Cálculo propio: entre el reporte de avance de agosto de 2026 y el de septiembre, el acumulado de los gráficos de la página 6 baja, de octubre de 2025 a agosto de 2026, entre 59 y 60 usuarios-generadores y entre 680 y 876 kW. El acumulado de octubre de 2025 pasa de 3.430 a 3.371 usuarios-generadores y de 101.488 a 100.808 kW, y el de agosto de 2026 pasa de 5.061 a 5.001 usuarios-generadores y de 174.245 a 173.369 kW. Las altas mensuales coinciden en 10 de los 11 meses; en abril de 2026 pasan de 174 a 173 usuarios-generadores y de 6.204 a 6.009 kW. El acumulado de diciembre de 2025 es 3.771 usuarios-generadores y 119,24 MW en el reporte anual 2025, 3.757 y 118.140 kW en el gráfico del reporte de agosto, y 3.698 y 117.460 kW en el del reporte de septiembre. Serie: Reporte de Avance - Septiembre 2026 (Secretaría de Energía), páginas 6 (agosto y septiembre) y 3 (anual); Reporte de Avance - Agosto 2026 (Secretaría de Energía), páginas 6 (agosto y septiembre) y 3 (anual); Reporte anual 2025, marzo de 2026 (Secretaría de Energía), páginas 6 (agosto y septiembre) y 3 (anual); tabla extraída del PDF por base/tablas_reportes.py o base/evolucion_graficos.py (cotejada con un segundo método) y cargada en informe.duckdb por base/carga.py; tabla extraída del PDF por base/tablas_reportes.py o base/evolucion_graficos.py (cotejada con un segundo método) y cargada en informe.duckdb por base/carga.py; tabla extraída del PDF por base/tablas_reportes.py o base/evolucion_graficos.py (cotejada con un segundo método) y cargada en informe.duckdb por base/carga.py. Período: octubre de 2025 a agosto de 2026 (los 11 meses que comparten los gráficos de los reportes de agosto y de septiembre de 2026) y diciembre de 2025. Transformación: para cada mes que los dos reportes comparten (octubre de 2025 a agosto de 2026: 11 meses), diferencia = valor del reporte de septiembre - valor del reporte de agosto, para el acumulado y para las altas del mes, en usuarios-generadores y en kW. Aparte, diciembre de 2025 según el reporte anual 2025 (3.771 usuarios-generadores y 119,24 MW, que se pasan a kW), el gráfico del reporte de agosto y el del reporte de septiembre. Los porcentajes del reporte anual usan coma decimal: «119,24» se lee como 119,24 MW. Corte de datos: reporte de avance de septiembre de 2026 (archivo declarado actualizado por el servidor el 02/10/2026) y de agosto de 2026 (11/09/2026), bajados el 2026-10-05 (datos/2026-10/fuentes/MANIFIESTO.json); el índice de reportes de la Secretaría de Energía listaba el de septiembre de 2026 como el más reciente; reporte anual 2025 (marzo de 2026; archivo declarado actualizado por el servidor el

20/04/2026), bajado el 2026-10-05; cubre hasta diciembre de 2025.

- 407 Cálculo propio: en los 23 libros (29 hojas) de la base mensual 2026-08 de CAMMESA hay 0 celdas de texto y 0 nombres de hoja con «generación distribuida», 0 con «usuario-generador» o «usuario generador», y 0 con «autoconsumo», «GD», «UG», «27.424» o «prosumidor». «Autogenerador» aparece en 20.007 celdas de 11 hojas. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08 (23 libros.xlsx del ZIP). Período: los 23 libros de la base mensual 2026-08 (nombres de hoja y todas las celdas de texto). Transformación: para cada término se cuenta cuántas celdas de texto y cuántos nombres de hoja lo contienen, sin distinguir mayúsculas, en los 23 libros del ZIP de la base mensual 2026-08 de CAMMESA. Términos pedidos: «generación distribuida», «usuario-generador» y «usuario generador» (también en plural), «autoconsumo», «GD» y «UG» como palabras sueltas, «27.424» o «27424», «prosumidor». Término cercano: «autogenerador», con el conteo por libro y hoja. No se interpreta ninguna celda. Corte de datos: CAMMESA, base mensual 2026-08: actualización declarada por la fuente 17/09/2026; ZIP bajado por el módulo demanda el 2026-09-30; la columna 2026 de «RESUMEN por MAQUINA» es la última de la hoja y el detalle por máquina de esa hoja lleva MES 2026-08.

- 408 Cálculo propio: el factor de carga nacional que incluye pérdidas, definido como $(\text{demanda local} + \text{pérdidas}) / (\text{potencia máxima} \times \text{horas del año})$, fue 59,53 % en 2018 y 55,11 % en 2025: bajó 4,43 puntos porcentuales. En 2018, la demanda local fue de 133.009,924 GWh, las pérdidas de 4.252,689 GWh y la potencia máxima de 26.320 MW; en 2025, 141.252,291 GWh, 4.813,438 GWh y 30.257 MW. Los dos años tienen 8.760 horas. Serie: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025 (anuario), hoja «Evolución anual» Período: 2018-01-01 a 2025-12-31. Transformación: factor de carga del año = $(\text{demanda local} + \text{pérdidas}) \times 1.000 / (\text{potencia máxima} \times \text{horas del año}) \times 100$, con la demanda y las pérdidas en GWh ($\times 1.000$ las pasa a MWh), la potencia máxima en MW y las horas del año iguales a 8.760 (365 días $\times$ 24 h; ni 2018 ni 2025 son bisiestos: la consulta usa 8.784 si el año lo es). Es la definición de la partida: $(\text{demanda local} + \text{pérdidas}) / (\text{punta} \times \text{horas del año})$. $\text{cambio_pp} = \text{factor 2025} - \text{factor 2018}$, en puntos porcentuales; $\text{caída_pp} = \text{factor 2018} - \text{factor 2025}$ (la cifra que el texto escribe como «caída» o con signo menos). Corte de datos: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005-2025: actualización declarada por la fuente 2026-06-30; descargada 2026-10-02; datos hasta 2025-12-31.

- 409 Inferencia del autor: esto no prueba una pérdida de eficiencia; muestra una carga menos pareja, con una distancia mayor entre el promedio y el máximo. Premisas: El factor de carga que incluye pérdidas bajó de 59,53 % a 55,11 % entre 2018 y 2025. La demanda anual creció 6,20 % y la punta instantánea 14,96 % entre 2018 y 2025: el máximo creció más que el promedio.

- 410 Inferencia del autor: generación, transformación y transporte deben estar disponibles para episodios que representan una fracción pequeña del año. Premisas: Las 100 horas de mayor demanda local de 2025 (y, módulo almacenamiento) son 100 de las 8.760 horas del año: $100 / 8.760 = 1,14$ %, una fracción pequeña del año (8.760 es el número de horas de 2025, un año no bisiestos). En esas 100 horas la generación térmica fue 58,53 % de la demanda local y la eólica y solar, 11,55 %: los episodios de mayor demanda son horas en que el sistema depende de la generación despachable.

- ▲ 411 CAMMESA. el de invierno, el 1 de julio a las 20:36. Fecha de la fuente: página de CAMMESA descargada el 2026-10-06.

- 412 Cálculo propio: en las tres geografías ensayadas, los coeficientes de demanda respecto del exceso de calor fueron positivos: entre 0,393 y 0,408 GW por °C de exceso térmico ponderado, bajo la misma especificación. Son asociaciones condicionadas, no efectos causales. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hoja «Demanda por Provincia»; tabla `demanda\_horaria\_provincia` de `informe.dukdb`; NASA POWER, API temporal horaria, centroides provinciales de Georef (WS50M, ALLSKY_SFC_SW_DWN, T2M, PRECOTCORR; 2022-12-31 a 2026-01-01, hora UTC). Período: 2023-01-01 a 2025-12-31 (26.304 horas). Transformación: reproducir `demanda_r2.py` (paquete de la ronda 5, sin modificar), función `weather\_metrics`: temperatura horaria T2M de NASA POWER en los centroides provinciales, pasada de UTC a hora de Buenos Aires; exceso de calor $\text{máx}(T-22; 0)$ y de frío $\text{máx}(15-T; 0)$ por provincia, ponderados por la energía provincial de 2023 a 2025; para BUENOS AIRES, tres geografías: centroide provincial (peso 0 para la Ciudad y 1 para el centroide), punto de la Ciudad (1 y 0) y mezcla (0,8 y 0,2); la demanda total horaria (GW) se regresa sobre ambos excesos después de centrar por efectos fijos de mes-año y de hora-día de la semana; errores Newey-West (Bartlett, 24 rezagos). Se corre con la edición vigente (2026-08) y con la de partida (2026-06) de «Demanda Horaria por Provincia.xlsx»: los resultados son idénticos. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; el modelo usa 2023-2025, años completos; NASA POWER hasta 2026-01-01.

- ◆ 413 Elección del autor: el exceso térmico horario es la distancia respecto de un umbral en una hora.

■ 414 Cálculo propio: con la especificación de referencia de (demanda horaria nacional contra el exceso térmico de calor y de frío ponderado por la demanda provincial, con efectos fijos de mes-año y de hora-día de la semana y errores Newey-West de 24 horas) y dos puntos para la categoría BUENOS AIRES con los pesos que salen de la demanda de 2025 de la base de CAMMESA (75,68 % para el punto de la Ciudad de Buenos Aires y 24,32 % para el punto del interior bonaerense;), el coeficiente de demanda respecto del exceso de calor es 0,4041 GW por °C (error estándar 0,0201) y el de frío, 0,2041 GW por °C (error estándar 0,0167), con 26.304 horas de 2023 a 2025. El coeficiente de calor cae dentro del rango de (0,393 a 0,408 GW por °C): queda entre el del escenario 80/20 (0,4024) y el del centroide provincial (0,4079); el del punto de la Ciudad solo es 0,3932. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hoja «Demanda por Provincia»; tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Demanda Mensual.xlsx», hoja «DEMANDA», bloque «DETALLE DEMANDA»; tabla `terr\_demanda\_mensual\_agente` de informe.duckdb; NASA POWER, API temporal horaria, centroides provinciales de Georef (WS50M, ALLSKY_SFC_SW_DWN, T2M, PRECOTCORR; 2022-12-31 a 2026-01-01, hora UTC). Período: 2023-01-01 a 2025-12-31 (26.304 horas); los pesos, 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: Se corre `weather\_metrics` de reproducir_demanda_r2.py (paquete de la ronda 5, sin modificar) con los pesos de los dos puntos de Buenos Aires como parámetro: temperatura horaria T2M de NASA POWER en los centroides provinciales, pasada de UTC a hora de Buenos Aires; exceso de calor máx(T-22; 0) y de frío máx(15-T; 0) por provincia, ponderados por la energía provincial de 2023 a 2025 (Demanda Horaria por Provincia); dentro de la categoría BUENOS AIRES, la porción de la provincia se reparte entre el punto de la Ciudad (clave «caba») y el centroide provincial (clave «buenos aires») con los pesos 75,68 % y 24,32 % de; la demanda total horaria (GW) se regresa sobre ambos excesos después de centrar por efectos fijos de mes-año y de hora-día de la semana; errores Newey-West (Bartlett, 24 rezagos). Antes de usar los pesos nuevos se comprueba que la copia de la función reproduce los tres escenarios de la partida con diferencia máxima 0,0 y menor a 1e-12. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08 (la demanda de 2023 a 2025 es la misma en 2026-06, ver notas); NASA POWER hasta 2026-01-01.

■ 415 Cálculo propio: en la hora de máxima demanda de cada año (2023-03-13 a las 15 h con 26,918 GW; 2024-02-01 a las 14 h con 27,433 GW; 2025-02-10 a las 15 h con 28,094 GW), el exceso térmico de calor ponderado es positivo en las tres geografías de BUENOS AIRES: va de 11,62 a 16,96 °C en los nueve puntos (tres años por tres geografías). Entre geografías, el exceso de la misma hora difiere hasta 1,93 °C en 2023; 0,07 °C en 2024; 1,22 °C en 2025. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hoja «Demanda por Provincia»; tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; NASA POWER, API temporal horaria, centroides provinciales de Georef (WS50M, ALLSKY_SFC_SW_DWN, T2M, PRECOTCORR; 2022-12-31 a 2026-01-01, hora UTC). Período: 2023-01-01 a 2025-12-31 (un pico por año). Transformación: reproducir_demanda_r2.py, `weather\_metrics`: para cada año, la hora de máxima demanda total (TOTAL de «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hora local, marca de inicio de bloque) y el exceso de calor ponderado máx(T-22; 0) de esa hora con cada una de las tres geografías (ver). La salida es la lista `annual\_peaks` de cada escenario. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-08; NASA POWER hasta 2026-01-01.

● 416 Inferencia del autor: las horas pico coinciden con calor intenso, pero la geografía meteorológica importa. Premisas: En la hora de máxima demanda de cada año, el exceso térmico de calor ponderado es positivo en las tres geografías y va de 11,62 a 16,96 °C en los nueve puntos. El exceso de la misma hora difiere entre geografías hasta 1,93 °C, y el coeficiente de demanda respecto del calor va de 0,393 a 0,408 GW por °C según la geografía.

■ 417 Cálculo propio. Serie: demanda horaria nacional de CAMMESA (Demanda Horaria por Provincia, edición 2026-06) y exceso de calor ponderado con temperatura de NASA POWER, 26.304 horas. Período: 2023-01-01 a 2025-12-31. Transformación: residuos de la demanda y del exceso de calor contra los efectos fijos de mes-año y hora-día de la semana y el exceso de frío (Frisch-Waugh-Lovell, pendiente 0,4041 GW/°C, igual a la del modelo); apartamiento de cada hora respecto de la recta, promediado por tramos de exceso ajustado. Resultado: con 9 °C o más (81 horas), +2,18 GW; de 6 a 9 °C (672 horas), +0,87 GW; de 3 a 6 °C (4.844 horas), -0,30 GW; horas pico de 2023, 2024 y 2025, +4,16, +3,16 y +3,93 GW. Programa: figuras/datos_F10_curvatura.py, que escribe figuras/datos/F10_curvatura.csv. Corte: CAMMESA edición 2026-06; NASA POWER hasta 2026-01-01. Actualización: correr datos_F10.py y datos_F10_curvatura.py con una edición nueva.

■ 418 Cálculo propio para la figura 10. Serie: tabla horaria reconstruida de demanda y temperatura (TERR-M-TABLAS-RECONSTRUIDAS), CAMMESA edición de junio de 2026 y NASA POWER, 26.304 horas. Período: 2023-2025. Transformación: residuos de la demanda y del exceso de calor ponderado contra los efectos fijos y el exceso de frío (Frisch-Waugh-Lovell); pendiente 0,4041055 GW/°C, igual a la del modelo. Programas: figuras/datos_F10.py y figuras/figura_F10.py; datos en figuras/datos/F10.csv y F10_recta.csv. Cotejo: 18 de 19; la que no coincide es la pendiente con el exceso sin ponderar (0,4079), que la figura no usa. Corte: CAMMESA edición 2026-06; NASA POWER hasta 2026-01-01. Actualización: correr los dos programas con una edición nueva.

● 419 Inferencia del autor: la punta de 2023, 2024 y 2025 cayó en tardes con exceso de calor de 11,62 a 16,96 °C, cada grado de exceso se asocia con 0,393 a 0,408 GW más de demanda, y entre 2018 y 2025 la punta creció 14,96 % contra 6,20 % de la energía. Con calor extremo, la demanda quedó en promedio 2,18 GW por encima de la recta (c_m8_curvatura). Premisas: la asociación de 2023 a 2025 se mantiene hacia 2030; los coeficientes son asociaciones condicionadas, no efectos causales; la geografía meteorológica de BUENOS AIRES es aproximada.

■ 420 Cálculo propio: en 2025, dentro de PROVINCIA = BUENOS AIRES, el detalle por agente de la edición 2026-08 reparte 69.218,757 GWh en dos regiones: «GRAN BS.AS.», con 52.387,662 GWh (75,68 %) y 165 agentes, y «BUENOS AIRES», con 16.831,095 GWh (24,32 %) y 107 agentes. Los agentes distribuidores de la región «GRAN BS.AS.» son EDENOROD, EDESURCD, EDELAPID, CBRANDIW; los de la región «BUENOS AIRES» son 36 agentes. EDENOR (23.449,961 GWh en la categoría de área «Edenor») y EDESUR (18.850,366 GWh en «Edesur») figuran con PROVINCIA = BUENOS AIRES y REGION = GRAN BS.AS. La base no trae ninguna categoría para la Ciudad de Buenos Aires: las 22 columnas provinciales son las 22 PROVINCIA del detalle. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Demanda Mensual.xls», hoja «DEMANDA», bloque «DETALLE DEMANDA»; tabla `terr\_demanda\_mensual\_agente` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: terr_ba_regiones: filtrar AÑO = 2025 y PROVINCIA = 'BUENOS AIRES'; agrupar por REGION; demanda_mwh = suma de DEMANDA [MWh] (todos los tipos de demanda); cuota_pct = demanda de la región / demanda de la provincia × 100; agentes = cantidad de AGENTE NEMO distintos. No se reclasifica ni se renombra ninguna región: se conserva la etiqueta de la fuente. | terr_ba_categoria_area: filtrar AÑO = 2025 y PROVINCIA = 'BUENOS AIRES'; agrupar por CATEGORIA AREA y REGION; demanda_mwh = suma de DEMANDA [MWh]; cuota_pct = sobre la demanda de la provincia en 2025. Los valores de CATEGORIA AREA son los de la fuente. | terr_ba_distribuidores: filtrar AÑO = 2025, PROVINCIA = 'BUENOS AIRES' y TIPO AGENTE = 'DI'; agrupar por AGENTE NEMO, AGENTE DESCRIPCION y REGION; demanda_mwh = suma de DEMANDA [MWh] (todas las categorías de área); meses = cantidad de meses distintos con filas. Un agente con dos REGION en el año aparecería en dos filas (no ocurre en 2025). Corte de datos: 2026-08-31 (edición 2026-08 de la base mensual de CAMMESA, actualizada el 17/09/2026; el año 2025 está completo).

■ 421 Cálculo propio sobre el detalle por agente de 2025 de CAMMESA, edición de agosto de 2026: Edenor 23.449,961 ÷ 69.218,757 GWh = 33,88 % y Edesur 18.850,366 ÷ 69.218,757 GWh = 27,23 % de la categoría BUENOS AIRES; las dos juntas, 42.300,327 ÷ 141.250,903 GWh = 29,95 % de la demanda de las 22 categorías provinciales. Las cifras de Edenor y Edesur son las de sus categorías de área.

▲ 422 Gobierno nacional (argentina.gob.ar). En los contratos de concesión de EDENOR S.A. y de EDESUR S.A., la definición de AREA comprende una zona de la Capital Federal, que cada contrato delimita por calles, avenidas, vías y el Río de la Plata, y partidos de la Provincia de Buenos Aires: 16 en el contrato de EDENOR y 10 en el de EDESUR. Según la definición, el AREA es el territorio en el que el concesionario está obligado a prestar el servicio y a cubrir el incremento de demanda. Fecha de la fuente: texto actualizado a 2019 (Resolución ENRE 27/2019 para EDENOR; Resolución ENRE 30/2019 para EDESUR).

■ 423 Cálculo propio: en la edición 2026-08 de la base mensual de CAMMESA, la suma anual de «DEMANDA [MWh]» del detalle por agente de «Demanda Mensual.xls» coincide con la suma anual de la columna de la misma provincia de «Demanda Horaria por Provincia.xls» en 88 de 88 pares año-provincia (4 años, de 2023 a 2026, y 22 columnas provinciales), con tolerancia de 0,001 MWh; la mayor diferencia absoluta, redondeada a seis decimales, es 0,000000 MWh. En la edición 2026-06 coincide en 87 de 88 pares: no coincide BUENOS AIRES en 2026, con 5.712,418 MWh de diferencia, que se concentran en febrero de 2026 (5.152,815 MWh) y mayo de 2026 (559,603 MWh). Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Demanda Mensual.xls», hoja «DEMANDA», bloque «DETALLE DEMANDA»; tabla `terr\_demanda\_mensual\_agente` de informe.duckdb; CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Demanda Horaria por Provincia.xls», hoja «Demanda por Provincia»; tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb. Período: 2023-01-01 a 2026-08-31 (año 2026 parcial: enero a agosto en la edición 2026-08, enero a junio en la 2026-06). Transformación: horaria_mwh = suma de las horas del año de la columna de la provincia (las 22 columnas se pasan a filas con UNPIVOT; se excluyen TOTAL y las columnas de calendario); mensual_mwh = suma de DEMANDA [MWh] de todas las filas del año con esa PROVINCIA (todos los tipos de demanda y todos los agentes); dif_mwh = mensual - horaria; coincide = [dif_mwh] ≤ 0,001 MWh. La tolerancia es 1 kWh: los dos libros publican MWh con tres decimales y la suma de miles de filas en coma flotante deja diferencias del orden de 1e-8 MWh, que no son diferencias de la fuente. El nombre de la columna «SGO.DEL ESTERO» es el mismo en los dos libros. Los años 2026 son parciales (la edición 2026-06 llega a junio y la 2026-08 a agosto). Corte de datos: 2026-08-31 (edición 2026-08 de la base mensual de CAMMESA, actualizada el 17/09/2026; el año 2025 está completo).

● 424 Inferencia del autor: la demanda de EDENOR y EDESUR que la base de CAMMESA imputa a la categoría BUENOS AIRES incluye la que esas dos distribuidoras abastecen en la Ciudad de Buenos Aires. Con eso, la categoría BUENOS AIRES de «Demanda Horaria por Provincia.xls» incluye al menos esa parte de la demanda de la Ciudad. Premisas: Los contratos de concesión de EDENOR y de EDESUR definen su AREA como una zona de la Capital Federal y partidos de la Provincia de Buenos Aires, y una nota del ENRE dice que el Decreto 714/1992 otorgó a EDENOR y EDESUR la concesión en esas áreas. En el detalle por agente de «Demanda Mensual.xls», EDENOR y EDESUR figuran con PROVINCIA = BUENOS AIRES y REGION = GRAN BS.AS., y la base no trae ninguna categoría para la Ciudad de Buenos Aires. La suma anual de ese detalle coincide con la de las columnas de «Demanda Horaria por Provincia.xls» en todos los pares año-provincia de la edición vigente, de modo que cada agente está imputado a una sola columna provincial. En la edición vigente ningún agente tiene más de una PROVINCIA dentro de un mismo mes (0 pares agente-mes); la demanda de cada agente va entera a una columna provincial. Supuesto: la PROVINCIA con que CAMMESA imputa a un agente es la de toda su demanda, incluida la que se consume en la Ciudad; la base no dice cómo decide esa imputación.

● 425 Inferencia del autor: la categoría BUENOS AIRES reúne el 49,0 % de la demanda de las categorías provinciales y CAMMESA no publica su definición. Premisas: una proyección por jurisdicción, un plan de distribución para la Ciudad o la asignación de temperatura por distribuidora necesitan saber qué agentes y qué territorio abarca cada categoría.

◆ 426 Elección del autor: el script del informe publicado calcula la generación renovable de cada provincia como la suma de 2025 de la columna «ENERGÍA GENERADA [GWh]» de la hoja «Base de Datos» de la planilla «Energía Renovables - Base de Datos 2026-06» de CAMMESA, agrupada por la columna PROVINCIA. No usa la generación por máquina de «Generación Local Mensual.xls» ni excluye o suma la hidráulica por separado.

● 427 Inferencia del autor: es una equivalencia contable, no autoabastecimiento horario ni flujo de exportación. Premisas: El cociente de equivalencia es la suma anual de la generación renovable de la categoría dividida por la suma anual de su demanda; compara dos energías de un año y no mide ninguna hora ni ningún flujo.

■ 428 Cálculo propio: santa Cruz alcanza 121,0 % y Chubut 117,9 % de equivalencia entre generación renovable y demanda anual. Es un cociente contable; no acredita autoabastecimiento en cada hora. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hoja «Demanda por Provincia»; tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos, hoja «Base de Datos»; tabla `bal\_cammesa\_renovables` de informe.duckdb (la carga el módulo balance); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Generación Local Mensual.xlsx», hoja «GENERACION», bloque «DETALLE GENERACIÓN POR MÁQUINA»; tabla `terr\_generacion\_maquina` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: demanda: para cada edición, año 2025 y cada una de las 22 columnas provinciales (UNPIVOT; se excluyen TOTAL y el calendario): $\text{demanda_gwh} = \text{suma de las 8.760 horas} / 1.000$; $\text{cuota_pct} = \text{demanda de la columna} / \text{suma de las 22 columnas} \times 100$ (el denominador es la suma de las 22 columnas, no la columna TOTAL); $\text{punta_mw} = \text{máximo horario}$; $\text{media_mw} = \text{demanda_gwh} \times 1.000 / 8.760$; $\text{punta_media} = \text{punta_mw} / \text{media_mw}$; $\text{rango_demanda} = \text{orden decreciente de demanda_gwh}$. renovable, tres definiciones sobre la misma demanda: (a) programa = suma de ENERGÍA GENERADA [GWh] de 2025 en la planilla «Energía Renovables» (biogás, biomasa, eólica, hidro ≤ 50 MW y solar; no incluye la hidráulica de más de 50 MW), que es la definición del informe publicado; (b) sin_hidro_grande = suma de GENERACION NETA de las máquinas con FUENTE GENERACION = 'Renovable' y TECNOLOGIA distinta de 'HI>50', por la PROVINCIA de la máquina, / 1.000; (c) con_hidro = ídem con todas las máquinas 'Renovable' (incluye 'HI>50'). $\text{equivalencia_pct} = 100 \times \text{renovable_gwh} / \text{demanda_gwh}$. Los nombres de provincia de la planilla «Energía Renovables» se pasan a los de la base mensual quitando tildes y cambiando «SANTIAGO DEL ESTERO» por «SGO.DEL ESTERO»; las filas de esa planilla con provincia «Demanda MEM» no son una provincia y se descartan. Corte de datos: 2026-08-31 (edición 2026-08 de la base mensual de CAMMESA, actualizada el 17/09/2026; el año 2025 está completo).

■ 429 Cálculo propio: jujuy alcanza 83,1 % de equivalencia renovable anual. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hoja «Demanda por Provincia»; tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos, hoja «Base de Datos»; tabla `bal\_cammesa\_renovables` de informe.duckdb (la carga el módulo balance); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Generación Local Mensual.xlsx», hoja «GENERACION», bloque «DETALLE GENERACIÓN POR MÁQUINA»; tabla `terr\_generacion\_maquina` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: demanda: para cada edición, año 2025 y cada una de las 22 columnas provinciales (UNPIVOT; se excluyen TOTAL y el calendario): $\text{demanda_gwh} = \text{suma de las 8.760 horas} / 1.000$; $\text{cuota_pct} = \text{demanda de la columna} / \text{suma de las 22 columnas} \times 100$ (el denominador es la suma de las 22 columnas, no la columna TOTAL); $\text{punta_mw} = \text{máximo horario}$; $\text{media_mw} = \text{demanda_gwh} \times 1.000 / 8.760$; $\text{punta_media} = \text{punta_mw} / \text{media_mw}$; $\text{rango_demanda} = \text{orden decreciente de demanda_gwh}$. renovable, tres definiciones sobre la misma demanda: (a) programa = suma de ENERGÍA GENERADA [GWh] de 2025 en la planilla «Energía Renovables» (biogás, biomasa, eólica, hidro ≤ 50 MW y solar; no incluye la hidráulica de más de 50 MW), que es la definición del informe publicado; (b) sin_hidro_grande = suma de GENERACION NETA de las máquinas con FUENTE GENERACION = 'Renovable' y TECNOLOGIA distinta de 'HI>50', por la PROVINCIA de la máquina, / 1.000; (c) con_hidro = ídem con todas las máquinas 'Renovable' (incluye 'HI>50'). $\text{equivalencia_pct} = 100 \times \text{renovable_gwh} / \text{demanda_gwh}$. Los nombres de provincia de la planilla «Energía Renovables» se pasan a los de la base mensual quitando tildes y cambiando «SANTIAGO DEL ESTERO» por «SGO.DEL ESTERO»; las filas de esa planilla con provincia «Demanda MEM» no son una provincia y se descartan. Corte de datos: 2026-08-31 (edición 2026-08 de la base mensual de CAMMESA, actualizada el 17/09/2026; el año 2025 está completo).

■ 430 Cálculo propio: la Rioja alcanza 75,0 % de equivalencia renovable anual. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Demanda Horaria por Provincia.xlsx», hoja «Demanda por Provincia»; tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos, hoja «Base de Datos»; tabla `bal\_cammesa\_renovables` de informe.duckdb (la carga el módulo balance); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Generación Local Mensual.xlsx», hoja «GENERACION», bloque «DETALLE GENERACIÓN POR MÁQUINA»; tabla `terr\_generacion\_maquina` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: demanda: para cada edición, año 2025 y cada una de las 22 columnas provinciales (UNPIVOT; se excluyen TOTAL y el calendario): $\text{demanda_gwh} = \text{suma de las 8.760 horas} / 1.000$; $\text{cuota_pct} = \text{demanda de la columna} / \text{suma de las 22 columnas} \times 100$ (el denominador es la suma de las 22 columnas, no la columna TOTAL); $\text{punta_mw} = \text{máximo horario}$; $\text{media_mw} = \text{demanda_gwh} \times 1.000 / 8.760$; $\text{punta_media} = \text{punta_mw} / \text{media_mw}$; $\text{rango_demanda} = \text{orden decreciente de demanda_gwh}$. renovable, tres definiciones sobre la misma demanda: (a) programa = suma de ENERGÍA GENERADA [GWh] de 2025 en la planilla «Energía Renovables» (biogás, biomasa, eólica, hidro ≤ 50 MW y solar; no incluye la hidráulica de más de 50 MW), que es la definición del informe publicado; (b) sin_hidro_grande = suma de GENERACION NETA de las máquinas con FUENTE GENERACION = 'Renovable' y TECNOLOGIA distinta de 'HI>50', por la PROVINCIA de la máquina, / 1.000; (c) con_hidro = ídem con todas las máquinas 'Renovable' (incluye 'HI>50'). $\text{equivalencia_pct} = 100 \times \text{renovable_gwh} / \text{demanda_gwh}$. Los nombres de provincia de la planilla «Energía Renovables» se pasan a los de la base mensual quitando tildes y cambiando «SANTIAGO DEL ESTERO» por «SGO.DEL ESTERO»; las filas de esa planilla con provincia «Demanda MEM» no son una provincia y se descartan. Corte de datos: 2026-08-31 (edición 2026-08 de la base mensual de CAMMESA, actualizada el 17/09/2026; el año 2025 está completo).

■ 431 Cálculo propio: la categoría BUENOS AIRES presenta 11,8 % de equivalencia renovable anual y el mayor volumen de demanda de la tabla. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Demanda Horaria por Provincia.xls», hoja «Demanda por Provincia»; tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos, hoja «Base de Datos»; tabla `bal\_cammesa\_renovables` de informe.duckdb (la carga el módulo balance); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Generación Local Mensual.xls», hoja «GENERACION», bloque «DETALLE GENERACIÓN POR MÁQUINA»; tabla `terr\_generacion\_maquina` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: demanda: para cada edición, año 2025 y cada una de las 22 columnas provinciales (UNPIVOT; se excluyen TOTAL y el calendario): $\text{demanda_gwh} = \text{suma de las 8.760 horas} / 1.000$; $\text{cuota_pct} = \text{demanda de la columna} / \text{suma de las 22 columnas} \times 100$ (el denominador es la suma de las 22 columnas, no la columna TOTAL); $\text{punta_mw} = \text{máximo horario}$; $\text{media_mw} = \text{demanda_gwh} \times 1.000 / 8.760$; $\text{punta_media} = \text{punta_mw} / \text{media_mw}$; $\text{rango_demanda} = \text{orden decreciente de demanda_gwh}$. renovable, tres definiciones sobre la misma demanda: (a) programa = suma de ENERGÍA GENERADA [GWh] de 2025 en la planilla «Energía Renovables» (biogás, biomasa, eólica, hidro ≤ 50 MW y solar; no incluye la hidráulica de más de 50 MW), que es la definición del informe publicado; (b) sin_hidro_grande = suma de GENERACION NETA de las máquinas con FUENTE GENERACION = 'Renovable' y TECNOLOGIA distinta de 'HI>50', por la PROVINCIA de la máquina, / 1.000; (c) con_hidro = ídem con todas las máquinas 'Renovable' (incluye 'HI>50'). $\text{equivalencia_pct} = 100 \times \text{renovable_gwh} / \text{demanda_gwh}$. Los nombres de provincia de la planilla «Energía Renovables» se pasan a los de la base mensual quitando tildes y cambiando «SANTIAGO DEL ESTERO» por «SGO.DEL ESTERO»; las filas de esa planilla con provincia «Demanda MEM» no son una provincia y se descartan. Corte de datos: 2026-08-31 (edición 2026-08 de la base mensual de CAMMESA, actualizada el 17/09/2026; el año 2025 está completo).

■ 432 Cálculo propio: en 2025, con la definición que usó el informe publicado (la suma de «ENERGÍA GENERADA [GWh]» de la planilla «Energía Renovables» de CAMMESA por provincia, sobre la demanda anual de la categoría), la equivalencia renovable es 121,0 % en Santa Cruz, 117,9 % en Chubut, 83,1 % en Jujuy, 75,0 % en La Rioja, 11,8 % en Buenos Aires. Si en cambio se toma la generación por máquina de «Generación Local Mensual.xls», sin la hidráulica de más de 50 MW, la de BUENOS AIRES es 11,76 %; con la hidráulica de más de 50 MW incluida, la de Chubut sube de 117,9 % a 164,5 %. Es un cociente anual entre dos energías; no dice nada sobre el abastecimiento hora por hora. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Demanda Horaria por Provincia.xls», hoja «Demanda por Provincia»; tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb; CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos, hoja «Base de Datos»; tabla `bal\_cammesa\_renovables` de informe.duckdb (la carga el módulo balance); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Generación Local Mensual.xls», hoja «GENERACION», bloque «DETALLE GENERACIÓN POR MÁQUINA»; tabla `terr\_generacion\_maquina` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31. Transformación: demanda: para cada edición, año 2025 y cada una de las 22 columnas provinciales (UNPIVOT; se excluyen TOTAL y el calendario): $\text{demanda_gwh} = \text{suma de las 8.760 horas} / 1.000$; $\text{cuota_pct} = \text{demanda de la columna} / \text{suma de las 22 columnas} \times 100$ (el denominador es la suma de las 22 columnas, no la columna TOTAL); $\text{punta_mw} = \text{máximo horario}$; $\text{media_mw} = \text{demanda_gwh} \times 1.000 / 8.760$; $\text{punta_media} = \text{punta_mw} / \text{media_mw}$; $\text{rango_demanda} = \text{orden decreciente de demanda_gwh}$. renovable, tres definiciones sobre la misma demanda: (a) programa = suma de ENERGÍA GENERADA [GWh] de 2025 en la planilla «Energía Renovables» (biogás, biomasa, eólica, hidro ≤ 50 MW y solar; no incluye la hidráulica de más de 50 MW), que es la definición del informe publicado; (b) sin_hidro_grande = suma de GENERACION NETA de las máquinas con FUENTE GENERACION = 'Renovable' y TECNOLOGIA distinta de 'HI>50', por la PROVINCIA de la máquina, / 1.000; (c) con_hidro = ídem con todas las máquinas 'Renovable' (incluye 'HI>50'). $\text{equivalencia_pct} = 100 \times \text{renovable_gwh} / \text{demanda_gwh}$. Los nombres de provincia de la planilla «Energía Renovables» se pasan a los de la base mensual quitando tildes y cambiando «SANTIAGO DEL ESTERO» por «SGO.DEL ESTERO»; las filas de esa planilla con provincia «Demanda MEM» no son una provincia y se descartan. Corte de datos: 2026-08-31 (edición 2026-08 de la base mensual de CAMMESA, actuali-

zada el 17/09/2026; el año 2025 está completo).

■ 433 Cálculo propio: santiago del Estero y La Pampa representan 1,45 % y 0,67 % de la demanda de la tabla, mientras sus máximos horarios equivalen a 2,45 y 2,39 veces sus respectivas medias anuales. El cociente describe la forma de la demanda, sin medir congestión. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-08, «Demanda Horaria por Provincia.xls», hoja «Demanda por Provincia»; tabla `demanda\_horaria\_provincia` de informe.duckdb. Período: 2025-01-01 a 2025-12-31 (8.760 horas). Transformación: demanda: para cada edición, año 2025 y cada una de las 22 columnas provinciales (UNPIVOT; se excluyen TOTAL y el calendario): $\text{demanda_gwh} = \text{suma de las 8.760 horas} / 1.000$; $\text{cuota_pct} = \text{demanda de la columna} / \text{suma de las 22 columnas} \times 100$ (el denominador es la suma de las 22 columnas, no la columna TOTAL); $\text{punta_mw} = \text{máximo horario}$; $\text{media_mw} = \text{demanda_gwh} \times 1.000 / 8.760$; $\text{punta_media} = \text{punta_mw} / \text{media_mw}$; $\text{rango_demanda} = \text{orden decreciente de demanda_gwh}$. renovable, tres definiciones sobre la misma demanda: (a) programa = suma de ENERGÍA GENERADA [GWh] de 2025 en la planilla «Energía Renovables» (biogás, biomasa, eólica, hidro ≤ 50 MW y solar; no incluye la hidráulica de más de 50 MW), que es la definición del informe publicado; (b) sin_hidro_grande = suma de GENERACION NETA de las máquinas con FUENTE GENERACION = 'Renovable' y TECNOLOGIA distinta de 'HI>50', por la PROVINCIA de la máquina, / 1.000; (c) con_hidro = ídem con todas las máquinas 'Renovable' (incluye 'HI>50'). $\text{equivalencia_pct} = 100 \times \text{renovable_gwh} / \text{demanda_gwh}$. Los nombres de provincia de la planilla «Energía Renovables» se pasan a los de la base mensual quitando tildes y cambiando «SANTIAGO DEL ESTERO» por «SGO.DEL ESTERO»; las filas de esa planilla con provincia «Demanda MEM» no son una provincia y se descartan. Corte de datos: 2026-08-31 (edición 2026-08 de la base mensual de CAMMESA, actualizada el 17/09/2026; el año 2025 está completo).

◆ 434 Elección del autor: algunos territorios requieren evacuar generación; otros, abastecer grandes centros; otros, responder durante pocas horas intensas.

● 435 Inferencia del autor: no existe, por lo tanto, una única «necesidad de red». Premisas: La equivalencia renovable de las 22 categorías va de 0,0 % a 121,0 %. El cociente del máximo horario sobre la media anual va de 1,30 a 2,45.

- 436 Cálculo propio para la figura 9. Serie: modulo_territorio/tablas/tab_terr_provincias_2025.csv (equivalencia renovable «programa», cociente del máximo horario sobre la media y demanda por categoría). Período: 2025. Programas: figuras/datos_F9.py y figuras/figura_F9.py; datos en figuras/datos/F9.csv. Cotejo: 17 de 17 cifras. Corte: edición de agosto de 2026. Actualización: correr los dos programas con una edición nueva.
- ◆ 437 Elección del autor: una variante instrumental aprovecha cambios de viento e irradiancia.
- 438 Cálculo propio: en la especificación IV de referencia, 1 MWh eólico adicional se asocia con 0,442 MWh térmicos menos, condicional a sus controles. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-06, «Oferta Total Horaria.xlsx»: generación horaria por tecnología (cuaderno 05); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-06, «Demanda Horaria por Tipo.xlsx»: demanda local horaria (cuaderno 05); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-06, «Import-Export Horaria.xlsx»: importación y exportación horarias (cuaderno 05); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-06, «Potencia Instalada.xlsx»: pesos de capacidad eólica y solar (cuaderno 06); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-06, «Demanda Horaria por Provincia.xlsx»: pesos de energía provincial (cuaderno 06); CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos 2026-06, hoja «Base de Datos»: generación por central (pesos de capacidad, cuaderno 06); NASA POWER, API temporal horaria, centroides provinciales de Georef (WS50M, ALLSKY_SFC_SW_DWN, T2M, PRECTOTCORR; 2022-12-31 a 2026-01-01, hora UTC); Georef (Argentina), centroides provinciales tal como los guardó el informe publicado (cuaderno 06). Período: 2023-01-01 a 2025-12-31 (26.304 horas). Transformación: Estimación de variables instrumentales de dos etapas sobre la tabla horaria `model\_ready\_weather\_iv\_hourly` (: reconstruida desde las series primarias y coincidente con la archivada), 26.304 horas de 2023 a 2025: térmica (GWh) sobre eólica y solar (GWh) instrumentadas con los potenciales eólico y solar (GWh) construidos con viento e irradiancia de NASA POWER, controles de demanda local, nuclear, otras renovables y exceso térmico de calor y de frío ponderado por la demanda; efectos fijos de fecha y de hora×mes (centrado alternado hasta 1e-12); errores Newey-West (Bartlett, 168 horas) con la corrección $n/(n-2)$. Es la especificación `inherited\_hourly`. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-06 (actualizada el 21/07/2026); el modelo usa 2023-2025, años completos.
- 439 Cálculo propio: en la especificación IV de referencia, 1 MWh solar adicional se asocia con 0,278 MWh térmicos menos, condicional a sus controles. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-06, «Oferta Total Horaria.xlsx»: generación horaria por tecnología (cuaderno 05); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-06, «Demanda Horaria por Tipo.xlsx»: demanda local horaria (cuaderno 05); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-06, «Import-Export Horaria.xlsx»: importación y exportación horarias (cuaderno 05); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-06, «Potencia Instalada.xlsx»: pesos de capacidad eólica y solar (cuaderno 06); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-06, «Demanda Horaria por Provincia.xlsx»: pesos de energía provincial (cuaderno 06); CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos 2026-06, hoja «Base de Datos»: generación por central (pesos de capacidad, cuaderno 06); NASA POWER, API temporal horaria, centroides provinciales de Georef (WS50M, ALLSKY_SFC_SW_DWN, T2M, PRECTOTCORR; 2022-12-31 a 2026-01-01, hora UTC); Georef (Argentina), centroides provinciales tal como los guardó el informe publicado (cuaderno 06). Período: 2023-01-01 a 2025-12-31 (26.304 horas). Transformación: Estimación de variables instrumentales de dos etapas sobre la tabla horaria `model\_ready\_weather\_iv\_hourly` (: reconstruida desde las series primarias y coincidente con la archivada), 26.304 horas de 2023 a 2025: térmica (GWh) sobre eólica y solar (GWh) instrumentadas con los potenciales eólico y solar (GWh) construidos con viento e irradiancia de NASA POWER, controles de demanda local, nuclear, otras renovables y exceso térmico de calor y de frío ponderado por la demanda; efectos fijos de fecha y de hora×mes (centrado alternado hasta 1e-12); errores Newey-West (Bartlett, 168 horas) con la corrección $n/(n-2)$. Es la especificación `inherited\_hourly`. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-06 (actualizada el 21/07/2026); el modelo usa 2023-2025, años completos.
- 440 Inferencia del autor: el signo negativo se conserva en las variantes horarias IV de referencia, dinámica y escenarios geográficos archivados; sus magnitudes difieren. Premisas: La estimación IV de referencia da -0,4416 para la eólica y -0,2779 para la solar, reproducidas desde las series primarias de CAMMESA y NASA POWER (y); el signo es negativo. Las tablas archivadas del informe publicado traen la variante dinámica (-0,3768 y -0,1401) y los tres escenarios geográficos, con signo negativo en las 16 estimaciones leídas y magnitudes que difieren de 0,1296 a 0,4426 en valor absoluto.
- 441 Inferencia del autor: pero la respuesta no es total. Premisas: En la estimación IV de referencia, el coeficiente de la eólica es -0,4416 y el de la solar -0,2779: ambos de valor absoluto menor que 1 (y). Los errores estándar HAC de 168 horas son 0,0366 y 0,0580: los intervalos de 95 % ($\pm 1,96$ errores estándar) no llegan a -1 en ninguno de los dos (y).
- ◆ 442 Elección del autor: la geografía meteorológica y los supuestos de exclusión aconsejan leer los resultados como asociaciones condicionadas.
- 443 Inferencia del autor: los coeficientes instrumentales de 2023 a 2025 son -0,442 MWh térmicos por MWh eólico y -0,278 por MWh solar, ambos de magnitud menor que 1. Premisas: la operación cierra en cada hora; la especificación de referencia no incluye hidráulica ni intercambios contemporáneos, de modo que la parte no compensada por la térmica se reparte entre esas fuentes; los coeficientes son asociaciones condicionadas a la especificación y no se extrapolan fuera de la muestra.
- ▲ 444 CAMMESA. CAMMESA publica la planilla de nodos «AlmaMDI NODOS 30-01-2024» en la página «Áreas y nodos en la red con capacidad de Transporte o Distribución saturada», que la página de AlmaMDI lista como «Información Técnica Complementaria» de la convocatoria de la Resolución SE 906/2023. La página de AlmaMDI describe la convocatoria como una convocatoria a presentar Manifestaciones de Interés para incorporar, gestionar y financiar Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica. La página de los nodos describe la planilla como acompañada de un mapa de nodos y zonas según la condición frente a la saturación de transformadores o líneas de Alta Tensión. Fecha de la fuente: planilla publicada el 30/01/2024 (Last-Modified del archivo).
- 445 Cálculo propio: la hoja «Hoja2» de la planilla «AlmaMDI NODOS 30-01-2024» que publica CAMMESA tiene 411 registros, 408 con LAT y LONG y 3 sin ellas (AYSA BERNAL, SUR, LAS BREÑAS). Entre los registros con coordenadas, la columna REGION vale GBA en 143, LITORAL en 56, NOA en 50, NEA en 42, CENTRO en 39, BUENOS AIRES en 28, COMAHUE en 25, CUYO en 16, MIS en 9. El ZIP bajado de CAMMESA y el que el informe publicado registra como archivo adjunto del autor tienen el mismo, y el.xlsx del ZIP es igual byte a byte a la copia del informe publicado. Serie: CAMMESA, «AlmaMDI NODOS 30-01-2024» («Planilla Nodos»), hoja «Hoja2» Período: planilla del 30/01/2024. Transformación: Contar las filas de datos de la hoja «Hoja2» con pandas; contar las que tienen LAT y LONG no vacías; contar por REGION las que tienen coordenadas. No se hace el cruce con estaciones ni se interpreta ninguna columna. Corte de datos: planilla del 30/01/2024; descargada el 2026-10-06.

● 446 Pregunta abierta: no se encontró una definición de las columnas de la planilla «AlmaMDI NODOS 30-01-2024» (ZONA, CATEGORIA, LAT, LONG, ET, NOMBRE ET, kV, REGION, POTENCIA MAXIMA (MW) y LIMITACION 1, LIMITACION 2, LIMITACION 3) ni un desglose de la sigla «MDI» en los cuatro documentos de la convocatoria que enlaza la página de AlmaMDI (procedimiento, nota de presentación, memoria descriptiva y formulario del interesado) ni en las dos páginas de CAMMESA que los enlazan.

■ 447 Cálculo propio: cada uno de los 408 registros con coordenadas de la planilla AlmaMDI «NODOS 30-01-2024» se cruza con la estación transformadora más próxima de las 323 estaciones de la Secretaría de Energía. Con los umbrales del informe publicado (candidato por proximidad y nombre si la distancia es de hasta 15 km y la similitud de nombres de al menos 0,45; candidato sólo por proximidad si la distancia es de hasta 2,5 km), el cruce da 94 candidatos por proximidad y nombre, 6 candidatos sólo por proximidad y 308 registros sin coincidencia confiable; los 3 registros sin coordenadas no se cruzan. Son los mismos números y los mismos registros que en el cruce del informe publicado: en 408 de 408 registros coinciden la clase, la estación y la distancia a tres decimales. Los candidatos no son identidades validadas. Serie: CAMMESA, «AlmaMDI NODOS 30-01-2024» («Planilla Nodos»), hoja «Hoja2»; Secretaría de Energía, «Transporte eléctrico AT: estaciones transformadoras» (datos.energia.gob.ar), 323 estaciones; las baja y carga el módulo transporte (tabla `tra\_estaciones` de informe.duckdb). Período: planilla del 30/01/2024; estaciones descargadas el 4/10/2026. Transformación: Para cada registro de la hoja «Hoja2» con LAT y LONG no vacías: distancia de círculo máximo (haversine, radio 6.371,0088 km) a cada una de las estaciones con coordenadas legibles en el campo geojson; se toma la estación más próxima (sólo esa). Similitud de nombres: difflib.SequenceMatcher(None, a, b).ratio() entre el NOMBRE ET y el nombre de esa estación, ambos normalizados (mayúsculas, sin tildes, sin las palabras ET, E T, ESTACION, TRANSFORMADORA, CENTRAL, PROVINCIA DE y PROVINCIA, y los signos y blancos reducidos a un espacio). Clase: MATCHED_SPATIAL_AND_NAME si la distancia es de hasta 15 km y la similitud de al menos 0,45; si no, MATCHED_SPATIAL_ONLY si la distancia es de hasta 2,5 km; si no, NO_CONFIDENT_MATCH. Los registros sin LAT o sin LONG son MISSING_COORDINATES. Se cuenta cada clase y se compara registro por registro con NODE_CROSSWALK_v0.10.0.csv del informe publicado. Los tres umbrales (15 km, 0,45 y 2,5 km) y la regla de tomar sólo la estación más próxima son elecciones del autor del informe publicado. Corte de datos: planilla del 30/01/2024; estaciones de la Secretaría de Energía con actualización declarada el 5/9/2026, descargadas el 4/10/2026.

◆ 448 Elección del autor: una coincidencia sólo espacial requiere revisión humana;.

◆ 449 Elección del autor: las categorías y las limitaciones de la planilla AlmaMDI no se interpretan como restricciones eléctricas.

● 450 Inferencia del autor: el resultado no invalida el insumo; muestra la necesidad de identificadores persistentes y revisión humana de alias, tensiones e instalaciones próximas. Premisas: El cruce por nombre y distancia deja 94 candidatos por proximidad y nombre, 6 sólo por proximidad y 308 sin coincidencia confiable entre 408 registros con coordenadas. Dos de los candidatos por nombre: SCALABR. ORTIZ queda asignado a ROSARIO OESTE a 11,017 km (similitud 0,462) y SALADILLO S.FE, a ROSARIO OESTE a 14,994 km (similitud 0,519); ambos están dentro de los umbrales. 8 de los 94 candidatos por nombre están a más de 5 km de la estación asignada.

◆ 451 Elección del autor: la escala territorial hacia 2030 parte de tres datos: la categoría BUENOS AIRES con el 49,0 % de la demanda y sin frontera publicada; la punta que crece más rápido que la energía y se asocia con unos 0,4 GW por grado de exceso de calor; y la generación eólica y solar concentrada en la Patagonia, el grupo de Buenos Aires, el noroeste y Cuyo.

◆ 452 Recomendación del autor: que CAMMESA publique el diccionario territorial de sus categorías de demanda, con la jurisdicción imputada a cada agente y la separación entre la Ciudad Autónoma y la provincia de Buenos Aires. Es el hueco documental D01 del informe.

◆ 453 Recomendación del autor: que la proyección de punta a 2030 incluya escenarios de temperatura de verano por región y una relación entre calor y demanda que crezca más rápido en el calor extremo, además del crecimiento de la energía anual.

◆ 454 Recomendación del autor: que CAMMESA y la Secretaría de Energía usen un identificador común para los nodos de CAMMESA y las estaciones transformadoras de la capa de la Secretaría, y que con él publiquen el diccionario de la planilla AlmaMDI de áreas y nodos saturados.

▲ 455 CAMMESA. La base mensual de CAMMESA tiene una edición agosto 2026, con fecha de actualización 17/09/2026. Fecha de la fuente: página de CAMMESA descargada el 2026-10-06.

- 456 Cálculo propio: con el código de los cuadernos 05 y 06 de los releases v0.5.0 y v0.6.0 y las series primarias de CAMMESA (base mensual 2026-06) y de NASA POWER, se reconstruyen las dos tablas horarias intermedias del informe publicado: «model_ready_hourly_2023_2025» (26.304 filas, 20 columnas) y «model_ready_weather_iv_hourly» (26.304 filas, 52 columnas). Las dos tienen las mismas filas y las mismas columnas que las archivadas y la diferencia máxima absoluta es 0,0 en la primera y 9,1e-13 (wind_potential) en la segunda, menores a la tolerancia de 1,0e-6. Con la edición 2026-08 de la base mensual el cuaderno 05 no corre: «Import-Export Horaria.xlsx» trae 26.284 de las 26.304 horas de 2023 a 2025. Serie: CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-06, «Oferta Total Horaria.xlsx»: generación horaria por tecnología (cuaderno 05); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-06, «Demanda Horaria por Tipo.xlsx»: demanda local horaria (cuaderno 05); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-06, «Import-Export Horaria.xlsx»: importación y exportación horarias (cuaderno 05); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-06, «Potencia Instalada.xlsx»: pesos de capacidad eólica y solar (cuaderno 06); CAMMESA, Síntesis Mensual, base mensual 2026-06, «Demanda Horaria por Provincia.xlsx»: pesos de energía provincial (cuaderno 06); CAMMESA, Energía Renovables - Base de Datos 2026-06, hoja «Base de Datos»: generación por central (pesos de capacidad, cuaderno 06); NASA POWER, API temporal horaria, centroides provinciales de Georef (WS50M, ALLSKY_SFC_SW_DWN, T2M, PRECTOTCORR; 2022-12-31 a 2026-01-01, hora UTC); Georef (Argentina), centroides provinciales tal como los guardó el informe publicado (cuaderno 06). Período: 2023-01-01 a 2025-12-31 (26.304 horas). Transformación: Cuaderno 05 (despacho horario y desplazamiento fósil): une por AÑO, MES, N° MES, N° DIA, TIPO DIA, DIA, FECHA y HORA la oferta total horaria, la demanda local horaria y la importación y exportación horarias de 2023 a 2025 (validate one_to_one; el cuaderno se detiene si falta un valor) y deriva las columnas térmica, eólica, solar, gran hidráulica, nuclear, otras renovables, importaciones y requerimientos residuales. Cuaderno 06 (IV meteorológico): toma esa tabla, calcula potenciales eólico (curva de potencia cúbica entre 3 y 12 m/s, con 25 m/s de corte) y solar (irradiancia) con la temperatura, el viento y la irradiancia horarios de NASA POWER en los centroides provinciales, ponderados por capacidad instalada de CAMMESA (Potencia Instalada y generación de la planilla de renovables), y el exceso térmico ponderado por demanda provincial ($\max(T-22; 0)$ y $\max(15-T; 0)$); convierte UTC a hora civil argentina. Se compara cada columna con la de la tabla archivada (calculos/sesion3_reconstruir_tablas.py); mismas filas, mismas columnas, diferencia máxima absoluta menor a 1e-6. Corte de datos: CAMMESA, Síntesis Mensual, BASE_INFORME_MENSUAL_2026-06 (actualizada el 21/07/2026); el modelo usa 2023-2025, años completos.
- ◆ 457 Elección del autor: en el escenario ponderado de la meteorología, el punto de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (el centroide de la Ciudad en NASA POWER) representa a toda la región «GRAN BS.AS.» de la base de CAMMESA, y el centroide de la provincia de Buenos Aires representa al resto de la provincia (la región «BUENOS AIRES»).
- △ 458 Sin fuente recuperable: la concentración territorial vuelve más costosos los errores de coordinación: una parte importante de la punta y de la infraestructura de transformación se reúne en una misma geografía estadística. Se conserva el estado de partida: la participación en energía anual no prueba costo de errores ni participación en la punta (nota de partida).
- ◆ 459 Lectura histórica del autor, sin fuentes en esta edición: resume hitos de conocimiento general del sistema energético argentino (represas, centrales nucleares, red de alta tensión, gas de Neuquén y gasoductos troncales, exportación e importación de gas, Vaca Muerta), su juicio sobre la resiliencia del sistema frente a la mala praxis de varios sectores del poder, los actores externos que demandan gas y minerales (los documentados llevan su propia clave; los compradores de litio y cobre y los países vecinos se mencionan sin fuente) y la convicción de que la capacidad científica y técnica del país es el punto de partida, con la condición de organizar a la Nación, el sector privado y la ciencia. Los hitos se citarán con fuente en la próxima edición.
- ▲ 460 Southern Energy. Contrato con SEFE, que empieza con la operación del Hilli. 04/03/2026.
- 461 Cálculo propio: $2 \div 2,45 = 82 \%$. Compara un volumen contratado con una capacidad nominal.
- ▲ 462 YPF. Propuesta de financiamiento de US EXIM, sujeta a aprobación. 23/09/2026.
- ▲ 463 WAM, agencia de noticias de los Emiratos Árabes Unidos, y Gulf News: XRG es la inversora internacional de ADNOC y firmó el acuerdo marco de Argentina LNG con YPF y Eni. Dato fuera del registro, verificado por Claude (Cowork) el 11/10/2026.
- ▲ 464 Eni. Decisión de inversión esperada, socios y fase inicial de Argentina LNG. 02/10/2026.
- 465 Inferencia del autor. Premisas: la categoría BUENOS AIRES reúne la mitad de la demanda (TERR-M-PROV-CUOTAS); el gas sale de Neuquén (SG_VM) y la generación nueva, eólica y solar, está en la Patagonia, el noroeste y Cuyo (capítulo 8); ninguna de las 16 obras de transporte prioritarias tiene fecha (TER-046). Conclusión: la red eléctrica y los gasoductos son lo que articula a las provincias productoras con el centro industrial; sin esas obras ninguna inversión en producción rinde donde se usa la energía. El autor la declara la afirmación más importante de la apertura.
- 466 Inferencia del autor. Premisas: las centrales térmicas generaron el 52,68 % de la electricidad en 2025 (DEM-018) y queman sobre todo gas; el mismo gas abastece hogares, industria, centrales y, desde 2027, los barcos de GNL; el balance de julio de 2028 muestra un faltante posible (SG_INV28). Conclusión: una decisión sobre gas es una decisión sobre electricidad, y en invierno alguien elige qué uso se restringe.
- ◆ 467 Propuesta del autor: combinar gas, sol y viento para atraer procesamiento, fabricación y capacidades técnicas locales. La ventaja de precios frente a otros países y las emisiones de la combinación quedan por comprobar.
- 468 Cálculo propio sobre los 78 proyectos u obras del catálogo, contados sin duplicados.
- 469 Cálculo propio: $5.760 + 4.240 = 10.000$; $5.900 + 4.240 = 10.140$ millones de dólares. Suma los presupuestos publicados de proyectos en obra y decididos; no mide desembolsos ni financiación asegurada.
- 470 Cálculo propio: $125.401,5 \div 10.140 = 12,367$; $150.401,5 \div 10.000 = 15,040$. Los anuncios reúnen entre doce y quince veces el presupuesto de los proyectos en obra o decididos. Se comparan los extremos de los intervalos.
- 471 Cálculo propio, senda anual: consumo en boca de pozo + (exportación por gasoducto + gas para GNL) $\times 1,2582$. En 2035, entre 226,99 (consumo en tendencia, 48 para Argentina LNG) y 269,37 (Resolución 157, 54 para Argentina LNG). Producción de 2025: 141,355 (Capítulo IV). $226,99 \div 141,355 = 1,606$; $269,37 \div 141,355 = 1,906$.
- 472 Inferencia del autor: Vaca Muerta creció 20 % por año entre 2020 y 2025, más de lo que pide la senda; el balance de julio muestra un faltante de transporte en 2028 (SG_INV28). Premisas de la explicación: en julio el consumo del país llega a su máximo anual por la calefacción (serie mensual de ENARGAS, SG_DISP), los barcos de GNL requieren gas todos los meses (PAMPA063) y los gasoductos troncales operan en ese mes cerca de lo que recibieron en julio de 2025. La pieza que decide es la capacidad de llevar el gas en invierno.

- 473 Cálculo propio: una decisión final de inversión prevista para Diablillos en el segundo trimestre de 2027 + una para Los Azules a mediados de 2027 + una posible para la expansión de Centenario a fines de 2027 = tres decisiones previstas. No acredita decisiones tomadas ni certeza sobre su fecha.
- 474 Inferencia del autor: revisados los textos de los tres registros del módulo el 12/10/2026, ninguna afirmación fija una decisión, una obra o una entrada en servicio para 2032 o 2033. La ausencia corresponde a las fuentes reunidas; otras fuentes podrían anunciar hitos para esos años.
- ◆ 475 Declaración del autor, en sus palabras (13/10/2026): la condición es que la actividad deje beneficios verificables en el territorio y en su gente, y el objetivo es que los sectores estratégicos participen en conjunto en la construcción de la Nación; las bases de datos previas al capítulo y la decisión de no mencionar personas sirven para despegarse de la subjetividad y pensar en términos pragmáticos y modernos. «En Dios confiamos; todos los otros que traigan datos» es una máxima atribuida habitualmente a W. Edwards Deming.
- ◆ 476 Propuesta del autor: que la mayor parte del beneficio quede en la provincia productora y una parte verificable llegue al municipio receptor, sin fijar una proporción.
- ◆ 477 Propuesta del autor: reconocer el empleo local por la residencia habitual previa y la permanencia, con el territorio definido.
- ◆ 478 Propuesta del autor: reconocer el contenido local por el origen del bien y el valor agregado en el territorio. El domicilio del proveedor, por sí solo, no acredita ambos requisitos.
- ◆ 479 Propuesta del autor: examinar la distribución entre Nación, provincia y municipio, el papel de los proveedores bonaerenses, los compromisos de la inversión y el acceso al empleo. No se cuantifica la participación de los proveedores bonaerenses. El agro queda fuera de las actividades examinadas. El autor invita a investigadores de las áreas afines a pensar soluciones (13/10/2026).
- ◆ 480 Propuesta del autor: horizonte próximo 2030 y escenarios de largo plazo hacia 2035 y 2040.
- ◆ 481 Propuesta del autor: distinguir anuncio, decisión, obra y operación. Cada proyecto se clasifica por su última etapa documentada y, a igual fecha, por la más avanzada. La aprobación administrativa no determina la etapa física.
- 482 Cálculo propio sobre los 78 proyectos u obras del catálogo, agrupados por actividad y etapa. Cinco proyectos de Vaca Muerta aparecen tanto en petróleo como en gas; las filas no se suman.
- ◆ 483 Propuesta del autor: provincias y operadores de red ordenan las obras por fecha de entrada y compromiso verificable del usuario. Cada empresa confirma desembolsos y habilitación antes de que se comprometa infraestructura asociada. Se preparan ampliaciones por etapas y alternativas para los anuncios.
- ◆ 484 Propuesta del autor: planificar los centros de datos bajo el régimen de Demanda Extratendencial.
- ▲ 485 Secretaría de Energía. Resolución 264/2026, anexo: definición Demanda Extratendencial (XDEM) y Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). 25/09/2026.
- ▲ 486 Ministerio de Economía. Resoluciones 1025/2026 y 1381/2026: planes de Rincón de Aranda y Compañía MEGA aprobados; las notas separan aprobación administrativa de etapa física. Publicadas 21/07 y 26/08/2026.
- 487 Cálculo propio sobre los proyectos del catálogo que publican inversión. Millones de dólares: en operación, 3.783; en obra, 5.760–5.900; decididos, 4.240; anunciados, 125.401,5–150.401,5; sin etapa, 604–654. Cada proyecto entra una vez; cuando publica alternativas, se toman la menor y la mayor.
- ◆ 488 Propuesta del autor: usar los montos publicados en moneda corriente y distinguir presupuesto, desembolsos y financiamiento. La etapa corresponde al proyecto; los activos computables del RIGI se llevan por otra cuenta.
- 489 Inferencia del autor: los anuncios todavía requieren decisión de inversión y reúnen entre doce y quince veces el presupuesto de los proyectos en obra o decididos. Verificar el financiamiento y la decisión permite dimensionar las obras que dependen de ellos.
- ▲ 490 YPF. Argentina LNG: inversión prevista hasta 2031 y durante toda la vida del proyecto. 13/08/2026. Son montos previstos, no desembolsos observados.
- 491 Inferencia del autor: la suma de anuncios reúne presupuestos de proyectos con plazos distintos; Argentina LNG publica inversión hasta 2031 y para toda la vida del proyecto. La suma no equivale a desembolsos hasta 2030.
- 492 Inferencia del autor: los seis proyectos con demanda publicada combinan instalaciones en operación, obras y anuncios. Su suma no demuestra una nueva carga simultánea.
- ▲ 493 Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad. Ampliación del acceso autorizado de Aguada Pichana Este de 7 a 22 MW, en 33 kV. 22/09/2026. Es una autorización de acceso: no mide consumo ni acredita que la ampliación esté operativa.
- ◆ 494 Propuesta del autor: cada promotor presenta al operador de red su punto de conexión, curva de carga y fecha de entrada antes de dimensionar ampliaciones. Los refuerzos se ordenan por cronograma y compromisos de los usuarios.
- ▲ 495 Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040 (CEARE-UBA, ITBA, Fundación Avina, Secretaría de Gobierno de Energía y PNUD; autores Beljansky, Katz, Alberio y Barbarán), «Coincidencias y divergencias sobre el futuro de la energía en Argentina», ejercicio 2017–2018, nueve escenarios de once instituciones, modelo LEAP, año base 2016. Sin fecha de edición en el PDF; comentario de NewClimate Institute del 21/01/2019. Copia pública en el sitio del PNUD, consultada el 14/10/2026: <https://files.acquia.undp.org/public/migration/ar/f48eca28540c93b8f32106ab923a148ac2244c4c32f3e094e8d9baebadd6da36.pdf> · Coincidencias (p. 9): «será necesario más que duplicar y hasta triplicar la potencia instalada, alcanzando los 104,6 GW en promedio (con un mínimo de 85,5 GW y un máximo de 127,4 GW)»; p. 37: «a junio de 2018, el sistema eléctrico argentino tenía una potencia instalada de 37.775 MW». Cotejado el 14/10/2026.
- ▲ 496 Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040 (CEARE-UBA, ITBA, Fundación Avina, Secretaría de Gobierno de Energía y PNUD; autores Beljansky, Katz, Alberio y Barbarán), «Coincidencias y divergencias sobre el futuro de la energía en Argentina», ejercicio 2017–2018, nueve escenarios de once instituciones, modelo LEAP, año base 2016. Sin fecha de edición en el PDF; comentario de NewClimate Institute del 21/01/2019. Copia pública en el sitio del PNUD, consultada el 14/10/2026: <https://files.acquia.undp.org/public/migration/ar/f48eca28540c93b8f32106ab923a148ac2244c4c32f3e094e8d9baebadd6da36.pdf> · Coincidencias (p. 9 y 70): «se requerirán construir al 2030 en promedio 32.578 km (entre 19.500 km y 37.700 km) de líneas con subestaciones y compensadores, con una inversión promedio de 16.337 MMUSD». Tabla 5|2 (p. 44): km de líneas de AT a 2040 por escenario, de 45.400 (AGUEERA-UIA) a 98.400 (FEP); «a julio de 2018 hay del orden de 28.000 km de líneas de alta tensión en Argentina» (p. 43); «el detalle de análisis de expansión de red es un trabajo en sí mismo, aquí no considerado» (p. 44). Cotejado por Claude (Cowork) el 14/10/2026 en la copia pública.
- ▲ 497 Ministerio de Economía, sección Energía. Producción de petróleo de la formación Vaca Muerta: 643,1 mil barriles diarios en julio de 2026. Publicado 24/08/2026.

- ▲ 498 YPF. Ampliación de Oldelval completada en agosto de 2026; capacidad total aproximada 690 mil barriles diarios. Presentación publicada 10/08/2026.
- ▲ 499 YPF. Primeras exportaciones previstas por VMOS a comienzos de 2027 y capacidad aproximada de 180 mil barriles diarios. 10/08/2026.
- ▲ 500 YPF. Capacidad proyectada de VMOS: unos 550 mil barriles diarios en el segundo semestre de 2027. 10/08/2026.
- 501 Cálculo propio: $550 \div 643,1 \times 100 = 85,5\%$, redondeado a 86 %. Compara la capacidad proyectada de VMOS para el segundo semestre de 2027 con la producción diaria de Vaca Muerta en julio de 2026.
- 502 Cálculo propio: $690 + 550 = 1.240$ mil barriles diarios; $1.240 \div 643,1 = 1,93$. Suma la capacidad informada de Oldelval en agosto de 2026 y la proyectada de VMOS para el segundo semestre de 2027, y la compara con la producción de Vaca Muerta de julio de 2026. No incluye Duplicar Norte, cuyo perímetro no está aclarado. Capacidad nominal, no disponibilidad por tramo.
- ▲ 503 YPF. Avance físico aproximado de VMOS de 80 % en julio de 2026. Publicado 10/08/2026.
- ▲ 504 Oldelval. Duplicar Norte: avance global de 50 %. Comunicación de septiembre de 2026, sin día recuperado.
- ▲ 505 Oldelval. Duplicar Norte: habilitación prevista primer trimestre de 2027, capacidad 220.000 barriles diarios. Septiembre de 2026. Las notas requieren verificar perímetro y restricciones antes de sumar a Oldelval total.
- 506 Inferencia del autor: YPF informa una capacidad total de Oldelval de 690 mil barriles diarios y Oldelval informa 220 mil para Duplicar Norte. La documentación disponible no establece si el segundo volumen se agrega al primero; las notas piden verificar tramos compartidos y restricciones.
- ▲ 507 VMOS. Página institucional: primera fase tercer trimestre de 2026, 190.000 barriles diarios. Sin fecha editorial recuperada; consultada 07/10/2026. Discrepa con YPF fechado.
- ◆ 508 Propuesta del autor: VMOS acuerda con productores y compradores un único cronograma y alcance habilitado antes de contratar la primera salida. Persisten las fechas distintas publicadas por YPF y por VMOS.
- 509 Inferencia del autor: en el gas, la senda identifica el transporte de invierno como la pieza que decide; en el petróleo, Oldelval y VMOS suman una capacidad de salida cercana al doble de la producción de julio de 2026 antes de que exista la producción adicional que la llene. Premisas: capacidades informadas por YPF y producción publicada por el Ministerio de Economía.
- ▲ 510 Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Estadísticas Anuales 2025: producción de petróleo no convencional de la Argentina de 29.387.352 m³ en 2025. Publicado el 04/05/2026. Incluye gasolina y abarca todo el no convencional del país; no se atribuye el total a Vaca Muerta.
- 511 Cálculo propio: $29.387.352 \times 6,2898 \div 365 = 506.412$ barriles diarios, unos 506 mil. Convierte la producción anual de petróleo no convencional de 2025 a promedio diario con 6,2898 barriles por m³.
- 512 Inferencia del autor: $(643,1 \div 506,4)^{(1 \div 1,04)} - 1 \approx 0,26$. Compara el promedio diario de 2025 del petróleo no convencional del país, que incluye gasolina, con la producción de julio de 2026 de la formación Vaca Muerta; median 1,04 años entre mediados de 2025 y mediados de julio de 2026. Como la base de 2025 abarca más que Vaca Muerta, la tasa de la formación sería igual o mayor. Compara un promedio anual con un mes: es un orden de magnitud. El 7,1 % del escenario equivale a 0,27 veces esa tasa.
- 513 Inferencia del autor: Vaca Muerta produjo 643,1 mil barriles diarios en julio de 2026 y VMOS prevé transportar 550 mil en el segundo semestre de 2027. Aprovechar esa salida exige petróleo que los productores puedan entregar y vender.
- 514 Cálculo propio, julio de 2028, dos años después de julio de 2026: $643,1 \times (1,26^2 - 1) = 377,9$ mil barriles diarios adicionales, el 69 % de 550; $643,1 \times (1,071^2 - 1) = 94,6$ mil, el 17 % de 550. Supone que toda la producción nueva va a VMOS y que los destinos anteriores se mantienen.
- 515 Cálculo propio: años hasta sumar 550 mil barriles diarios a los 643,1 mil de julio de 2026. Con 26 % anual: $\ln(1.193,1 \div 643,1) \div \ln(1,26) = 2,67$ años, hacia comienzos de 2029. Con 7,1 % anual: 9 años, hacia 2035.
- ◆ 516 Propuesta del autor: antes de contratar la primera salida de VMOS, productores, transportistas y compradores acuerdan el volumen anual asignado al oleoducto y la ruta de la que proviene, para evitar capacidad ociosa o el desvío del petróleo que abastece al mercado interno.
- ▲ 517 Halliburton. Plataforma de fractura eléctrica ZEUS: admite motores alternativos, microrredes o red eléctrica. Fuente sin fecha editorial; consulta del registro 07/10/2026 y pasaje manual verificado 09/10/2026.
- 518 Inferencia del autor: Halliburton admite motores alternativos, microrredes o red como alimentación de su plataforma eléctrica. Electrificar equipos no determina por sí solo la demanda que tomará la red; no se presume cuál alimenta el despliegue argentino.
- ◆ 519 Propuesta del autor: productores y transportistas presentan la carga de extracción y bombeo del petróleo, con nodo y fecha de conexión. Neuquén, Río Negro y los operadores eléctricos acuerdan la secuencia antes de las habilitaciones previstas para 2027. Las empresas financian sus conexiones; no se atribuye una obligación jurídica nueva.
- ▲ 520 Ministerio de Economía, información fiscal provincial. Neuquén: 2.064.283 millones de pesos corrientes de regalías hidrocarburíferas en 2025. Incluye petróleo y gas. Datos vigentes al 06/04/2026. Corresponden a la provincia; no son ingreso municipal ni cuantifican fondos recibidos por Añelo.
- ◆ 521 Propuesta del autor: provincia y municipios vinculan recaudación, transferencias y obras de servicios con responsable y plazo. Si las salidas elevan los ingresos, reservan parte del aumento para infraestructura durable. No se fija porcentaje ni se presume una afectación vigente.
- ▲ 522 Repsol. Comunicado del 23/05/2014: venta de títulos de compensación y extinción de deuda reconocida de 5.000 millones de USD. El monto es deuda extinguida, separado de ingresos por venta de bonos y del remanente accionario.
- ◆ 523 Propuesta del autor: organismos concedentes y empresas explicitan compensaciones y mecanismos de revisión antes de comprometer activos. El antecedente de Repsol no acredita un resultado productivo ni una ventaja por tipo de propiedad.
- ▲ 524 Secretaría de Gobierno de Energía, Subsecretaría de Planeamiento Energético. Escenarios Energéticos 2030, edición 2019: producción nacional de petróleo de 899 mil barriles diarios con precios medios y 1.105 mil con precios altos en 2030. Publicado el 14/11/2019.
- 525 Inferencia del autor: la planificación de 2019 obtenía producciones distintas según el precio del petróleo. La expansión requiere examinar el precio al que puede venderse el barril.
- ▲ 526 Instituto Argentino de la Energía «General Mosconi». Informe de Tendencias Energéticas N° 113, septiembre de 2026: Vaca Muerta concentra el 72 % del petróleo nacional. La frase no explicita el mes; el porcentaje concuerda con las tablas de agosto de 2026.
- 527 Inferencia del autor: $643,1 \div 0,72 = 893,19$ mil barriles diarios, unos 893 mil. Se combina la producción de Vaca Muerta de julio de 2026 con una participación del 72 % que concuerda con agosto en las tablas del IAE. Se supone que esa participación aproxima la de julio. No es una medición de la producción nacional de julio.

- 528 Inferencia del autor: la aproximación mensual de 893 mil barriles diarios para 2026 está cerca de los 899 mil del escenario nacional de precios medios para 2030. 2030 – 2026 = 4 años. Compara escalas; no acredita haber alcanzado y sostenido el nivel anual proyectado.
- ▲ 529 Secretaría de Gobierno de Energía, Subsecretaría de Planeamiento Energético. Escenarios Energéticos 2030, edición 2019: producción de gas de 229 millones de m³ diarios en el escenario tendencial con exportaciones de GNL para 2030. Publicado el 14/11/2019.
- ▲ 530 Instituto Argentino de la Energía «General Mosconi». Informe de Tendencias Energéticas N° 113, septiembre de 2026: producción nacional de gas de 153,6 millones de m³ diarios en agosto de 2026 y variación de doce meses. Fuera del registro.
- 531 Inferencia del autor: los 153,6 millones de m³ diarios de gas de agosto de 2026 estaban por debajo de los 229 millones proyectados en 2019 para 2030 con exportaciones de GNL. El horizonte sigue siendo futuro; no se declara un incumplimiento definitivo.
- ◆ 532 Escenario del autor: hacia 2035 se sostienen los 643,1 mil barriles diarios de julio de 2026, con sus destinos y capacidad de evacuación anteriores; VMOS transporta 550 mil adicionales, todos de Vaca Muerta y vendidos. No desplaza flujos previos ni incorpora otras cuencas. $643,1 + 550 = 1.193,1$ mil barriles diarios, unos 1.193 mil o cerca de 1,2 millones. Es un nivel diario de referencia; no modela paradas, precios, inversión ni declinación. Si VMOS transporta menos, la producción adicional requerida baja en la misma cantidad.
- 533 Cálculo propio: $2035 - 2026 = 9$ intervalos anuales; $((643,1 + 550) \div 643,1)^{(1/9)} - 1 = 0,07108$, aproximadamente 7,1 % anual. Se usa el nivel de 1.193,1 mil barriles diarios antes del redondeo. Es una tasa entre niveles de producción, no una simulación de pozos.
- 534 Inferencia del autor: el escenario de 2035 exige 7,1 % anual, poco más de un cuarto del ritmo aproximado del último año; el volumen no aparece como el límite principal. No se modelan precios, contratos de venta ni capacidad portuaria, que quedan como condiciones abiertas.
- ▲ 535 Ministerio de Economía. Resolución 1025/2026, publicada el 21/07/2026: plan RIGI de Rincón de Aranda por 4.521 millones de dólares en activos computables. La solicitante estimó el 01/07/2031 para alcanzar la inversión mínima obligatoria de su categoría; no para completar toda la inversión.
- ◆ 536 Propuesta del autor: productores entregan una senda por área con declinación, perforación, inversión, precios y contratos; transportistas la contrastan con la capacidad de cada tramo y terminal. Deben identificar el puerto de exportación y comprobar su capacidad de embarque. La senda se revisa cada trimestre y su extensión a 2040 depende de la inversión que sostenga el nivel alcanzado.
- ▲ 537 Ministerio de Economía, sección Energía. Producción de gas de julio de 2026 en Vaca Muerta y en todo el país, y variación interanual de Vaca Muerta. Publicado el 24/08/2026.
- ▲ 538 TGS. Inicio de obra de la ampliación del Gasoducto Perito Moreno y 14 millones de m³ diarios adicionales para el invierno de 2027. 09/02/2026.
- ▲ 539 Resolución 873/2026. Capacidad prevista de San Matías Pipeline. 26/06/2026.
- ▲ 540 Pampa Energía. Gas requerido por los buques de SESA y aporte de Pampa. 05/05/2025.
- 541 Cálculo propio: $14 \div 27 = 52$ %. Las dos cifras son capacidades de transporte en millones de m³ diarios.
- 542 Cálculo propio: $27 \div 158,8 = 17$ %. Compara el pedido de los buques con la producción de gas de todo el país en julio de 2026.
- 543 Inferencia del autor: la demanda de gas del país tiene su pico en invierno. Se apoya en la Resolución 157/2025, que prevé importar para los picos de frío.
- ▲ 544 Resolución 157/2025, Secretaría de Energía. Demanda interna de gas 2025-2039, neta de importaciones para los picos invernales. 21/04/2025.
- ◆ 545 Propuesta del autor.
- ▲ 546 TGS. Decisión de inversión, monto y operación prevista de la planta de líquidos del gas natural. 10/06/2026.
- 547 Inferencia del autor: procesar líquidos del gas en el país es la forma de uso local que propone la tesis del capítulo.
- ▲ 548 Resolución 1381/2026. Plan RIGI de Compañía MEGA (Neuquén y Buenos Aires). 26/08/2026.
- ▲ 549 YPF Luz. Contrato de electricidad renovable con Compañía MEGA. 12/08/2025.
- ▲ 550 Provincia del Neuquén. Línea Loma Campana-Aguada Pichana Este. 23/05/2025.
- ▲ 551 Provincia del Neuquén. Generación propia del proyecto Los Toldos II Este. 20/08/2026.
- ▲ 552 Capstone Energy+. Turbinas a gas para una planta compresora en Río Negro ligada a la exportación de GNL, con puesta en servicio prevista en agosto de 2027. 01/10/2026.
- ▲ 553 Vista Energy. Consumo de electricidad y compra de electricidad renovable, 2024 y 2025, activos operados en Argentina. Reporte sin fecha de publicación.
- 554 Cálculo propio: $121.976 \div 142.370$ MWh = 86 % en 2025; en 2024 la compra renovable fue de 50.879 MWh. Perímetro: activos operados por Vista.
- 555 Inferencia del autor a partir de los casos de Aguada Pichana Este (red), Los Toldos II Este y la planta compresora (generación propia con gas).
- ◆ 556 Propuesta del autor.
- ▲ 557 Provincia del Neuquén. Demanda de empleo de la industria hacia 2030. 04/03/2026.
- ▲ 558 COPADE, Neuquén. Servicios de los hogares del departamento Añelo, Censo 2022.
- ▲ 559 Provincia del Neuquén. Entrega de viviendas sociales en Añelo. 17/03/2026.
- ▲ 560 Provincia del Neuquén. Presión sobre los recursos hídricos superficiales y subterráneos. 16/09/2026.
- 561 Inferencia del autor a partir de la demanda de empleo, los servicios de los hogares, las viviendas entregadas y la presión sobre el agua.
- ▲ 562 Ley 17.319, artículo 71, en el texto de la Ley 27.742. Personal argentino y preferencia por residentes de la región. 08/07/2024.
- ◆ 563 Propuesta del autor, conforme al criterio del capítulo: las obligaciones de servicios corren por cuenta de las empresas.
- ▲ 564 Decreto 730/2022. Plan Gas.Ar hasta 2028. 04/11/2022.
- ▲ 565 Reglamentación del Decreto 1057/2024. Autorizaciones de exportación de GNL por 30 años. 29/11/2024.
- ◆ 566 Propuesta del autor: senda anual de gas y GNL 2015-2040, armada con la producción de Capítulo IV de la Secretaría de Energía y los datos operativos de ENARGAS; se actualiza con cada dato nuevo.
- ▲ 567 Golar LNG. Socios de SESA. 13/08/2026.
- ▲ 568 Pampa Energía. Decisión de inversión y capacidad nominal del Hilli Episayo. 05/05/2025.
- ▲ 569 Golar LNG. Decisión de inversión del segundo buque (MKII, luego Esperanza) y su capacidad. 06/08/2025.
- 570 Cálculo propio: $27 - 6 = 21$ millones de m³ diarios.
- ▲ 571 Southern Energy. Ficha de San Matías Pipeline: inicio de obra en agosto de 2026 y finalización prevista a mediados de 2028. 11/09/2026.
- ▲ 572 Southern Energy. Préstamo sindicado de San Matías Pipeline. 11/09/2026.
- ▲ 573 Golar LNG. Inicio de operación comercial del Hilli en la Argentina. 13/08/2026.

- ▲ 574 Southern Energy. Página «El proyecto»: «Inicialmente el proyecto se abastecerá de gas natural utilizando la capacidad existente del sistema de transporte argentino en los meses del año con menor demanda local. El proyecto prevé que las dos terminales flotantes de licuefacción puedan operar todo el año a partir de 2028, lo que supone la construcción de un gasoducto dedicado». Hilli 11,5 millones de m³ diarios; Esperanza 16. Impresión del 13/10/2026 (A03 del manifiesto); la página no muestra fecha de publicación.
- ▲ 575 Southern Energy. Comunicado del 26/11/2025, «Inician la descarga del primer cargamento de ductos»: «un gasoducto onshore de 15 kilómetros de longitud y 30 pulgadas de diámetro que se vinculará con el Gasoducto San Martín y dos gasoductos offshore de 6 kilómetros cada uno»; el Hilli Episeyo «comenzará a operar en septiembre de 2027»; para mediados de 2028 «se prevé construir un gasoducto dedicado». Impresión del 13/10/2026 (A02 del manifiesto).
- ▲ 576 Golar LNG. Conversión y contrato argentino del Esperanza. 13/08/2026.
- 577 Inferencia del autor: la finalización del gasoducto y el contrato del Esperanza caen en el mismo semestre de 2028.
- 578 Inferencia del autor. Premisas: el Hilli opera desde septiembre de 2027 (SESA_DUCTOS) y el gasoducto dedicado termina a mediados de 2028 (SESA069); la fase inicial usa capacidad existente en meses de menor demanda (SESA_INICIAL). Enmienda del 13/10/2026: antes se apoyaba en que las fuentes no decían por qué vía llegaba el primer gas; lo decían desde noviembre de 2025.
- ◆ 579 Propuesta del autor, enmendada el 13/10/2026: planificar qué capacidad del San Martín se asigna al Hilli entre 2027 y 2028 y qué pasa si el gasoducto dedicado se atrasa hasta julio de 2028. Motivo: Southern Energy declara que la fase inicial opera con capacidad existente fuera de los meses de mayor demanda.
- 580 Cálculo propio: $12 \div (2,45 + 3,5) = 2,0$.
- ▲ 581 YPF. Empleo durante la construcción de Argentina LNG, 2026-2030. 13/08/2026.
- 582 Inferencia del autor: obra entre 2026 y 2030 con pico en el tercer año.
- ▲ 583 Agencia Internacional de Energía. El traslado del Hilli como relocalización de capacidad existente. 01/10/2026.
- 584 Inferencia del autor sobre la lectura de la Agencia Internacional de Energía.
- ▲ 585 Southern Energy. Empleo durante la construcción y exportaciones previstas para 2027-2035. 04/03/2026.
- ▲ 586 Provincia de Río Negro. Ley 5805 y Decreto 618/2026, contratación con proveedores rionegrinos. Página sin fecha, consultada el 07/10/2026.
- ▲ 587 Resolución SE 353/2025, artículo 2. Garantía de estabilidad de la exportación de GNL de SESA. 25/08/2025.
- ◆ 588 Propuesta del autor, conforme al criterio del capítulo sobre contenido local.
- 589 Inferencia del autor: los tres usos dependen del mismo yacimiento.
- 590 Cálculo propio: $30,6 \text{ TCF} \times 0,0283168 \text{ m}^3 \text{ por pie cúbico} = 866.500 \text{ millones de m}^3$; dividido por los 5.478 días de 2025 a 2039 da 158 millones de m³ diarios. Es un promedio anual, neto de las importaciones de invierno; en invierno el consumo es mayor.
- 591 Cálculo propio: recta del gas entregado a usuarios (ENARGAS, Gas Entregado Total Sistema) entre 2015 y 2025: -1,22 millones de m³ diarios por año. Senda de gas del módulo; datos hasta julio de 2026.
- ◆ 592 Escenario del autor: SESA pide 27 millones de m³ diarios para 5,95 millones de toneladas anuales, es decir 4,54 por cada millón de toneladas; aplicado a los 12 millones de la primera fase de Argentina LNG da 54, desde 2031. Supone que ambos proyectos usan gas en la misma proporción. En 2019 la Secretaría de Gobierno de Energía usó 30 millones de m³ diarios para 7,5 millones de toneladas anuales (4,0 por millón); con esa proporción serían 48.
- 593 Cálculo propio: producción en boca de pozo (Capítulo IV, Secretaría de Energía) $\div$ (gas entregado + exportación - importación de GNL, ENARGAS) en 2025 = 1,2582. Incluye consumo de yacimientos y plantas, combustible y pérdidas del transporte y la diferencia de poder calorífico.
- ▲ 594 Secretaría de Gobierno de Energía, Subsecretaría de Planeamiento Energético. Escenarios Energéticos 2030, edición 2019, tabla 2-4: producción de gas en 2030. 14/11/2019. Fuera del registro, en la carpeta «Fuentes planificación algunas».
- 595 Cálculo propio, senda anual: en 2030, entre 174,28 y 200,86 millones de m³ diarios. Argentina LNG entra en 2031.
- 596 Cálculo propio para la figura 11. Serie: senda de gas del módulo (modulo_prospectiva/sendas_gas/SEND_A_GAS_M9.csv): producción de Capítulo IV de la Secretaría de Energía y datos operativos de ENARGAS. Período: 2015-2025 observado y 2026-2040 requerido. Transformación: una sola frontera, gas en boca de pozo, con el factor de 1,2582 (SG_COC); sendas $\text{base_res157|conv_sesa}$ (Resolución 157, 54 millones de m³ diarios para Argentina LNG) y $\text{tendencia|conv_2019}$ (consumo en tendencia, 48). Programas: $\text{figuras/datos_F11.py}$ y $\text{figuras/figura_F11.py}$; datos en $\text{figuras/datos/F11.csv}$. Cotejo: 55 de 55 cifras. Corte: datos hasta agosto de 2026. Actualización: correr la senda y los dos programas con datos nuevos.
- 597 Inferencia del autor: en los doce meses a agosto de 2026 sólo creció la cuenca neuquina, y dentro de ella la Vaca Muerta (IAE N° 113, p. 8 y 10).
- ▲ 598 Instituto Argentino de la Energía «General Mosconi». Informe de Tendencias Energéticas N° 113, septiembre de 2026: gas de Vaca Muerta y gas convencional, variación de doce meses. Fuera del registro.
- 599 Cálculo propio sobre Capítulo IV: Vaca Muerta produjo 29,985 millones de m³ diarios en 2020 y 75,585 en 2025; $(75,585 \div 29,985)$ elevado a 1/5, menos 1 = 20,3 % anual. Requerido en 2035: 161,2 a 203,6 con el resto de las cuencas en su nivel de 2025 (7,9 % a 10,4 % anual); 204,1 a 246,4 si el resto cae 10 % por año (10,4 % a 12,6 % anual).
- 600 Cálculo propio: gas recibido por todo el sistema en julio de 2025 (ENARGAS), 156,77 millones de m³ diarios, más 14 del Perito Moreno desde el invierno de 2027: $156,77 + 14 = 170,77$. Es una cota inferior: julio de 2025 no fue necesariamente el tope.
- 601 Cálculo propio, julio de 2028: requerido = consumo de julio + exportación por gasoducto + 27 de SESA por la red troncal. Con la Resolución 157: $170,77 - 188,15 = -17,38$. Con el consumo en tendencia: $170,77 - 165,23 = 5,54$. Supone que el gasoducto de San Matías no opera en julio de 2028.
- ▲ 602 ENARGAS, Informe anual 2025, capítulo 2, cuadro «Expansión de la capacidad nominal de inyección por gasoducto (troncales)», en $\text{MMm}^3/\text{día}$: Norte 28,5; Centro Oeste 34,1 (TGN 62,6); Neuba I 15,5; Neuba II 38,1; San Martín 41,1 (TGS 94,7); total del sistema 157,3 al 31/12/2025. El informe no publica capacidad por tramo entre plantas compresoras. Descargado el 13/10/2026 (A11 del manifiesto); el Informe anual 2024 trae la misma serie hasta 2024 (A10).
- ▲ 603 ENARGAS, Datos estadísticos de transporte y distribución, cuadro II.04.02 «Capacidad de transporte contratada en firme, por cargador», en miles de m³/día, TGN y TGS, planilla Contratos.xlsx, 412 filas. Descargada el 13/10/2026 (A12 del manifiesto).
- ▲ 604 Transportadora de Gas del Norte. Bases del Concurso Abierto 01/2026 para contratación de capacidad remanente de transporte en firme, junio de 2026, punto 2.1: reserva de capacidad ofrecida y disponibilidad máxima condicional por zona de recepción y entrega, en m³/día de gas de 9.300 kcal/m³, con una limitación conjunta de 7.450.000 m³/día desde GBA hacia Salta, Tucumán, Central, Aldea Brasileira y Litoral Norte. Descargado el 13/10/2026 (A09 del manifiesto).

- ◆ 605 Propuesta del autor sobre los datos que necesita la planificación, enmendada el 13/10/2026: integrar la capacidad nominal por gasoducto (ENARGAS), la capacidad contratada en firme por cargador (ENARGAS) y la ofrecida por zonas en concursos (transportistas) con las dos series que no tienen publicación completa, la capacidad operativa por tramo y los volúmenes de cada contrato de exportación. Motivo: la versión anterior decía que la capacidad de transporte no tenía serie pública.
- ◆ 606 Propuesta del autor.
- 607 Inferencia del autor a partir del desfase entre el Hilli y el gasoducto dedicado de SESA.
- ▲ 608 Secretaría de Minería. Producción preliminar argentina de 116.000 toneladas de carbonato de litio equivalente en 2025. Compendio publicado en abril de 2026.
- ▲ 609 Eramet. Centenario-Ratones produjo 6.700 toneladas de carbonato de litio equivalente durante su primer año de aumento de producción, en 2025. Actualización del 27/05/2026.
- ▲ 610 Eramet. Capacidad nominal existente de Centenario-Ratones: 24.000 toneladas anuales de carbonato de litio equivalente. 01/10/2026.
- ▲ 611 Eramet. En mayo de 2025 revisó la puesta en marcha de Centenario por equipos defectuosos; posteriormente informó recuperación conforme al programa revisado. Informe integrado publicado en abril de 2026.
- ◆ 612 Propuesta del autor: a Eramet le conviene estabilizar el funcionamiento de la planta existente de Centenario antes de ampliarla, a partir de su experiencia de puesta en marcha.
- ▲ 613 Lithium Argentina. Producción de Cauchari-Olaroz en 2025 de aproximadamente 34.100 toneladas, incluido concentrado de cloruro de litio; corresponde a la operación completa. 23/03/2026.
- ▲ 614 Lithium Argentina. Cauchari-Olaroz registró una pérdida neta de USD 39 millones en 2025. El resultado corresponde al proyecto. 23/03/2026.
- 615 Inferencia del autor: Cauchari-Olaroz produjo aproximadamente 34.100 toneladas en 2025 y registró una pérdida neta de 39 millones de dólares. La producción comercial no bastó para obtener un resultado neto favorable ese año; no se deduce un déficit operativo ni una causa de la pérdida.
- ◆ 616 Propuesta del autor: antes de aprobar ampliaciones, las operadoras deberían contrastar continuidad de los equipos, ingreso por tonelada vendida y costos de operación y financiamiento.
- ▲ 617 Río Tinto. Rincón está en construcción y tiene una capacidad objetivo aproximada de 60.000 toneladas anuales de carbonato de litio grado batería. 11/03/2026.
- ▲ 618 Río Tinto. Paquete de préstamos asegurado por USD 1.175 millones para Rincón; no acredita desembolso íntegro. 11/03/2026.
- ▲ 619 Río Tinto. Primera producción de Rincón prevista para 2028 y tres años de aumento gradual hasta plena capacidad. 11/03/2026.
- 620 Cálculo propio: 2028 + 3 años = aproximadamente 2031. Traslada el cronograma de Río Tinto a un año orientativo; la fecha precisa depende del mes de arranque y del aumento gradual.
- ▲ 621 Eramet. Primera expansión estudiada de Centenario-Ratones: 11.000 toneladas anuales adicionales de carbonato de litio equivalente; prefactibilidad completada e ingeniería detallada en curso. 01/10/2026.
- ▲ 622 Eramet. Inversión adicional estimada de USD 350 millones y posible decisión final de inversión a fines de 2027 para la primera expansión de Centenario-Ratones. 01/10/2026.
- ◆ 623 Propuesta del autor: Eramet puede usar el período anterior a su eventual decisión de fines de 2027 para contrastar el funcionamiento de la planta existente con las exigencias de la expansión.
- ▲ 624 Río Tinto / Rincón Mining. Evaluación ambiental de mayo de 2024: requerimiento eléctrico de 69,8 MW para la versión de 50.000 toneladas anuales, incluyendo proceso, bombeo y auxiliares.
- ◆ 625 Propuesta del autor: Río Tinto debería conciliar suministro y demanda de su diseño eléctrico con la capacidad objetivo de 60.000 toneladas anuales antes del arranque previsto para 2028, sin extrapolar proporcionalmente los 69,8 MW del diseño anterior.
- ▲ 626 Eramine. Cogeneración para sus operaciones en Argentina: cuatro generadores de 7 MW cada uno, conexión al gas y recuperación de gases de escape para producir vapor y agua caliente. La descripción del sistema no nombra Centenario. 24/03/2026.
- 627 Inferencia del autor: Eramine opera Centenario y describe su cogeneración en Argentina; se asocia esa instalación con la planta de Centenario. La descripción del sistema no identifica expresamente la planta y no constituye una corroboración independiente de su localización.
- ◆ 628 Propuesta del autor: al comparar red eléctrica y generación propia en Centenario, conviene evaluar también la provisión de vapor y agua caliente que hoy se obtiene de los gases de escape.
- ▲ 629 Corte de Justicia de Catamarca. El 13/03/2024 ordenó un estudio ambiental acumulativo e integral en Los Patos y condicionó nuevos permisos a su realización; no ordenó una clausura general de las operaciones existentes.
- ▲ 630 Corte de Justicia de Catamarca. El 30/03/2026 levantó por mayoría la causal de Los Patos, con disidencia; el proceso principal continuó.
- ◆ 631 Propuesta del autor: los ministerios provinciales competentes y las operadoras deberían incorporar el calendario judicial y la evaluación conjunta de las extracciones de agua antes de comprometer nuevas fechas de arranque en la cuenca de Los Patos.
- ▲ 632 Secretaría de Minería. El rubro litio registró 5.382 puestos de trabajo en marzo de 2026; informe publicado en junio de 2026.
- ▲ 633 Salta. La Ley 8164 fija contratación preferente de proveedores locales no inferior al 70 % del monto total anual contratado, con condiciones y progresividad. Publicación del 22/10/2019.
- ◆ 634 Propuesta del autor: operadoras e instituciones de formación de Salta deberían organizar prácticas remuneradas antes del arranque de Rincón previsto para 2028 y seguir contratación posterior y residencia. Las autoridades provinciales deberían contrastar compras locales con el trabajo y los servicios realizados en la provincia. No se afirma que estos acuerdos existan ni que contratar proveedores locales garantice por sí solo residencia o empleo.
- ◆ 635 Escenario del autor: hacia 2035, Centenario estabiliza su capacidad existente de 24.000 toneladas anuales de LCE, Eramet aprueba y construye la expansión de 11.000 y ambas sostienen la capacidad nominal durante un año completo. Supone permisos, agua, energía, disponibilidad técnica y compradores para esa producción; no constituye pronóstico ni capacidad ya instalada.
- 636 Cálculo propio: 24.000 + 11.000 = 35.000 toneladas anuales de carbonato de litio equivalente. Suma capacidad existente y expansión estudiada; producción sólo bajo las condiciones del escenario.
- ▲ 637 Río Tinto. Objetivo de producción de Rincón previamente informado de aproximadamente 53.000 toneladas anuales, conservado en la nota del anuncio de marzo de 2026. Difiere de las 60.000 toneladas de capacidad; no se precisa la fecha del objetivo previo.
- ◆ 638 Escenario del autor: hacia 2035, Río Tinto mantiene el objetivo de producción previamente informado de aproximadamente 53.000 toneladas anuales de Rincón, concreta el arranque previsto para 2028, completa el aumento gradual de tres años y sostiene ese volumen hasta 2035. Supone permisos, agua, energía, funcionamiento continuo suficiente y venta del producto. El objetivo previo no se presenta como una nueva proyección de la empresa a 2035.

- ◆ 639 Propuesta del autor: las operadoras deberían reunir producción vendida por producto, horas de funcionamiento, consumos de electricidad y gas, extracción de agua por fuente y costos por tonelada; las autoridades mineras y ambientales podrían revisarlos por planta antes de cada ampliación, junto con empleo y proveedores.
- ▲ 640 McEwen Copper. Préstamo de 240 millones de dólares cerrado para avanzar Los Azules antes de la decisión final; no acredita financiamiento integral. 27/08/2026.
- ▲ 641 McEwen. Decisión final de inversión y financiamiento integral de Los Azules previstos para mediados de 2027; producción comercial de cátodos como objetivo para 2030, condicionada al financiamiento y las aprobaciones. 27/08/2026.
- 642 Inferencia del autor: el préstamo de 240 millones de dólares financia el avance previo a la decisión final; McEwen todavía prevé completar el financiamiento a mediados de 2027. La construcción depende de resolver ese financiamiento.
- ◆ 643 Propuesta del autor: antes de la decisión prevista para mediados de 2027, McEwen, los financiadores y los responsables de las conexiones tendrían que acordar la disponibilidad de fondos, agua y electricidad por etapa.
- ▲ 644 Lundin Mining. Evaluación económica preliminar de Vicuña: demanda de diseño de 380 MW para las etapas iniciales combinadas y aproximadamente 738 MW para todas las fases. 16/02/2026.
- ▲ 645 Lundin Mining. Para atender la demanda final de Vicuña prevé ampliar Chaparroy construir una línea de 500 kV hasta La Rioja Sur, junto con otras obras de transporte y transformación. 16/02/2026.
- 646 Cálculo propio: $260 \div 380 \times 100 = 68,42 \%$, aproximadamente 68 %; $260 \div 738 \times 100 = 35,23 \%$, aproximadamente 35 %. Se compara el acceso autorizado para la fase inicial de Josemaría con la demanda de diseño de las etapas iniciales combinadas y de todas las fases de Vicuña. No equivale a un porcentaje de obras ejecutadas ni de abastecimiento operativo.
- ◆ 647 Propuesta del autor: la minera y los operadores de transporte tendrían que vincular cada ampliación con la decisión de inversión y la fecha de entrada de su fase antes de reservar capacidad para expansiones posteriores.
- ▲ 648 Lundin Mining. Agua para la tercera etapa de Vicuña: propuesta de 2.000 litros por segundo de agua desalinizada desde Chile. La evaluación supone financiamiento separado de la infraestructura hídrica. 16/02/2026.
- ◆ 649 Propuesta del autor: antes de comprometer la expansión, conviene que Vicuña identifique financiador, operador, permisos y fecha del suministro de agua; los responsables de las redes tendrían que incorporar la demanda de desalinización y bombeo según ubicación y abastecimiento. No se atribuye esa demanda a la red argentina sin comprobar dónde se consume.
- ▲ 650 McEwen. Factibilidad de Los Azules: 148.200 toneladas anuales de cátodos de cobre como promedio de vida de mina, de 21 años en el caso base. 07/10/2025.
- ▲ 651 McEwen. Factibilidad de Los Azules: demanda eléctrica estimada de 119 MW y pico de uso de agua del sitio de 244,2 litros por segundo. El agua corresponde al máximo del sitio, no al promedio de proceso. 07/10/2025.
- ▲ 652 First Quantum. Taca Taca: demanda de 180–240 MW publicada el 10/02/2026 para el esquema de ampliación de 30 a 60 millones de toneladas de mineral por año. El informe del 19/02/2026 cambió la secuencia a 40–60 millones; no se presume que ratifique la demanda eléctrica anterior.
- ▲ 653 PSJ Cobre Mendocino. Diseño optimizado: hasta 42 mil toneladas de mineral procesado por día y 141 litros por segundo de agua que la empresa declara ya aprobados. Es mineral, no cobre producido; el comunicado no sustituye al acto de permiso. 08/09/2026.
- ◆ 654 Propuesta del autor: First Quantum y PSJ tendrían que confirmar la demanda eléctrica de sus diseños vigentes antes de que Salta y Mendoza comprometan refuerzos. La electricidad del diseño anterior de PSJ y del esquema previo de Taca Taca no se trasladan automáticamente al proyecto modificado.
- ▲ 655 Glencore Pachón. Compras y servicios a empresas sanjuaninas durante 2025: 34,4 millones de dólares; el 57 % de ese monto correspondió a proveedores de Calingasta. Publicado el 15/12/2025, sin presumir cierre contable anual.
- ▲ 656 McEwen. Pico de la campaña de campo anterior a agosto de 2026 de Los Azules: más de 500 empleados y casi el 90 % contratado en San Juan. Es empleo de campaña, no plantilla permanente de operación. 27/08/2026.
- ◆ 657 Propuesta del autor: conviene que mineras, escuelas técnicas y universidades acuerden antes de construir la formación para operación y mantenimiento. Las empresas tendrían que informar qué compran, dónde se fabrica y qué tareas se realizan en el municipio receptor.
- ▲ 658 Agencia Internacional de Energía. Perspectiva mundial de minerales críticos 2026: brecha de oferta de cobre proyectada para 2035 de 25 %, frente a aproximadamente 30 % en la edición anterior. Compara proyectos anunciados con requerimientos de producción primaria; no es déficit observado ni meta argentina. 16/07/2026.
- ◆ 659 Propuesta del autor: conviene que los promotores prueben la viabilidad financiera con precios y contratos de venta que admitan la entrada de otros productores antes de comprometer la construcción. No se deduce un precio garantizado de una brecha mundial proyectada.
- ▲ 660 Secretaría de Minería. Cartera avanzada de cobre 2026: El Pachón, inicio proyectado de producción en 2034 y producción anual media de 338 mil toneladas de cobre. Es una proyección de cartera y no un compromiso de puesta en marcha; fecha editorial anual.
- ◆ 661 Escenario del autor: Los Azules inicia en 2030 y El Pachón en 2034, conforme a sus metas publicadas; ambos producen en 2035 sus promedios anuales proyectados. $148.200 + 338.000 = 486.200$ toneladas de cobre por año, unas 486 mil o cerca de medio millón. Supone que El Pachón alcance ese nivel al año siguiente del inicio y que no haya demoras de permisos, financiamiento, agua o electricidad. No reproduce las curvas de arranque, declinación ni mantenimiento; no equipara los productos comerciales de ambas minas.
- ◆ 662 Propuesta del autor: las empresas tendrían que entregar curvas anuales de producción, agua y electricidad; los transportistas podrían comparar su ejecución con los refuerzos. Las mineras tendrían que verificar la forma comercial del cobre, el puerto y los contratos de venta. Para extender la senda a 2040 conviene revisar la producción alcanzada y la inversión de mantenimiento.
- ▲ 663 Pan American Silver. Producción preliminar y no auditada de Cerro Moro en 2025: 83,1 mil onzas de oro y 2,51 millones de onzas de plata. Publicado el 20/01/2026.
- ▲ 664 Newmont. Reinicio de las extensiones subterráneas de Cerro Negro después de una pausa de un año para revisar la asignación de capital y mejorar seguridad y productividad. 19/02/2026.
- ▲ 665 Newmont. Cerro Negro District Expansion 1: capital de desarrollo estimado entre 550 y 600 millones de dólares. 19/02/2026.
- 666 Inferencia del autor: Cerro Negro reanudó obras destinadas a extender la vida de sus minas subterráneas y les asignó capital de desarrollo. Sostener la extracción requiere ejecutar esas extensiones; no se presume un ritmo de agotamiento ni una producción futura.

- ▲ 667 Secretaría de Minería. Cerro Negro: producción estimada de 202.000 onzas de oro para 2025. Cartera de proyectos de oro 2026; no se presenta como producción auditada ni como proyección de continuidad.
- ▲ 668 Barrick. Energización de la línea de Veladero desde la red chilena, sin acreditar conexión de la mina al sistema argentino. 22/12/2022.
- ▲ 669 Barrick. Inversión conjunta con Shandong de 54 millones de dólares en la conexión eléctrica de Veladero. 22/12/2022.
- ▲ 670 Fortuna Mining. La generación fotovoltaica cubrió el 26 % de la demanda eléctrica de Lindero en junio de 2025. Comunicado del 09/07/2025; porcentaje mensual.
- ◆ 671 Propuesta del autor: cada minera necesita acordar el suministro y el respaldo eléctrico para la ampliación antes de comprar los equipos de proceso. No se extrapola a otras minas la participación solar mensual de Lindero.
- ▲ 672 Ministerio de Economía. Resolución 562/2026: el plan aprobado de Diablillos estimaba construcción desde julio de 2026 y operación en julio de 2029. Publicado el 11/05/2026; aprobación administrativa, no constatación de avance físico.
- ▲ 673 AbraSilver. Primera producción de Diablillos prevista antes de terminar 2029, sujeta a decisión final de inversión esperada para el segundo trimestre de 2027. Página sin fecha editorial.
- 674 Inferencia del autor: el plan aprobado estimaba construir desde julio de 2026 y AbraSilver espera decidir la inversión en el segundo trimestre de 2027. La aprobación administrativa no prueba que la construcción haya comenzado conforme a aquel calendario.
- ◆ 675 Propuesta del autor: Salta, Catamarca y AbraSilver tendrían que acordar un cronograma común de decisión, construcción y puesta en marcha antes de comprometer obras asociadas.
- ▲ 676 AbraSilver. Factibilidad de Diablillos: 721,5 millones de dólares de capital inicial entre la decisión final de inversión y la primera producción. Página sin fecha editorial.
- ▲ 677 AbraSilver. Factibilidad de Diablillos: abastecimiento inicial con diésel y conexión a la red en el tercer año operativo. Página sin fecha editorial; no se asigna un año calendario a esa conexión.
- ◆ 678 Propuesta del autor: AbraSilver y el operador necesitan acordar conexión, obras y financiamiento antes de la decisión de inversión prevista para 2027. La empresa tendría que contratar el combustible y la generación del período anterior a la conexión.
- ▲ 679 Ministerio de Producción y Minería de Salta. Diablillos: más de 2.000 empleos directos e indirectos proyectados para la construcción. 25/06/2026; no es dotación permanente.
- ▲ 680 Ministerio de Producción y Minería de Salta. Capacidad de contratación local de Diablillos repartida por mitades entre Salta y Catamarca. 25/06/2026; anuncio, no cuota legal ni contratación cumplida.
- ◆ 681 Propuesta del autor: provincias, instituciones de formación y empresa podrían acordar oficios y vacantes antes de la obra. Conviene seguir la contratación de residentes y su continuidad al pasar de construcción a operación.
- ▲ 682 AbraSilver. Diablillos: producción anual media proyectada de 13,9 millones de onzas de plata y 89 mil de oro durante los primeros cinco años completos. Página sin fecha editorial; se conserva el promedio tabulado.
- ◆ 683 Escenario del autor: primera producción antes del fin de 2029; primeros cinco años completos de 2030 a 2034 y cumplimiento de los promedios de la factibilidad. Plata: $13,9 \times 5 = 69,5$ millones de onzas. Oro: $89 \times 5 = 445$ mil onzas. Acumulado de esos cinco años, no producción anual ni suma nacional. No añade otras minas ni asegura continuidad posterior a 2034.
- ◆ 684 Propuesta del autor: la empresa tendría que publicar por año mineral tratado, metal recuperado y necesidades de agua, electricidad y combustible. Las autoridades provinciales necesitarían contrastar esa senda con permisos y disponibilidad de suministros.
- ▲ 685 Minas Argentinas. Ficha de Carbonatos Profundos: 120.000 onzas anuales de oro. Página sin fecha editorial; difiere de una comunicación posterior.
- ▲ 686 Minas Argentinas. Página principal de Gualcamayo: inicio de producción de Carbonatos Profundos anunciado para 2029. Sin fecha editorial.
- ▲ 687 Minas Argentinas. Comunicado del 30/09/2026: 166.000 onzas anuales y producción comercial entre 2030 y 2031. Se recuperó el comunicado indexado; la apertura directa mostró una versión anterior. Las dos versiones siguen sin conciliar.
- ◆ 688 Propuesta del autor: Minas Argentinas tendría que conciliar capacidad y fecha antes de que sus proveedores comprometan recursos para la ampliación. La empresa y las instituciones técnicas podrían preparar la formación para operar y mantener el tratamiento junto con la ingeniería.
- ▲ 689 Minas Argentinas. Carbonatos Profundos: mina subterránea y tratamiento de minerales refractarios mediante oxidación a presión. Página sin fecha editorial.
- ▲ 690 Provincia de Río Negro. Acuerdo de normalización de Calcatreu del 31/08/2026: incorporación progresiva de treinta trabajadores y capacitación de otras treinta personas. Son compromisos; no acreditan empleos cubiertos, cursos terminados ni dotación total.
- ◆ 691 Propuesta del autor: provincia y empresa podrían verificar incorporaciones y continuidad laboral por separado de las capacitaciones. Los municipios podrían seguir residencia, vivienda y servicios, sin presumir que capacitación equivalga a contratación.
- ▲ 692 Comisión Nacional de Energía Atómica. La producción minera de uranio cesó en 1997 y el abastecimiento posterior se cubrió con importaciones. Página sin fecha, consultada el 08/10/2026.
- ▲ 693 Autoridad Regulatoria Nuclear. Avance de la extensión de vida de Atucha I: 60 %, con finalización estimada a mediados de 2027 según Nucleoeléctrica. 22/08/2026.
- ▲ 694 Instituto Geográfico Nacional y Nucleoeléctrica. Atucha I utiliza uranio levemente enriquecido; Atucha II y Embalse, uranio natural. Ficha sin fecha, consultada el 08/10/2026.
- 695 Inferencia del autor: NANO Nuclear describe a Dioxitek como productor de insumos para fabricar combustible y le propone una instalación de conversión; Atucha I utiliza uranio levemente enriquecido. La extracción necesita continuidad industrial hasta el combustible del reactor. No se presume conversión a hexafluoruro de uranio para todas las centrales, suministro comercial de enriquecimiento nacional ni fabricación de elementos combustibles por Dioxitek.
- ▲ 696 Autoridad Regulatoria Nuclear. Prorroga de la licencia de la planta de dióxido de uranio de Dioxitek por dieciocho meses desde su vencimiento o hasta la renovación, lo que ocurra primero; continuidad condicionada a informes trimestrales sobre sus compromisos. Resolución 98/2026, publicada el 29/05/2026.
- ◆ 697 Propuesta del autor: conviene que Nucleoeléctrica y Dioxitek acuerden, antes del retorno previsto de Atucha I, especificaciones, cantidades y fechas de entrega por central, con una alternativa de abastecimiento para demoras de nuevos proyectos mineros. Es una recomendación; no se presume un acuerdo existente.
- ▲ 698 Blue Sky Uranium. Ivana Minerales contrató ingeniería y ensayos metalúrgicos para avanzar los estudios del proyecto de uranio y vanadio Ivana, en Río Negro. La contratación no acredita una decisión de construcción. 11/05/2026.

- ▲ 699 Blue Sky Uranium. La evaluación económica preliminar de Ivana proyecta una producción media anual de 1,5 millones de libras de U3O8 durante once años, condicionada al desarrollo del proyecto. 22/02/2024.
- ▲ 700 Secretaría de Minería. Estimación atribuida a la Comisión Nacional de Energía Atómica: 220 toneladas anuales de uranio para las centrales existentes. No precisa base química, año de consumo ni factores de utilización. Marzo de 2026.
- ◆ 701 Propuesta del autor: Ivana Minerales, Dioxitek y Nucleoeléctrica necesitan comparar oferta minera y requerimientos por reactor en una misma base material, con pérdidas de procesamiento, inventarios y calendario de entregas explícitos, antes de comprometer una sustitución de importaciones. No se calcula una cobertura a partir de magnitudes químicas distintas.
- ▲ 702 Blue Sky Uranium y consultores de la evaluación económica preliminar de Ivana. Conexión proyectada mediante una línea de 30 km a la red regional en Valcheta o la ruta nacional 3. Informe técnico del 02/04/2024.
- ▲ 703 Blue Sky Uranium y consultores de la evaluación económica preliminar de Ivana. Los 90 kW corresponden sólo al bombeo de relaves, recuperación y manejo de agua; no a la mina y la planta completas. Informe técnico del 02/04/2024.
- ◆ 704 Propuesta del autor: conviene que Ivana Minerales entregue al operador de red la demanda completa de la mina y la planta, y acuerde el acceso y el financiamiento de su conexión antes de decidir la construcción. La empresa tendría que financiar su infraestructura propia.
- ▲ 705 Blue Sky Uranium y consultores de la evaluación económica preliminar de Ivana. Alrededor de 105 personas para la operación minera, con funciones técnicas y mantenimiento; se prevé que la mayoría del personal resida en Valcheta, sin campamento operativo en la mina. La dotación no cubre todo el proyecto. Informe técnico del 02/04/2024.
- ◆ 706 Propuesta del autor: Ivana Minerales y el municipio de Valcheta tendrían que acordar, antes de la construcción, alojamiento, agua y transporte que requiere el personal previsto. La empresa tendría que financiar las obligaciones ligadas a su proyecto y podría coordinar formación con las instituciones educativas de la región. Conviene distinguir contratación local, residencia y permanencia.
- ▲ 707 Secretaría de Minería. Sierra Pintada, Mendoza, bajo la Comisión Nacional de Energía Atómica, se encuentra en parada prolongada y remediación en la cartera publicada en marzo de 2026.
- ◆ 708 Propuesta del autor: antes de habilitar una nueva explotación de uranio, la autoridad provincial y la empresa tendrían que acordar responsables, seguimiento del agua y financiamiento de la remediación y el cierre. Sierra Pintada muestra que el trabajo de remediación persiste durante una parada prolongada; no se atribuye una causa o incumplimiento no documentados.
- ▲ 709 Código de Minería. Primera opción de compra nacional a condiciones de mercado sobre minerales nucleares y derivados producidos en el país. La exportación requiere aprobación previa por contrato, garantía del abastecimiento interno y control del destino final. La prioridad no garantiza una compraventa. Texto consultado el 08/10/2026.
- ◆ 710 Propuesta del autor: antes de comprometer ventas mineras, conviene que Nucleoeléctrica y Dioxitek definan qué pueden comprar y los promotores negocien volumen, precio y entrega. La autoridad nacional competente conserva la decisión sobre autorizaciones de exportación. No se presume un contrato doméstico ni un permiso otorgado.
- ▲ 711 Instituto Geográfico Nacional y Nucleoeléctrica. Potencias eléctricas brutas: Atucha I, 362 MWe; Atucha II, 745 MWe; Embalse, 656 MWe. Fichas sin fecha editorial, consultadas el 08/10/2026. No acreditan disponibilidad simultánea; se conserva para Embalse el valor publicado en la ficha.
- 712 Cálculo propio: $362 + 745 + 656 = 1.763$ MWe brutos. Suma las potencias publicadas para Atucha I, Atucha II y Embalse; no estima potencia neta, disponibilidad ni generación anual.
- 713 Cálculo del paquete sobre CAMMESA: máximo del total horario de la demanda del MEM entre enero y diciembre de 2025 = 28.094,06 MW. Edición de agosto de 2026; mismo valor utilizado en la comparación de demanda de la entrega 1. Se reutiliza el cálculo verificado, sin actualizar la serie.
- 714 Cálculo propio: $1.763 \div 28.094,06 \times 100 = 6,2753 \%$, aproximadamente 6,3 %. Compara potencia eléctrica bruta publicada del parque nuclear con la máxima demanda horaria del MEM de 2025; no expresa cobertura efectiva de esa hora ni participación en la energía anual.
- ▲ 715 Autoridad Regulatoria Nuclear. Renovación de la licencia de Atucha II hasta el 26 de mayo de 2036; la licencia no acredita disponibilidad anual. Nota publicada el 27/05/2026.
- ▲ 716 Instituto Geográfico Nacional y Nucleoeléctrica. La extensión de Atucha I prevé veinte años adicionales y Embalse inició en 2019 otro ciclo de treinta años. Son plazos de diseño; no garantías de generación ni vencimientos de licencias. Ficha sin fecha, consultada el 08/10/2026.
- ◆ 717 Escenario del autor: hacia 2035 se prioriza sostener los 1.763 MWe brutos publicados para las centrales existentes, suponiendo que Atucha I complete su extensión de vida y vuelva al servicio, que cada central conserve las autorizaciones requeridas y que disponga de combustible, mantenimiento y personal. Se conserva la potencia de las fichas; no se presupone generación continua ni se cuantifican potencia neta disponible, energía anual o incorporación de nuevos reactores.
- ▲ 718 Secretaría de Energía: contrato anunciado de Atucha III, de 1.200 MWe brutos, en febrero de 2022. Secretaría de Política Económica: unidad Hualong One proyectada para Argentina suspendida según el informe de junio de 2025. El estado de 2025 no se extiende automáticamente a octubre de 2026.
- 719 Inferencia del autor: Atucha III fue anunciada por contrato en 2022 y figuraba como proyecto suspendido en 2025; no generaba electricidad en ese último año. No se atribuyen causas de suspensión ni se extiende ese estado a una fecha posterior.
- ▲ 720 Secretaría de Política Económica. CAREM, prototipo de la Comisión Nacional de Energía Atómica de 32 MWe, con construcción iniciada en 2014 y proyecto en revisión en junio de 2025. Sin cronograma comercial vigente recuperado al corte.
- ▲ 721 Secretaría de Política Económica. Informe de junio de 2025: INVAP obtuvo la patente de diseño conceptual del ACR-300, un reactor compacto de 300 MWe. La Comisión Nacional de Energía Atómica había difundido en mayo de 2025 una propuesta de cuatro módulos en el predio de Atucha. La patente no acredita la etapa vigente del proyecto, decisión final de inversión, financiamiento ni licencia de construcción.
- 722 Cálculo propio: $4 \times 300 = 1.200$ MWe para la propuesta de cuatro módulos ACR-300. Coincide numéricamente con los 1.200 MWe brutos del anuncio contractual de Atucha III. La fuente del ACR-300 no precisa aquí base bruta o neta; la igualdad de valores publicados no establece igual entrega a la red, costo, plazo ni disponibilidad.
- 723 Inferencia del autor: Atucha III fue anunciada con 1.200 MWe brutos y los cuatro módulos propuestos del ACR-300 suman 1.200 MWe publicados. Ambos pueden compararse como alternativas de ampliación de la misma escala nominal; no se deducen equivalencia técnica, competencia formal, exclusión mutua ni una fecha común de servicio.

- ▲ 724 Ley Nacional de la Actividad Nuclear 24.804. Una nueva instalación nuclear relevante requiere licencia de construcción de la Autoridad Regulatoria Nuclear y aprobación provincial del emplazamiento. Publicada el 25/04/1997; texto consultado el 08/10/2026.
- ◆ 725 Propuesta del autor: para evaluar una incorporación antes de 2035, Nucleoeléctrica, la Comisión Nacional de Energía Atómica y los promotores del ACR-300 tendrían que presentar por separado presupuesto comprometido, responsable de ejecución, combustible, licencias y fecha de entrada. Conviene revisar la secuencia cada año y mantener cada alternativa fuera de la oferta disponible hasta que sus hitos se cumplan.
- ▲ 726 Autoridad Regulatoria Nuclear. Exigencia de formación especializada para las licencias individuales y autorizaciones específicas de funciones relevantes para la seguridad nuclear. No se atribuye este requisito a todos los puestos del sector. Página sin fecha, consultada el 08/10/2026.
- ◆ 727 Propuesta del autor: Nucleoeléctrica y la Comisión Nacional de Energía Atómica pueden coordinar con instituciones formadoras reconocidas por la Autoridad Regulatoria Nuclear los perfiles, prácticas y autorizaciones del personal necesario, antes de cada puesta en marcha. Las instituciones formadoras tendrían que informar cuántas personas se formaron y obtuvieron habilitación para cada función, sin fijar una dotación que no está documentada.
- ◆ 728 Propuesta del autor: aumentar el papel del sol y el viento en la transición hacia 2035 y planificar conjuntamente red y respaldo.
- ▲ 729 YPF Luz. El Quemado: 305 MW instalados declarados; 200 MW en operación y 105 MW en pruebas al 15/05/2026.
- ▲ 730 Genneia. Operación comercial plena de San Rafael, 180 MW destinados al MATER. 04/06/2026.
- ▲ 731 YPF Luz. Contrato con Minera Exar por 36.000 MWh anuales durante diez años. 10/08/2023.
- 732 Inferencia del autor: la compra de generación solar requiere resolver también el suministro de la operación minera en horas sin sol; el volumen contractual anual no describe esa entrega horaria.
- ▲ 733 CAMMESA. Reducciones de generación renovable variable de octubre de 2025 y junio de 2026, con restricciones o concentración en Patagonia y Cuyo. Comunicaciones institucionales sin fecha absoluta de publicación.
- 734 Inferencia del autor: las reducciones publicadas muestran límites al aprovechamiento de generación disponible en esos meses. Dos observaciones mensuales no establecen una tendencia anual.
- ▲ 735 Secretaría de Energía, Resolución 360/2023, artículo 9. Prioridad Referencial A y probabilidad esperada de inyección del 92 % bajo las condiciones previstas de nodos y corredores. 10/05/2023.
- 736 Inferencia del autor: la expectativa anual de inyección está condicionada por nodos y corredores; no garantiza una entrega horaria continua.
- ▲ 737 Secretaría de Energía, Resolución 311/2025, artículo 11. Reserva de prioridad asociada a ampliaciones de transporte del MATER por diez años desde la notificación. 22/07/2025.
- ◆ 738 Propuesta del autor: acordar financiación, responsable, habilitación de la línea y consecuencias de una entrada del parque anterior a la conexión.
- ◆ 739 Propuesta del autor: comparar por emplazamiento patagónico el transporte hacia industrias existentes con consumo próximo a los parques, incluyendo horarios, conexión, gas, almacenamiento y responsables.
- ◆ 740 Propuesta del autor: evaluar en el noroeste argentino y Cuyo generación solar próxima al consumo minero y contratos entre plantas separadas.
- ▲ 741 Ministerio de Producción y Minería de Salta. Lindero: incorporación de 6 MWp solares adicionales y almacenamiento de 12 MWh. 22/09/2025.
- 742 Inferencia del autor: potencia pico solar, capacidad energética de una batería y participación mensual en el consumo describen magnitudes distintas. No se deriva la potencia de descarga ni la duración de la batería.
- ◆ 743 Propuesta del autor: acordar por proceso minero la carga, las horas desplazables y el respaldo de los equipos continuos.
- ▲ 744 Ministerio de Economía. Comunicado de adjudicación de almacenamiento del 07/07/2026. AlmaSADI: primera etapa de 700,5 MW e inversión estimada de USD 700 millones. AlmaGBA: 713 MW en nodos críticos del AMBA y obras en ejecución para la puesta en marcha.
- ◆ 745 Propuesta del autor: comparar efectos de baterías junto a la demanda y junto a la generación mediante evaluación de la circulación eléctrica por CAMMESA y transportistas.
- 746 Inferencia del autor: la entrega simultánea depende de la potencia disponible de los equipos y de las restricciones de sus conexiones. Su duración requiere además conocer la energía almacenada.
- ◆ 747 Propuesta del autor: reunir y comprobar por proyecto energía utilizable, potencia de carga y descarga, pérdidas, restricciones y fecha de habilitación antes de contar el almacenamiento como disponible.
- ◆ 748 Propuesta del autor: coordinar carga y descarga de baterías con generación y necesidades de los contratos, incorporando respaldo a gas condicionado al combustible, hidroelectricidad e intercambios.
- ◆ 749 Propuesta del autor: comparar el costo industrial completo para el mismo horario de trabajo, incluyendo conexión, ampliaciones, potencia, respaldo e interrupciones, con impuestos separados.
- ▲ 750 GRI Calviño Towers Argentina. Capacidad declarada de 500 secciones de torres por año. Ficha industrial sin fecha visible; no acredita producción efectiva.
- ▲ 751 Secretaría de Industria, Comercio y de la Pequeña y Mediana Empresa. Resolución 218/2026. Mención de la paralización de GRI Calviño en el análisis preliminar de apertura de una investigación antidumping. 16/07/2026; no constituye determinación final de dumping.
- ▲ 752 IMPSA y Sidergy. Capacidades y oferta declaradas de componentes eólicos y estructuras solares, respectivamente. Páginas sin fecha; no acreditan producción ni empleo vigentes.
- ◆ 753 Propuesta del autor: anticipar compras y ensayos, preparar formación y certificación y medir producción, ventas y continuidad de proveedores hacia 2030.
- ▲ 754 YPF Luz. Más de 350 personas en el pico de construcción de El Quemado y 87 % de mano de obra local, sin definición de su perímetro geográfico. 15/05/2026.
- ◆ 755 Propuesta del autor: conectar la formación de obra con mantenimiento y contratación posterior, distinguiendo empleo temporal y de operación y acordando servicios y equipamiento municipal.
- ◆ 756 Propuesta del autor: acordar uso del suelo, evaluación ambiental, convivencia territorial y responsabilidades financiadas para retiro o tratamiento de equipos.
- ◆ 757 Propuesta del autor: comprobar generación y conexiones, almacenamiento y energía entregada, con revisión trimestral por corredor antes de incorporar industrias.
- ▲ 758 CAMMESA. Comunicado institucional sobre la generación renovable variable de 2025: el parque renovable incorporó 1.010 MW de potencia nueva durante el año. Publicación en LinkedIn sin fecha absoluta; pasaje transcripto de la captura y cotejado a ojo por Claude (Cowork) el 12/10/2026.
- ◆ 759 Escenario del autor: el país sostiene entre 2026 y 2035 el ritmo de incorporación renovable de 2025, 1.010 MW por año: $1.010 \times 10 = 10.100$ MW. No es una meta ni una proyección de CAMMESA; no descuenta bajas ni considera restricciones de red.

- ▲ 760 Subsecretaría de Energías Renovables. Generación de empleo, programa RenovAr y MATER, agosto de 2018: 0,2 empleos directos por MW en operación y mantenimiento para eólica y solar. Indicador histórico, no validado para 2026-2035.
- 761 Cálculo propio sobre el escenario: $10.100 \times 0,2 = 2.020$ empleos directos de operación y mantenimiento. Aplica un indicador de 2018 a una potencia de escenario; es un orden de magnitud.
- 762 Cálculo propio: $1.413,5 \div 10.100 = 0,14$, el 14 %. Compara potencia de almacenamiento adjudicada con potencia renovable de escenario; no mide horas de respaldo.
- 763 Inferencia del autor: la reserva de prioridad del MATER dura diez años desde la notificación y en octubre de 2025 hubo vertidos por restricciones en Cuyo y Patagonia. Sostener el ritmo depende de que los corredores se amplíen dentro de ese plazo.
- ◆ 764 Propuesta del autor: decidir la escala posterior con energía efectivamente entregada, costo completo por industria y empleos y componentes nacionales.
- ▲ 765 CAMMESA. Importaciones argentinas de electricidad por país durante agosto de 2026; categoría separada de Hidro Binacional. Informe mensual publicado el 17/09/2026.
- 766 Inferencia del autor: una capacidad física de intercambio no asegura entrega comercial por hora. Se apoya en la capacidad publicada de Salto Grande y en las modalidades interrumpibles brasileñas.
- ▲ 767 ENDE Corporación. Línea Juana Azurduy de Padilla entre Yaguacua y Tartagal: tensión, capacidad e inicio de exportaciones en 2023. Publicado el 21/05/2024.
- ▲ 768 Ministerio de Energía de Chile. Decreto 134 Exento: enlace Andes-Salta, límites instantáneos de 80 MW hacia Argentina y 200 MW hacia Chile, e intercambios de oportunidad interrumpibles. Publicado el 01/07/2022.
- ▲ 769 Coordinador Eléctrico Nacional de Chile. Condiciones de programación de las exportaciones de Andes Solar II A hacia Argentina durante el primer semestre de 2026: vertimiento, costo marginal cero y batería cargada. Informe del 30/07/2026.
- ◆ 770 Propuesta del autor: evaluar el aporte de cada enlace al norte por bloques horarios y por la capacidad de las líneas que abastecen cada consumo.
- ◆ 771 Propuesta del autor: comparar alternativas de abastecimiento para nuevos consumos mineros de Cuyo desde el diseño del proyecto, incluyendo conexión, respaldo y costo de operación.
- ▲ 772 UTE. Capacidad de intercambio del cuadrilátero de Salto Grande de hasta 2.000 MW; no es potencia instalada de generación ni compromiso comercial de entrega. 21/06/2025.
- ▲ 773 Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay. Participación renovable en la generación eléctrica de 2025, con carácter preliminar. 02/01/2026.
- ▲ 774 Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay. Uso de Punta del Tigre durante la sequía de 2021 y exportación de energía a pedido de los vecinos. Monitor Energético, febrero de 2022.
- ▲ 775 Oficina de Evaluación y Supervisión del Banco Interamericano de Desarrollo. Evaluación de Uruguay 2016-2020: dudas sobre la eficiencia de la inversión de Punta del Tigre al cierre de ese período; no determina el retorno de toda la vida del activo. Julio de 2020.
- ◆ 776 Propuesta del autor: evaluar el costo de disponibilidad y las horas de entrega del respaldo, junto con la energía adquirida.
- ▲ 777 Secretaría de Energía. Resolución 5/2026: derechos de retiro de la energía de Yacretá y cesión voluntaria con compensación según las necesidades de cada margen. Publicada el 06/01/2026.
- ▲ 778 Ministerio de Minas y Energía de Brasil. Modalidades de exportación de excedentes hidráulicos y térmicos a Argentina, interrumpibles y sin devolución, según las Portarias 49/2022 y 86/2024. La hidráulica vence el 31/12/2026; la térmica no fija fecha final. Página sin fecha editorial.
- ◆ 779 Propuesta del autor: programar el abastecimiento del Litoral y su conexión con los consumos del centro distinguiendo entregas contratadas y compras condicionadas a excedentes vecinos en cada estación.
- ▲ 780 Secretaría de Gobierno de Energía. Escenarios Energéticos 2030, edición 2019: exportación regional de unos 25 millones de m³ diarios al final del período y alternativas para el excedente de los meses de menor demanda. 14/11/2019.
- ▲ 781 ENARGAS. Promedios diarios de exportación de gas natural a Chile y Uruguay durante julio de 2026. El promedio por país no identifica firmeza contractual ni destino final. Reporte sin fecha de publicación explícita.
- 782 Cálculo propio: $8,14 + 0,41 = 8,55$ millones de m³ diarios exportados a Chile y Uruguay en julio de 2026; $8,55 \div 25 = 0,34$. Compara un mes de invierno con la exportación regional anual que los Escenarios 2030 de 2019 preveían al final del período.
- ▲ 783 YPFB. Contratos interrumpibles de TotalEnergies con Matrix para exportar gas argentino desde las cuencas Neuquina y Austral mediante tránsito por Bolivia. Anuncio del 26/11/2024; no acredita vigencia de cada contrato al corte.
- ▲ 784 Comunicado bilateral Argentina-Brasil sobre alternativas para exportaciones firmes de gas, incluida una ruta por Paraguay. 15/04/2026. Describe un estudio que requiere nueva infraestructura argentina, sin acreditar inversión decidida ni construcción.
- ◆ 785 Propuesta del autor: coordinar los compromisos de las centrales a gas con los usos internos y las exportaciones de gas y GNL antes de contratar entregas eléctricas.
- ◆ 786 Propuesta del autor: verificar antes del invierno de 2027 la continuidad de la modalidad brasileña de excedentes hidráulicos y preparar entre Secretaría de Energía, CAMMESA, empresas y contrapartes vecinas un calendario de conexiones, entregas horarias, combustible e interrupciones; revisar 2028 según San Matías y 2035 según producción y transporte efectivos.
- ▲ 787 Sur Energy. Carta de intención para Stargate Argentina, de hasta 500 MW; escala anunciada. 10/10/2025.
- ▲ 788 OpenAI. Acuerdo exploratorio con Sur Energy y posibilidad de participar como comprador. 14/10/2025.
- ◆ 789 Escenario del autor: incorporar la gran demanda por etapas sólo si el proyecto avanza; mantener una expansión regional viable también sin esa inversión.
- ▲ 790 Secretaría de Energía. Resolución 264/2026, registro de las demandas extratendenciales: conexión, transporte, energía, fecha y Plan Especial de Abastecimiento. 25/09/2026.
- ▲ 791 Secretaría de Energía. Resolución 264/2026: cobertura mensual con Nueva Oferta Elegible por al menos el 80 % de la energía efectivamente demandada. 25/09/2026.
- ▲ 792 Secretaría de Energía. Resolución 264/2026, artículo 10: potencia firme físicamente entregable en el nodo; mínimo del 115 % para procesamiento de datos. Admite reducción excepcional autorizada en áreas exportadoras con restricciones estructurales. 25/09/2026.
- ◆ 793 Propuesta del autor: exigir al promotor abastecimiento por etapa y asignación del costo de sus obras antes de reservar capacidad.

- ▲ 794 Nvidia. Su director ejecutivo, Jensen Huang, en Face the Nation (CBS News), 20/09/2026: «we're sorry we didn't come talk to you sooner. We need to go engage the communities long before we set up the data centers» y «we didn't get a chance to be polite, to be – to be a visitor in some new town». No promete beneficios concretos.
- ◆ 795 Propuesta del autor: acordar entre promotor, provincia, municipio y comunidad la localización y los beneficios antes de cerrar el diseño, con plazos, financiamiento y consecuencias por incumplimiento.
- ◆ 796 Propuesta del autor: financiar mejoras eléctricas que alcancen a los usuarios locales, asignar costos al promotor, pactar límites de agua y reducciones en escasez, y fijar condiciones de localización, ruido y circulación.
- ◆ 797 Propuesta del autor: comprometer formación, compras y obras comunitarias con metas verificables; distinguir empleo de construcción y de operación, y condicionar los incentivos a su cumplimiento.
- ▲ 798 COPADE, provincia de Neuquén. Departamento Añelo: 10.786 habitantes en el Censo 2010 y 18.166 en el Censo 2022; crecimiento publicado del 68,4 %. Recurso sin fecha editorial, consultado el 07/10/2026. El departamento no se equipara a la localidad.
- ▲ 799 Provincia de Neuquén. 1.102 cambios de domicilio registrados en la localidad Añelo entre el 01/01/2024 y el 20/08/2024; comunicado del 20/08/2024. No constituyen crecimiento poblacional neto ni se extrapolan al departamento.
- ◆ 800 Propuesta del autor: municipio y provincia necesitan localizar viviendas, alojamientos temporales y terrenos con posibilidad de servicios. Podrían acordar al cierre de 2026 una programación por barrio hacia 2030, distinguiendo población residente y temporal; no se proyecta población a partir de los cambios de domicilio.
- ▲ 801 COPADE, provincia de Neuquén. Censo 2022: acceso al agua en el 80,7 % de los hogares del departamento Añelo. Recurso sin fecha editorial, consultado el 07/10/2026. Mide acceso, no continuidad ni calidad del servicio.
- ▲ 802 Provincia de Neuquén. Inauguración de un módulo de abastecimiento de agua en Añelo el 15/01/2024, con inversión informada de 200 millones de pesos nominales y capacidad prevista para beneficiar a 5.000 personas. No acredita cobertura efectiva posterior.
- ◆ 803 Propuesta del autor: municipio, provincia y prestador de agua pueden comprobar barrios atendidos, hogares abastecidos y continuidad antes de aprobar nuevos lotes, y acordar caudal, financiamiento y fecha de habilitación de la próxima ampliación. No se calcula cobertura dividiendo beneficiarios previstos de la obra por población departamental.
- ◆ 804 Propuesta del autor: conviene que los servicios precedan a la ocupación de nuevos lotes. Municipio y prestadores tendrían que vincular cada habilitación urbana con agua, desagües, electricidad y acceso. Las empresas necesitan anticipar contratación y alojamiento por fase; municipio, provincia y empresas pueden acordar obras, financiamiento y operación posterior, sin trasladar automáticamente obligaciones empresariales al presupuesto público.
- ▲ 805 Provincia de Neuquén. Oferta anunciada del Instituto Vaca Muerta: perforación, fractura hidráulica, producción, instrumentación, mantenimiento mecánico y eléctrico, y seguridad operativa. Comunicación del 16/03/2026. No acredita sede en Añelo, egresados empleados ni residencia de los trabajadores.
- ◆ 806 Propuesta del autor: empresas e Instituto Vaca Muerta pueden acordar prácticas y fechas de incorporación antes de abrir cohortes. El municipio necesita seguir contratación y residencia, y puede relevar trimestralmente alquileres, vivienda, traslados y duración de los empleos. No se presume que el instituto funcione en Añelo ni que los acuerdos ya existan.
- ◆ 807 Propuesta del autor: municipio y áreas provinciales de salud, educación y cultura podrían programar hacia 2030 los servicios para la residencia, con mantenimiento y funcionamiento previstos antes de construir. Las empresas pueden acordar aportes vinculados a sus proyectos. Provincia y municipio necesitan publicar fondos recibidos por Añelo, aplicación y fecha de servicio; no se atribuye al municipio una porción no documentada de las regalías provinciales.
- 808 Inferencia del autor: Southern Energy prevé terminar San Matías Pipeline a mediados de 2028 y el faltante posible se calcula para julio de 2028. Las dos fechas coinciden, de modo que no queda margen para una demora de la obra. Premisas: la fecha de la ficha de la empresa y el cálculo propio del invierno de 2028 con dos barcos tomando gas de la red troncal.
- 809 Inferencia del autor: las autorizaciones de acceso de Josemaría (San Juan) y Aguada Pichana Este (Neuquén) y las reducciones renovables informadas por CAMMESA en Cuyo y Patagonia muestran demanda y generación que compiten por capacidad de transporte. El orden de los refuerzos depende de las fechas de entrada de cada usuario. Premisas: las fuentes de acceso y de reducciones citadas en este mismo tramo; no se modeló la red.
- 810 Inferencia del autor: en Vicuña el agua desalinizada lleva financiamiento separado del de la mina y en Los Patos el suministro depende de un proceso judicial principal todavía abierto; en ambos casos la provisión de agua condiciona la fecha de producción. Premisas: las fuentes de Lundin Mining y de la Corte de Justicia de Catamarca citadas en este tramo.
- 811 Inferencia del autor: la evaluación económica preliminar de Ivana prevé que la mayoría del personal resida en Valcheta, sin campamento operativo en la mina; la vivienda y los servicios de ese municipio pasan a ser condición de la operación. Premisa: la fuente de Blue Sky Uranium citada en el tramo.
- ▲ 812 McEwen. Factibilidad de Los Azules: capital inicial estimado de USD 3,17 mil millones, en dólares constantes del segundo trimestre de 2025. La tabla del estudio publica 3.168 millones. 07/10/2025.
- 813 Cálculo propio: $721,5 + 3.170 + 350 = 4.241,5$ millones de dólares. Suma el capital inicial de Diablillos entre la decisión de inversión y la primera producción, el capital inicial de Los Azules en dólares constantes del segundo trimestre de 2025 y la inversión adicional estimada para la expansión de Centenario. Los tres presupuestos tienen alcances y bases de precios distintos; la suma no representa desembolsos de 2027 ni financiamiento asegurado. No incluye el préstamo de 240 millones de Los Azules, que financia parte del proyecto y no se suma a su presupuesto.
- 814 Inferencia del autor: las decisiones de 2027 (Diablillos, Los Azules y expansión de Centenario) gobiernan las fechas mineras de 2029 y 2030 y la expansión de Centenario. No gobiernan el gas, el petróleo ni la nuclear: TGS inició la ampliación del Perito Moreno en febrero de 2026 y decidió su planta de líquidos en junio; Southern Energy inició San Matías Pipeline en agosto de 2026; YPF preveía las primeras exportaciones por VMOS a comienzos de 2027; Atucha I llevaba el 60 % de su extensión de vida. La decisión de Argentina LNG se esperaba para fines de 2026. Rincón tiene su propio cronograma de arranque en 2028.

- ◆ 815 Propuesta del autor: comprometer ya las obras de red que sirven a proyectos con obra iniciada o decisión tomada. Para Diablillos, Los Azules y la expansión de Centenario, avanzar en ingeniería y permisos de sus conexiones y condicionar la construcción a la decisión de inversión de cada empresa.
- 816 Cálculo propio: clasificación de las ocho escalas hacia 2035 según la etapa que publican sus fuentes. Dependen, en todo o en parte, de una decisión final de inversión todavía no tomada: gas (Argentina LNG, decisión esperada por Eni para fines de 2026), litio (expansión de Centenario, posible decisión a fines de 2027), cobre (Los Azules, decisión prevista para mediados de 2027; El Pachón, proyección de cartera de la Secretaría de Minería sin compromiso de puesta en marcha) y plata y oro (Diablillos, decisión prevista para el segundo trimestre de 2027). Resultado: 4 de 8. Las otras cuatro dependen de obras anunciadas o en curso (petróleo, nuclear), de un ritmo de incorporación (renovables) o de proyectos adjudicados (almacenamiento). Fuentes de cada etapa en este mismo índice.
- 817 Inferencia del autor: cada escala hacia 2035, salvo la nuclear, supone transporte adicional: oleoducto (VMOS) para el petróleo, gasoductos para el gas y el GNL, y líneas eléctricas para minas, parques y baterías. Las centrales nucleares existentes ya están conectadas. Premisa: las condiciones de cada escenario en este índice.
- ◆ 818 Propuesta del autor: CAMMESA, transportistas y promotores necesitan comprobar habilitación, localización y entrega horaria antes de contar con nuevas instalaciones. Los usuarios industriales pueden comparar generación, red, almacenamiento e intercambios por costo completo de suministro, incorporando interrupciones y combustible de respaldo cuando corresponda.
- ◆ 819 Decisión del autor (13/10/2026): la ciencia toma los problemas que el informe deja abiertos; el capítulo 10 los enumera. Condición: cada resultado declara su estado con el mismo esquema. Las filas s_ci_datos a s_ci_auditoria conservan la primera versión de la sección, reemplazada por el capítulo 10 el mismo día.
- ◆ 820 Propuesta del autor: empresas, organismos de energía y provincias pueden revisar trimestralmente plazos, producción, suministro y obligaciones territoriales, y acordar qué compromiso necesita cumplirse antes de la siguiente etapa.
- ▲ 821 Río Tinto. Primera producción de Rincón prevista para 2028 y tres años de aumento gradual hasta plena capacidad; 11/03/2026. SESA. Terminación de San Matías Pipeline prevista a mediados de 2028; ficha del 11/09/2026. Son cronogramas comunicados, no entradas operativas verificadas.
- ◆ 822 Propuesta del autor: las empresas necesitan contrastar trimestralmente avance físico, financiamiento y fecha de entrada; antes de contratar la siguiente etapa pueden acordar la disponibilidad del agua, la electricidad y el transporte necesarios para producir.
- ▲ 823 Ministerio de Economía. Comunicado del 07/07/2026: 700,5 MW adjudicados en AlmaSADI y antecedente de 713 MW adjudicados en AlmaGBA en nodos críticos del AMBA. Son potencias adjudicadas; no se suman como capacidad operativa ni se les asigna una duración de descarga.
- ▲ 824 Centro de Estudios para la Producción. Estimación para 2019: compras mineras a proveedores nacionales netas del contenido importado equivalentes al 50,8 % de las ventas mineras. Publicación de diciembre de 2021; no representa una participación provincial ni el resultado actual de un proyecto.
- ◆ 825 Propuesta del autor: antes de comprar equipos, empresas, proveedores y universidades pueden acordar componentes, mantenimiento y conocimientos a desarrollar en la región. Las provincias tendrían que seguir origen de las compras, trabajo territorial y ventas durante la operación; el domicilio del proveedor por sí solo no permite atribuir ese trabajo.
- ◆ 826 Propuesta del autor: empresas e instituciones formadoras necesitan vincular cursos, ocupaciones y fechas de contratación. Al cerrar cada cohorte pueden seguir finalización, contratación, duración del puesto y residencia, distinguiendo construcción y operación.
- ▲ 827 Secretaría de Minería. Superávit comercial de USD 586 millones de la cohorte de principales proyectos mineros en agosto de 2026; informe de septiembre de 2026. No representa toda la minería ni una caja neta que incluya servicios, rentas y financiamiento.
- ◆ 828 Propuesta del autor: antes de ampliar beneficios o comprometer ingresos futuros, las autoridades económicas necesitan contrastar cobros por ventas, pagos externos, utilidades remitidas e impuestos efectivamente pagados. Las empresas pueden presentar estos movimientos con el mismo proyecto y período; no se deriva una cifra de divisas netas del saldo comercial publicado.
- ◆ 829 Propuesta del autor: provincia y municipios receptores pueden acordar los fondos para obras de servicios y mantenimiento antes de habilitar etapas urbanas, y revisar trimestralmente transferencias, ejecución y conexiones efectivas.
- ◆ 830 Propuesta del autor: distinguir comercio devengado, caja corriente y caja financiera. En la caja corriente conviene incluir bienes, servicios, intereses y dividendos; los aportes de capital, la deuda y sus amortizaciones tendrían que registrarse aparte. Los organismos económicos necesitan reconciliar cobros y pagos con igual cobertura y período, evitando duplicar créditos comerciales. No se ejecuta un cálculo.
- ◆ 831 Propuesta del autor: cada promotor necesita identificar fechas, conexiones propias y compromisos territoriales antes de incorporarse al seguimiento. Provincia y municipio pueden exigir precisión sobre el beneficio esperado antes de comprometer aportes u obras públicas. No se presume que un centro de datos ya se haya instalado ni que genere esos beneficios.
- ▲ 832 Ley 24.076, artículo 3 bis, texto ordenado por Decreto 451/2025. Autorizaciones firmes de exportación de GNL por hasta treinta años desde la puesta en marcha de cada planta o etapa y estudio de la Secretaría de Energía sobre recursos y demanda interna. Texto ordenado publicado el 07/07/2025; artículo incorporado por Ley 27.742, publicada el 08/07/2024. El máximo legal no acredita el plazo concedido a cada proyecto ni disponibilidad futura de gas.
- 833 Cálculo propio: $2027 + 20 = 2047$. Horizonte orientativo del contrato de veinte años del Hilli si comienza con el arranque previsto para el segundo semestre de 2027. Se combinan la duración anunciada por Pampa y el inicio previsto por Golar; no se acredita la fecha contractual exacta ni su cumplimiento.
- 834 Cálculo propio: $2028 + 20 = 2048$. Horizonte orientativo del contrato de veinte años del MKII, luego Esperanza, si comienza en el segundo semestre de 2028, como espera Golar. El fin de conversión previsto para 2027 no inicia esta cuenta; no se acredita un vencimiento contractual exacto.
- 835 Cálculo propio: $2027 + 30 = 2057$. Aplicación ilustrativa del máximo legal de exportación de GNL al arranque previsto del Hilli. Supone puesta en marcha en 2027 y concesión del plazo completo de treinta años. No acredita que una autorización particular haya concedido esa duración ni fecha de vencimiento.
- 836 Cálculo propio: $2028 + 30 = 2058$. Aplicación ilustrativa del máximo legal de exportación de GNL al Esperanza. Supone puesta en marcha argentina en 2028, coincidente con el inicio esperado de su contrato, y concesión del plazo completo de treinta años. No acredita la duración de una autorización particular.

- 837 Cálculo propio: $2031 + 30 = 2061$. Aplicación ilustrativa del máximo legal de exportación de GNL a las dos unidades previstas de Argentina LNG. Supone puesta en marcha de ambas en 2031 y concesión de treinta años a cada etapa. El resultado supera 2060; no acredita aprobación ni plazo particular, y no extiende la senda de producción más allá de 2040.
- ▲ 838 Ley 27.742, artículo 201. Estabilidad tributaria, aduanera y cambiaria durante treinta años desde la adhesión de cada proyecto al RIGI. Publicada el 08/07/2024. La ley general no acredita la fecha efectiva de adhesión de cada vehículo de proyecto.
- 839 Inferencia del autor: las aprobaciones y solicitudes de proyectos reunidas no identifican expresamente la fecha efectiva de adhesión que inicia la estabilidad del RIGI. La ley cuenta treinta años desde esa adhesión. No se calcula un vencimiento individual usando la fecha de publicación del acto.
- ▲ 840 Ley 24.196, artículo 8, texto actualizado. Estabilidad fiscal durante treinta años desde la presentación del estudio de factibilidad para los emprendimientos comprendidos. Ley original publicada el 24/05/1993; consulta de la versión consolidada registrada en octubre de 2026. No se sustituye la fecha de presentación por la publicación de una factibilidad empresarial.
- 841 Inferencia del autor: la ley minera inicia los treinta años de estabilidad con la presentación del estudio de factibilidad; los anuncios empresariales de factibilidad reunidos no acreditan esa presentación administrativa. No se calcula un año de vencimiento individual.
- 842 Cálculo propio: $2027 + 20 =$ aproximadamente 2047. Combina el fin estimado de la extensión de Atucha I a mediados de 2027 con veinte años adicionales de operación. Supone que complete los trabajos y vuelva al servicio en 2027; es un horizonte operativo de referencia, no vencimiento de licencia ni garantía de generación.
- 843 Cálculo propio: $2019 + 30 = 2049$. Horizonte de diseño del segundo ciclo de Embalse, iniciado en 2019 por treinta años según el Instituto Geográfico Nacional y Nucleoeléctrica. No se convierte en vencimiento de licencia, garantía de generación o fecha obligatoria de cierre.
- 844 Cálculo propio: $2030 + 21 =$ aproximadamente 2051. Combina el objetivo de producción comercial de Los Azules con los veintiún años de vida de mina del caso base de factibilidad. Supone arranque en 2030 y cumplimiento de esa duración. Cuenta años transcurridos; no identifica el último año calendario completo de producción ni presume operación continua.
- 845 Inferencia del autor: YPF distingue inversión de Argentina LNG hasta 2031 e inversión durante toda la vida del proyecto, pero el anuncio no fija la duración total. El presupuesto de vida completa no permite fechar su final ni distribuir desembolsos anuales.
- 846 Inferencia del autor: SESA contrató sus barcos por veinte años y el régimen de exportación de GNL admite hasta treinta desde la puesta en marcha. Si coinciden los comienzos y se concede el máximo legal, el contrato inicial termina antes de la autorización. No se presume continuidad de los mismos equipos durante el plazo restante.
- 847 Cálculo propio, senda anual: consumo en boca de pozo + (exportación por gasoducto + gas para GNL) $\times 1,2582$. En 2040, entre 219,31 (consumo en tendencia, 48 para Argentina LNG) y 269,37 (Resolución 157, 54 para Argentina LNG). Producción de 2025: 141,355 (Capítulo IV). $219,31 \div 141,355 = 1,551$; $269,37 \div 141,355 = 1,906$. El valor superior coincide con el de 2035.
- 848 Inferencia del autor: con consumo interno en tendencia y 48 millones de m^3 diarios para Argentina LNG, la producción requerida baja de 226,99 millones de m^3 diarios en 2035 a 219,31 en 2040. Se comparan las dos filas de la misma senda; sólo el extremo superior de 269,37 permanece igual.
- 849 Inferencia del autor: el régimen puede extender exportaciones por hasta treinta años desde la puesta en marcha, mientras la senda de producción elaborada alcanza 2040. Para los arranques previstos de SESA, la autorización máxima abarcaría años posteriores al cálculo de abastecimiento. La duración legal no acredita oferta física para ese período.
- ▲ 850 Secretaría de Energía. Resolución 518/2023: aprobación de los Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética a 2050, con tres escenarios, y obligación de realizar la primera actualización antes del 31/12/2024. Considerandos y artículo 7. Publicada en el Boletín Oficial el 07/07/2023.
- ◆ 851 Propuesta del autor: antes de nuevas autorizaciones de largo plazo, la Secretaría de Energía y las operadoras tendrían que reunir las reservas todavía no incorporadas a esta evaluación y publicar junto con cada autorización la producción que podrían sostener y la demanda interna considerada. Conviene distinguir reservas comprobadas y recursos por desarrollar, con calendario de extracción e inversiones. La falta de reservas en los insumos no demuestra que no exista información pública.
- ◆ 852 Propuesta del autor: el Ministerio de Economía, la autoridad minera y las empresas pueden acordar un calendario público por proyecto con fecha efectiva de adhesión al RIGI, presentación de factibilidad y el inicio y término del período de estabilidad de cada régimen. SESA tendría que incluir cómo cubriría los años de exportación que excedieran sus contratos iniciales de barcos. No se presume que terminar la estabilidad extinga todo el régimen ni sus incentivos.
- ◆ 853 Propuesta del autor: antes de apoyar nuevos compromisos en los escenarios de 2050, la Secretaría de Energía tendría que identificar y hacer accesible su actualización e incorporar plazos de exportación, demanda interna e inversiones para sostener el abastecimiento. Las fuentes reunidas no acreditan la actualización exigida antes del 31/12/2024; no se afirma que no exista.
- 854 Revisión del autor: en la segunda lectura de la Capa 2 no se pudieron cotejar contra una copia local de su fuente seis afirmaciones: el establecimiento del mecanismo petrolero noruego SDFI y sus ingresos; la entrega de USD 201 millones en BONAR 2024 y su vínculo con el acuerdo con Total; el rechazo del reclamo de Glamis; las facultades de registro y objeción de exportaciones de hidrocarburos del Decreto 1057/2024; la garantía de estabilidad de la exportación de GNL de SESA; y las transferencias de CAMMESA a Edenor y Edesur desde 2015. Conservan el estado Documentada, con la segunda comprobación pendiente; no se las reclasifica como Sin fuente recuperable. Cinco no sostienen ninguna afirmación del capítulo. La garantía de SESA sostiene una oración del cierre de gas y GNL.
- 855 Inferencia del autor: la lectura de corredores identifica accesos y restricciones, y el catálogo reúne demandas parciales; no se simuló el funcionamiento conjunto de la red. No se determina capacidad disponible por nodo ni suficiencia de las ampliaciones para cargas simultáneas.
- 856 Inferencia del autor: el escenario petrolero no modela precios, inversión ni declinación; la senda de gas calcula producción requerida a partir de consumo y exportaciones, sin una simulación económica o de yacimientos. No se deriva de esas escalas el costo de sostener la producción.
- 857 Inferencia del autor: la demanda publicada del catálogo es parcial y reúne proyectos en distintas etapas; las autorizaciones de acceso no acreditan consumo simultáneo ni curvas de carga. No se modeló la demanda eléctrica de cada proyecto a lo largo del tiempo.

- ◆ 858 Propuesta del autor: el equipo que mantiene el seguimiento eléctrico, con CAMMESA y las transportistas, puede revisar mensualmente y ante cada habilitación las resoluciones de acceso del ENReGE, vinculándolas con puesta en servicio y consumo observado. La frecuencia es una propuesta de seguimiento; no se atribuye al regulador una periodicidad de publicación.
- ◆ 859 Propuesta del autor: el equipo que mantiene el seguimiento eléctrico, con CAMMESA, puede revisar cada mes las últimas series publicadas de generación por tecnología, demanda y reducciones renovables por región, distinguiendo baterías adjudicadas, habilitadas y en operación. No se presume que las series tengan idéntica frecuencia de publicación.
- ◆ 860 Propuesta del autor: antes de emplear las seis afirmaciones pendientes en nuevas comparaciones o decisiones, el equipo que mantiene las fuentes tendría que recuperar copias completas y resolver sus límites de atribución, alcance y vigencia, empezando por la garantía de SESA. Conviene conservar por separado el estado registral y el resultado de la segunda comprobación.
- ◆ 861 Decisión del autor (13/10/2026): un capítulo propio que asigne a la ciencia los problemas abiertos del sistema eléctrico y de lo que se le liga, como lista de posibilidades para graduados, con el mismo esquema de trazabilidad.
- 862 Cálculo propio sobre las diez entregas de Astra del 13/10/2026 (CIENCIA_A1 a A10) y los diez cotejos de Claude. Serie: archivos de entrega y de cotejo. Período: 13/10/2026. Transformación: conteo de fichas, fuentes retenidas y descartadas declaradas por corrida, y de veredictos del cotejo. Script: `parse_fichas.py` y `conteo de veredictos`. Valor: 71 fichas; 309 fuentes retenidas; 100 descartadas; 32 fuentes cotejadas, 31 respaldadas, 1 parcial, 0 no respaldadas; 14 no accesibles. Corte: 13/10/2026. Actualización: repetir el conteo si se relanza una corrida. Las fuentes de las fichas sin anotación [cotejo] quedan para la Capa 2; las anotadas las cotejó Claude el 13/10/2026. Actualización 14/10/2026: Capa 2 externa sobre REGISTROS_CAPITULO10_v2 (462 oraciones; 411 con pasaje literal recuperado por `recuperar_pasajes.py`, control de subcadena; investigador `deepseek-flash`, auditor `claude-sonnet-5.5`; corridas `corrida_capitulo10_v2` y `_v2b`, commits 719eef y b23a37b); `corrida_v2c` con el campo renombrado (commit ebf3821); veredictos consolidados sobre las 411 con pasaje: auditor 209 respaldadas, 145 no respaldadas, 57 no verificables; investigador 207, 120, 84; acuerdo entre los dos en 301 (RESUMEN de cada corrida, recountado el 14/10/2026); lectura directa de Claude (Cowork) de los 93 registros no respaldados por los dos modelos (75 de la v2b y 18 de la v2c): 59 respaldados por otro pasaje de la misma fuente, 11 no respaldados, 23 sin acceso (capa3/REVISION_lote1-4.md). Correcciones al texto: Tucumán 2025/CAMS retirado (fuente 410), GWA4 sin fecha, ENARGAS «define», Energy Advances atribuido a la RSC, documentación XDEM retirada (la página de CAMMESA citada no la contiene).
- ▲ 863 Ficha A1-P01 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Datos y modelos abiertos): Las categorías territoriales y de demanda necesitan equivalencias verificables. Fuentes: F02 Demanda Horaria por Provincia, 15/07/2022, creación y actualización visibles de la ficha <<https://cammesaweb.cammesa.com/download/demanda-horaria-por-tipo/>>; F03 AlmaMDI — Manifestaciones de Interés, Sin dato de edición de página; referencia normativa de 06/11/2023 <<https://cammesaweb.cammesa.com/almamdi/>>.
- ◆ 864 Propuestas del autor para el área «Datos y modelos abiertos», sobre las propuestas de las fichas de Astra; tipo de trabajo, entregable y horizonte son estimaciones de planificación. 13/10/2026.
- ▲ 865 Ficha A1-P02 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Datos y modelos abiertos): Las series que se actualizan necesitan conservar su versión y su significado. Fuentes: F01 Estadísticas del Informe Síntesis del MEM, Sin dato de fecha de edición; base declarada dinámica <<https://cammesaweb.cammesa.com/estadistica-informe-sintesis-mem/>> [cotejo: respaldada]; F02 Demanda Horaria por Provincia, 15/07/2022, creación y actualización visibles de la ficha <<https://cammesaweb.cammesa.com/download/demanda-horaria-por-tipo/>>.
- ▲ 866 Ficha A1-P03 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Datos y modelos abiertos): La información de capacidad disponible no responde por sí sola a toda solicitud de conexión. Fuentes: F09 Solicitudes de Prioridad por Trimestre — MATER, 22/09/2026, actualización declarada de los anexos del tercer trimestre <<https://cammesaweb.cammesa.com/solicitudes-de-prioridad-por-trimestre/>> [cotejo: respaldada]; F10 Áreas y nodos con capacidad de Transporte o Distribución saturada <<https://cammesaweb.cammesa.com/areas-y-nodos-distribucion-saturada/>>; F11 Estudios de Acceso a la Capacidad de Transporte <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Estudios-Elctricos/MicrositioAccesos/GEE_Estudios_Acceso.html>.
- ▲ 867 Ficha A1-P04 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Datos y modelos abiertos): Los modelos argentinos disponibles requieren una validación externa acorde con la decisión. Fuentes: F15 PyPSA-AR — repositorio, Sin dato de fecha de la revisión del README; rama master al corte <<https://github.com/FTDT-PyPSA/PyPSA-AR>>; F16 External Data v1.0 — Network_500kV_CAMMESA 2024, Etiqueta v1.0-data.
- ▲ 868 Ficha A1-P05 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Datos y modelos abiertos): La flexibilidad hidroeléctrica necesita vincular agua, generación y restricciones en el tiempo. Fuentes: F01 Estadísticas del Informe Síntesis del MEM, Sin dato de fecha de edición; base declarada dinámica <<https://cammesaweb.cammesa.com/estadistica-informe-sintesis-mem/>> [cotejo: respaldada]; F21 Introducción a SimSEE <<https://simsee.org/simsee/introduction.html>>.

- ▲ 869 Ficha A1-P06 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Datos y modelos abiertos): Los flujos de gas observados no determinan la entrega eléctrica posible en un invierno distinto. Fuentes: F07 Informes y Estadísticas <<https://cammesaweb.cammesa.com/informes-y-estadisticas/>>; F26 Flujos de Gas Estimados — Histórico <<https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/dod-flujos-gas-estimados.php?opcion=historico>> [cotejo: respaldada]; F27 Gráficos de Programación y Datos Diarios <<https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/dod-graficos-de-programacion.php>>.
- ▲ 870 Ficha A1-P07 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Datos y modelos abiertos): Las solicitudes y los anuncios de grandes consumos no describen una curva de carga simultánea. Fuentes: F07 Informes y Estadísticas <<https://cammesaweb.cammesa.com/informes-y-estadisticas/>>; F14 Licitaciones y Convocatorias, Sin dato de fecha de edición; estado visible al corte <<https://cammesaweb.cammesa.com/inicio-licitaciones/>>. [Capa 3, 14/10/2026: la página «Informes y Estadísticas» de CAMMESA respalda los informes de grandes usuarios por rama y actividad y no contiene documentación del régimen XDEM; el texto se corrigió]
- ▲ 871 Ficha A2-01 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Transporte y red): El margen de conexión cambia con el escenario y las solicitudes simultáneas. Fuentes: F01 CAMMESA. Solicitudes de prioridad por trimestre, MATER, Actualización de capacidades: 22/09/2026 <<https://cammesaweb.cammesa.com/solicitudes-de-prioridad-por-trimestre/>> [cotejo: respaldada]; F02 CAMMESA. Estudios eléctricos, Sin fecha visible <<https://cammesaweb.cammesa.com/estudios-electricos/>>; F03 UNLP, Facultad de Ingeniería / IITREE. Metodología para el estudio de acceso a la capacidad de transporte de parques eólicos, Abril de 2019 <<https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/75186>>.
- ◆ 872 Propuestas del autor para el área «Transporte y red», sobre las propuestas de las fichas de Astra; tipo de trabajo, entregable y horizonte son estimaciones de planificación. 13/10/2026.
- ▲ 873 Ficha A2-02 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Transporte y red): Los recortes renovables necesitan una causa verificable por evento. Fuentes: F03 UNLP, Facultad de Ingeniería / IITREE. Metodología para el estudio de acceso a la capacidad de transporte de parques eólicos, Abril de 2019 <<https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/75186>>; F06 CAMMESA. Índice de informes mensuales de generación renovable variable, Página: 15/09/2020; entradas actualizadas en 2026 <<https://cammesaweb.cammesa.com/2020/09/15/informe-mensual-generacion-renovable-variable/>>.
- ▲ 874 Ficha A2-03 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Transporte y red): La repotenciación exige comprobar el corredor y el origen de cada componente. Fuentes: F11 IMSA. Catálogo general de productos, 2020 según nombre del archivo <https://desarrollo.imsa.com.ar/descargas/IMSA_Catalogo_General_Productos_2020_low.pdf>; F12 IMSA. Ficha técnica Imalum HE, alojada por Conductores do Sul, Sin fecha impresa visible; el metadato del archivo alude al 17/06/2020 <https://www.condutoresdosul.com.br/descargas/IMSA_Producto_Imalum_HE_Ficha_Tecnica.pdf>.
- ▲ 875 Ficha A2-04 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Transporte y red): La capacidad térmica dinámica necesita una validación local de sus mediciones. Fuentes: F03 UNLP, Facultad de Ingeniería / IITREE. Metodología para el estudio de acceso a la capacidad de transporte de parques eólicos, Abril de 2019 <<https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/75186>>; F17 IEE-UNSJ-CONICET y otras instituciones. Methodology to assess phasor measurement unit in the estimation of dynamic line rating, Publicación en línea: 30/07/2018 <https://ri.conicet.gov.ar/bitstream/handle/11336/88034/CONICET_Digital_Nro.85a1820f-0d34-4532-ae1e-dbd7da4d6d40_A.pdf?isAllowed=y&sequence=2>; F18 PPL Electric Utilities. Implementación de capacidad dinámica, 11/07/2023 <<https://news.pplweb.com/2023-07-11-PPL-Electric-Utilities-first-of-its-kind-innovation-improves-reliability,-reduces-costs>>.
- ▲ 876 Ficha A2-05 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Transporte y red): Un mayor flujo puede exigir controlar tensión, armónicos y oscilaciones. Fuentes: F19 Ministerio de Economía. Resolución 715/2025, Dictada: 29/05/2025; publicada: 02/06/2025 <<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-715-2025-413462/texto>>; F20 IITREE-UNLP. Evaluación del nivel de perturbaciones en estaciones transformadoras de 500 kV, Mayo de 2011 <<https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/37523>> [cotejo: respaldada].
- ▲ 877 Ficha A2-06 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Transporte y red): El sitio y la recarga de una batería determinan su efecto sobre el corredor. Fuentes: F24 CAMMESA. Página AlmaSADI, Sin fecha general visible; documentación del procedimiento de 2026 <<https://cammesaweb.cammesa.com/almasadi-3/>>; F25 CAMMESA / Secretaría de Energía. Pliego AlmaSADI, Febrero de 2026 según el documento <<https://cammesaweb.cammesa.com/?wpdmdl=+51798>>.
- ▲ 878 Ficha A2-07 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Transporte y red): La declaración de prioridad no alcanza para reconstruir la fecha de servicio de una obra. Fuentes: F19 Ministerio de Economía. Resolución 715/2025, Dictada: 29/05/2025; publicada: 02/06/2025 <<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-715-2025-413462/texto>>; F28 Secretaría de Energía. Resolución 83/2026, Dictada: 01/04/2026.
- ▲ 879 Ficha A3-01 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Demanda y flexibilidad): La comparabilidad de las curvas públicas requiere verificar cobertura y definiciones. Fuentes: F01 Estadísticas del Informe Síntesis del MEM, sin dato de publicación; base dinámica <<https://cammesaweb.cammesa.com/estadistica-informe-sintesis-mem/>>; F02 Perfiles de demanda horaria históricos zonales y regionales, sin dato de publicación.
- ◆ 880 Propuestas del autor para el área «Demanda y flexibilidad», sobre las propuestas de las fichas de Astra; tipo de trabajo, entregable y horizonte son estimaciones de planificación. 13/10/2026.

- ▲ 881 Ficha A3-02 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Demanda y flexibilidad): La industria necesita medir cuánto puede desplazar sin afectar su producción. Fuentes: F06 Comportamiento de la Demanda de Energía Eléctrica en el MEM, 09/10/2026 <<https://cammesawebqas.cammesa.com/2026/10/09/covid-19-comportamiento-de-la-demanda-de-energia-electrica-en-el-mem/>>; F07 Eficiencia Energética: servicios y planta piloto, sin dato <<https://www.argentina.gob.ar/node/437966>>; F08 Development and Validation of Demand Response Quick Assessment Tool For Refrigerated Warehouses in California, agosto de 2015 <<https://gridintegration.lbl.gov/publications/development-and-validation-demand>>.
- ▲ 882 Ficha A3-03 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Demanda y flexibilidad): La potencia declarada de una mina no define su curva de carga ni su margen de maniobra. Fuentes: F06 Comportamiento de la Demanda de Energía Eléctrica en el MEM, 09/10/2026 <<https://cammesawebqas.cammesa.com/2026/10/09/covid-19-comportamiento-de-la-demanda-de-energia-electrica-en-el-mem/>>; F07 Eficiencia Energética: servicios y planta piloto, sin dato <<https://www.argentina.gob.ar/node/437966>>; F09 Los Azules: resultados del estudio de factibilidad y apéndice técnico, 07/10/2025 <<https://www.mcewenmining.com/investor-relations/press-releases/press-release-details/2025/Los-Azules-Feasibility-Study-Confirms-Economically-Robust-Copper-Project-With-Leading-ESG-Performance/default.aspx>>.
- ▲ 883 Ficha A3-04 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Demanda y flexibilidad): Falta reconstruir el desempeño verificable de los programas de gestión de demanda. Fuentes: F11 Resolución 379/2025 y Anexo I: Programa de Gestión de Demanda de Energía, sanción: 25/09/2025; publicación: 26/09/2025 <<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resolucion-379-2025-417999/texto>> [cotejo: respaldada]; F12 Portal del Programa de Gestión de Demanda de Energía (PGDE), sin fecha editorial.
- ▲ 884 Ficha A3-05 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Demanda y flexibilidad): La medición inteligente y las tarifas horarias necesitan una evaluación conjunta. Fuentes: F16 Grandes Usuarios: régimen tarifario y cuadros disponibles, sin fecha editorial; cuadros listados de septiembre de 2026 <<https://www.epe.santafe.gov.ar/institucional/grandes-usuarios>>; F17 Reporte de Sustentabilidad 2023, ejercicio 2023.
- ▲ 885 Ficha A3-06 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Demanda y flexibilidad): Electrificar calefacción exige comprobar el efecto sobre el invierno eléctrico y el gas. Fuentes: F01 Estadísticas del Informe Síntesis del MEM, sin dato de publicación; base dinámica <<https://cammesaweb.cammesa.com/estadistica-informe-sintesis-mem/>>; F02 Perfiles de demanda horaria históricos zonales y regionales, sin dato de publicación.
- ▲ 886 Ficha A3-07 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Demanda y flexibilidad): El consumo de gas industrial no alcanza para decidir qué calor conviene electrificar. Fuentes: F06 Comportamiento de la Demanda de Energía Eléctrica en el MEM, 09/10/2026 <<https://cammesawebqas.cammesa.com/2026/10/09/covid-19-comportamiento-de-la-demanda-de-energia-electrica-en-el-mem/>>; F07 Eficiencia Energética: servicios y planta piloto, sin dato <<https://www.argentina.gob.ar/node/437966>>; F23 Visualización dinámica: consumo total del sistema, octubre de 2022 <<https://www.enargas.gob.ar/secciones/visualizacion-datos/AM-VisualizacionDatosConsumoTotalSistema.pdf>>.
- ▲ 887 Ficha A3-08 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Demanda y flexibilidad): La ubicación de cargadores no permite anticipar su demanda coincidente. Fuentes: F26 Avances de integración energética en Mendoza de vehículos eléctricos y sistemas de generación distribuida: modelo LEAP, 2021; depósito: 14/10/2022 <<https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/143814>>; F27 ACN-Data: A Public EV Charging Dataset, sin fecha editorial.
- ▲ 888 Ficha A4-01 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Hidrología, clima y recurso): ¿Cómo vincular el agua disponible con la generación de cada complejo?. Fuentes: F01 AIC · Ficha de El Chocón, Sin fecha de actualización visible. Texto de la ficha y campos de niveles y caudales. <<https://www.aic.gob.ar/sitio/embalses-detalle?a=8&z=1577860616>> [cotejo: respaldada]; F02 AIC · Caudales programados, Publicación observada: 12/10/2026. Tabla y aclaración sobre medias diarias, recuperadas en extracción web. <<https://www.aic.gob.ar/sitio/caudales>>; F03 EBY · Parte operativo del embalse, 13/10/2026. Texto operativo, distinción entre niveles observados y afluencias pronosticadas. Los anexos gráficos no se usaron como evidencia de valores. <<https://eby.gov.py/cota-82-85-msnm-resumen-ejecutivo-n-6110-13-10-2026/>>.
- ◆ 889 Propuestas del autor para el área «Hidrología, clima y recurso», sobre las propuestas de las fichas de Astra; tipo de trabajo, entregable y horizonte son estimaciones de planificación. 13/10/2026.
- ▲ 890 Ficha A4-02 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Hidrología, clima y recurso): ¿Cuándo un pronóstico mejora una decisión sobre reservas de agua?. Fuentes: F12 Salto Grande y UBA · Evaluación de pronósticos subsezonales de precipitación en la cuenca del Uruguay, Septiembre de 2024. Resumen y afiliaciones recuperados mediante búsqueda. Las aperturas directas no recuperaron el artículo completo. <<https://rmets.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/joc.8634>>; F10 AIC · *El control de las crecidas. Sistema de Emergencias Hídricas y Mitigación del Riesgo*, Mayo de 2020, cuarta edición. PDF y pasajes sobre red, control de calidad y previsión estacional. Describe capacidades de esa edición; no certifica por sí solo su continuidad actual. <<https://www.aic.gob.ar/sitio/archivos/202007/el%20control%20de%20las%20crecidas%202020.pdf>> [cotejo: parcial].
- ▲ 891 Ficha A4-03 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Hidrología, clima y recurso): ¿Cómo trasladar los cambios de aportes a decisiones hidroeléctricas sin confundir horizontes?. Fuentes: F14 UNRN / IWA Publishing · *Impact of climate change on the streamflow in northern Patagonia*, 2024. La revista identifica volumen 15, número 5; el repositorio informa marzo de 2024. Resumen editorial y registro indexados. No se declara lectura completa del PDF. <<https://doi.org/10.2166/wcc.2024.492>>; F16 Fundación Bariloche / revista de UNComahue · Escenarios de cambio climático y generación eléctrica del Comahue, 22/12/2017. Resumen, fecha y referencias. Se retuvo como antecedente de modelación energética, sin actualizar sus resultados económicos. <<https://revele.uncoma.edu.ar/index.php/cuadernos/article/view/1772>>.

- ▲ 892 Ficha A4-04 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Hidrología, clima y recurso): ¿Cuánto cambia la demanda con la temperatura en cada territorio y horario?. Fuentes: F17 Facultad de Ciencias Económicas, UNLP · Demanda eléctrica y temperatura, estimaciones semiparamétricas, Presentación: 22/04/2026. Depósito: 08/05/2026. Registro y PDF. Se revisaron definición de demanda, fuentes, exclusiones y heterogeneidad regional. <<https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/194157?show=full>> [cotejo: respaldada]; F18 CAMMESA · Informes y estadísticas, Sin fecha. Lectura de la descripción de bases y seguimiento de demanda. La descripción acredita oferta de productos, sin auditoría de cada archivo enlazado. <<https://cammesaweb.cammesa.com/informes-y-estadisticas/>>; F19 SMN / Datos Argentina · Catálogo de productos meteorológicos, Sin fecha única. Catálogo recuperado mediante extracción indexada. Se acreditaron tipos de variables.
- ▲ 893 Ficha A4-05 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Hidrología, clima y recurso): ¿Qué error introduce cada fuente de radiación al evaluar un proyecto solar?. Fuentes: F21 Geoacta / SEDICI-UNLP · Comparación de radiación medida en Tucumán con ERA5 y NCEP/NCAR, 09/12/2024. Resumen y metadatos. Período de mediciones: 2017–2018. <<https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/175320>>; F22 CONICET / ASME · Comparación de radiación en Tucumán con reanálisis y datos satelitales, Publicación en línea: 10/10/2025, corroborada por A4-F34. Edición diciembre de 2025. Resumen indexado de CONICET; texto editorial completo no recuperado. <<https://bicyt.conicet.gov.ar/fichas/produccion/en/12968304>> [Capa 3, 14/10/2026: la URL devuelve 410 y no se encontró otra copia; el resultado de 2025 (CAMS) se retiró del texto y queda Sin fuente recuperable].
- ▲ 894 Ficha A4-06 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Hidrología, clima y recurso): ¿Representa una campaña de viento el recurso de largo plazo que se contratará?. Fuentes: F28 CITECCA-UNRN · Análisis de variabilidad y pronóstico del recurso eólico para parques GENNEIA, Fecha de emisión: sin dato. PDF consultado, especialmente resumen ejecutivo, metodología y comparación de campañas. Los períodos del análisis constan en el documento. <https://rid.unrn.edu.ar/bitstream/20.500.12049/9928/1/reporte_unrn.pdf>; F29 DTU / Global Wind Atlas · Notas de versión, GWA4: junio de 2025. Texto indexado de la página oficial; apertura directa sin contenido sustantivo. <<https://globalwindatlas.info/about/ReleaseNotes>> [Capa 3, 14/10/2026: la página carga por JavaScript y la fecha de publicación no pudo cotejarse; el texto cita sólo el período simulado 2008–2017, respaldado por el pasaje de método].
- ▲ 895 Ficha A4-07 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Hidrología, clima y recurso): ¿En qué condiciones fallan juntos el agua, el viento y el sol?. Fuentes: F32 CITECCA-UNRN e IANIGLA-CONICET · Sincronía de recursos eólicos, solares e hidroeléctricos en Argentina, Primera publicación: 05/10/2025. Edición: 15/12/2025. Página editorial, resumen, afiliaciones y declaración de disponibilidad de datos. El cuerpo completo no quedó expuesto en la lectura. <<https://rmets.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/joc.70119?af=R>>; F33 Energy Strategy Reviews / ITAS-KIT · Evaluación probabilística de complementariedad en América Latina, Noviembre de 2022. Resumen y metadatos editoriales indexados. Sin lectura completa del artículo. <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X22001663>>; F28 CITECCA-UNRN · Análisis de variabilidad y pronóstico del recurso eólico para parques GENNEIA, Fecha de emisión: sin dato. PDF consultado, especialmente resumen ejecutivo, metodología y comparación de campañas. Los períodos del análisis constan en el documento. <https://rid.unrn.edu.ar/bitstream/20.500.12049/9928/1/reporte_unrn.pdf>.
- ▲ 896 Ficha A5-01 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Gas y electricidad en invierno): Margen de transporte incierto por tramo y día. Fuentes: F01 ENARGAS, portal regulador — Flujos de gas estimados, histórico, sin fecha de publicación visible <<https://www.enargas.gov.ar/seccion/transporte-y-distribucion/dod-flujos-gas-estimados.php?opcion=historico>>; F02 ENARGAS, portal regulador — Gráficos de programación y datos diarios, sin fecha de publicación visible <<https://www.enargas.gov.ar/seccion/transporte-y-distribucion/dod-graficos-de-programacion.php>>; F03 ENARGAS — Informe anual 2024, apartado Sistema de transporte, edición 2024. [Capa 3, 14/10/2026: el pasaje del informe anual define la capacidad nominal de inyección; el texto decía «distingue» y se corrigió a «define»]
- ◆ 897 Propuestas del autor para el área «Gas y electricidad en invierno», sobre las propuestas de las fichas de Astra; tipo de trabajo, entregable y horizonte son estimaciones de planificación. 13/10/2026.
- ▲ 898 Ficha A5-02 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Gas y electricidad en invierno): Respaldo invernal del almacenamiento subterráneo sin curva de entrega comprobada. Fuentes: F07 YPF — Form 20-F, ejercicio 2025, Natural gas storage unit, ejercicio terminado el 31/12/2025; presentación en 2026; día no verificado <<https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/904851/000119312526126363/d95578d20f.htm>> [cotejo: no accesible].
- ▲ 899 Ficha A5-03 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Gas y electricidad en invierno): Asignación de restricciones de gas y respaldo eléctrico difícil de reconstruir. Fuentes: F11 ENARGAS — Resolución 3833/2016, texto actualizado y anexo, 02/06/2016; publicación 10/06/2016 <<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-3833-2016-262631/actualizacion>>; F12 ENARGAS — Resolución 59/2018 y anexo del procedimiento del CEE, 18/05/2018.
- ▲ 900 Ficha A5-04 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Gas y electricidad en invierno): El comercio de GNL no está conciliado con su disponibilidad diaria para el sistema. Fuentes: F02 ENARGAS, portal regulador — Gráficos de programación y datos diarios, sin fecha de publicación visible <<https://www.enargas.gov.ar/seccion/transporte-y-distribucion/dod-graficos-de-programacion.php>>; F15 Comité Ejecutivo de Emergencia — Acta publicada por ENARGAS, 28/05/2024 <https://www.enargas.gov.ar/seccion/transporte-y-distribucion/actas-cee/ACTA_CEE_28-05-24.pdf>; F17 Normativa nacional — Decreto 1057/2024, texto actualizado y anexos, 28/11/2024.

- ▲ 901 Ficha A5-05 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Gas y electricidad en invierno): Emisiones de la cadena gas-electricidad sin medición integrada local. Fuentes: F22 GEAA, UTN regional Mendoza y CONICET — Inventario estacional y decadal de emisiones de Argentina, 29/10/2021 <<https://essd.copernicus.org/articles/13/5027/2021/essd-13-5027-2021.html>> [cotejo: respaldada]; F23 UTN / CONICET — Comparación de inventarios argentinos de metano con TROPOMI, 29/10/2020 <<https://isprs-annals.copernicus.org/articles/IV-3-W2-2020/107/2020/>>; F24 PNUMA / IMEO — Oil and Gas Methane Partnership 2.0, sin fecha de publicación visible.
- ▲ 902 Ficha A5-06 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Gas y electricidad en invierno): Despacho conjunto gas-electricidad sin caso actual reproducible recuperado. Fuentes: F01 ENARGAS, portal regulador — Flujos de gas estimados, histórico, sin fecha de publicación visible <<https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/dod-flujos-gas-estimados.php?opcion=historico>>; F02 ENARGAS, portal regulador — Gráficos de programación y datos diarios, sin fecha de publicación visible <<https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/dod-graficos-de-programacion.php>>; F15 Comité Ejecutivo de Emergencia — Acta publicada por ENARGAS, 28/05/2024 <https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/actas-cee/ACTA_CEE_28-05-24.pdf>.
- ▲ 903 Ficha A5-07 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Gas y electricidad en invierno): Demanda conjunta durante olas de frío sin pronóstico local validado recuperado. Fuentes: F02 ENARGAS, portal regulador — Gráficos de programación y datos diarios, sin fecha de publicación visible <<https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/dod-graficos-de-programacion.php>>; F29 ENARGAS — Resultado del pronóstico de demanda prioritaria, invierno 2021, 03/11/2021, fecha impresa de la pieza <https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/informes-graficos/mensuales/pdf/informe_894.pdf>; F30 CIEPE, UNSAM — Informe sobre el mercado del gas natural, primer semestre de 2018, edición primer semestre de 2018.
- ▲ 904 Ficha A6-01 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Almacenamiento): La potencia adjudicada necesita una comprobación de entrega y conexión. Fuentes: F01 Portal AlmaSADI, sin dato; portal dinámico <<https://cammesaweb.cammesa.com/almasadi-3/>>; F02 Portal AlmaGBA, sin dato.
- ◆ 905 Propuestas del autor para el área «Almacenamiento», sobre las propuestas de las fichas de Astra; tipo de trabajo, entregable y horizonte son estimaciones de planificación. 13/10/2026.
- ▲ 906 Ficha A6-02 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Almacenamiento): La capacidad local de ensayo debe vincularse con la escala del sistema y la norma. Fuentes: F03 Pliego AlmaSADI, febrero de 2026 <https://cammesaweb.cammesa.com/?wpdm_dl=+51798>; F04 Pliego AlmaGBA, anexo de la Resolución 67/2025, febrero de 2025; publicación 17/02/2025 <https://www.argentina.gob.ar/normativa/409670_res67_pdf/archivo>.
- ▲ 907 Ficha A6-03 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Almacenamiento): La fabricación local necesita acreditar qué etapa produce y con qué calidad. Fuentes: F20 Planta de Baterías de Litio: cerca de la fase de producción, 24/10/2024 <<https://unlp.edu.ar/institucional/produccion/la-planta-de-baterias-de-litio-de-la-unlp-mas-cerca-de-la-fase-de-produccion-89284/>> [cotejo: respaldada]; F21 Planta de Baterías de Litio, 13/11/2025, fecha mostrada <<https://unlp.edu.ar/institucional/produccion/planta-de-baterias-de-litio-31007/>>; F22 Quiénes somos, sin dato <<https://www.probattery.com.ar/qui%3%A9nes-somos>>.
- ▲ 908 Ficha A6-04 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Almacenamiento): Una batería usada necesita diagnóstico antes de destinarla a un servicio eléctrico. Fuentes: F14 Presentación institucional y grupos de investigación, sin dato; página consultada en 2026 <<https://leici.ing.unlp.edu.ar/>>; F18 UL 1974, edición 2, 10/11/2023 <<https://www.shopulstandards.com/ProductDetail.aspx?productId=UL1974>>.
- ▲ 909 Ficha A6-05 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Almacenamiento): La recuperación de materiales necesita demostrar destino, pureza y costo del residuo restante. Fuentes: F28 Proyecto de reciclaje de baterías de litio con UniLiB, 24/04/2025 <<https://unlp.edu.ar/institucional/la-unlp-y-la-provincia-se-unen-en-un-proyecto-para-el-reciclaje-de-baterias-de-litio-104401/>>; F29 Grupo de Tecnologías para la Valorización de Residuos, sin dato <<https://cindeca.quimica.unlp.edu.ar/index.php/grupo-de-tecnologias-para-la-valorizacion-de-residuos/>>; F30 Protocolo para recolección y acopio de baterías de litio agotadas, 15/01/2025 <<https://laplata.conicet.gov.ar/investigadores-del-conicet-la-plata-lanzan-un-protocolo-para-la-recoleccion-y-el-acopio-de-baterias-de-litio-agotadas/>>.
- ▲ 910 Ficha A6-06 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Almacenamiento): Falta definir el servicio que justificaría almacenar durante más horas. Fuentes: F03 Pliego AlmaSADI, febrero de 2026 <https://cammesaweb.cammesa.com/?wpdm_dl=+51798>; F04 Pliego AlmaGBA, anexo de la Resolución 67/2025, febrero de 2025; publicación 17/02/2025 <https://www.argentina.gob.ar/normativa/409670_res67_pdf/archivo>.
- ▲ 911 Ficha A6-07 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Almacenamiento): El aporte del bombeo necesita medirse con disponibilidad y restricciones actuales. Fuentes: F36 Central Río Grande: reseña y funcionamiento, sin dato; página histórica <https://web.epec.com.ar/generacion_central_h_rio-grande-historia.html> [cotejo: respaldada]; F37 Estados contables al cierre de 2024, cierre 31/12/2024.
- ▲ 912 Ficha A7-P01 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Generación distribuida y distribución): Conciliación de conexiones, potencia y energía. Fuentes: F01 Secretaría de Energía. Reporte de generación distribuida, septiembre de 2026, Septiembre de 2026. Día de publicación: sin dato. <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/reporte_septiembre_2026_-_generacion_distribuida.pdf> [cotejo: no accesible]; F02 EPRE Mendoza. Informe de Recursos de Energía Distribuida, Junio de 2026. <https://epremendoza.gob.ar/2019/informes/RED/RED_Jun26.pdf> [cotejo: respaldada]; F03 AVERMA-ASADES.
- ◆ 913 Propuestas del autor para el área «Generación distribuida y distribución», sobre las propuestas de las fichas de Astra; tipo de trabajo, entregable y horizonte son estimaciones de planificación. 13/10/2026.
- ▲ 914 Ficha A7-P02 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Generación distribuida y distribución): Margen local de conexión. Fuentes: F05 IEE, UNSJ-CONICET. Aplicación para la evaluación técnica de la capacidad de inserción de generación distribuida, Enero de 2021. <<https://ri.conicet.gov.ar/handle/11336/183510>>; F06 NREL. Dynamic Hosting Capacity Analysis for Distributed Photovoltaic Resources — Framework and Case Study, 2020. <<https://research-hub.nrl.gov/en/publications/dynamic-hosting-capacity-analysis-for-distributed-photovoltaic-re-2/>>; F07 CONICET. Tesis: Estimación y planificación de la operación de corto plazo en redes activas de distribución, 02/07/2024, fecha del registro. <<https://bicyt.conicet.gov.ar/fichas/produccion/en/11830739>>.

- ▲ 915 Ficha A7-P03 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Generación distribuida y distribución): Interacción de inversores y protecciones. Fuentes: F08 Secretaría de Energía. Resolución 919/2023 y anexo, Acto: 10/11/2023. Publicación: 13/11/2023. <<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-919-2023-393069/texto>>; F09 UNLP, Facultad de Ingeniería, Instituto de Investigaciones en Electrónica, Control y Procesamiento de Señales. Tesis: Control en micro-redes con energías renovables basado en restricciones sobre las unidades de generación, Defensa: 14/06/2024. Publicación: 2024. <<https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/16767?show=full>>; F10 UNLP. Presentación institucional de IITREE, 12/12/2018. <https://unlp.edu.ar/institucional/vinculacion_tecnologica/municipios/instituto-de-investigaciones-tecnologicas-para-redes-y-equipos-electricos-iitree-11975-16975/>.
- ▲ 916 Ficha A7-P04 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Generación distribuida y distribución): Comparabilidad de calidad de servicio. Fuentes: F10 UNLP. Presentación institucional de IITREE, 12/12/2018. <https://unlp.edu.ar/institucional/vinculacion_tecnologica/municipios/instituto-de-investigaciones-tecnologicas-para-redes-y-equipos-electricos-iitree-11975-16975/>; F12 Portal ENRE. Calidad del servicio, Período: septiembre de 2025–febrero de 2026. Publicación: sin dato. <<https://www.argentina.gob.ar/enre/calidad-del-servicio>> [cotejo: respaldada]; F13 OCEBA. Indicadores: calidad de servicio y contabilidad regulatoria <https://www.oceba.gba.gov.ar/nueva_web/s.php?i=118>.
- ▲ 917 Ficha A7-P05 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Generación distribuida y distribución): Separación de pérdidas. Fuentes: F07 CONICET. Tesis: Estimación y planificación de la operación de corto plazo en redes activas de distribución, 02/07/2024, fecha del registro. <<https://bicyt.conicet.gov.ar/fichas/produccion/en/11830739>>; F14 EPRE Entre Ríos. Revisión tarifaria, cuarto período: criterios para la formulación de propuestas, Publicación en el portal: 17/09/2025. <<https://epre.gov.ar/web/revision-tarifaria-cuarto-periodo-criterios-para-la-formulacion-de-propuestas/>>; F17 EDENOR. Memoria 2025, Ejercicio 2025. Fecha editorial exacta: sin dato. <https://www.edenor.com/files/investors/2026-03/EDENOR_2025_Memoria.pdf>.
- ▲ 918 Ficha A7-P06 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Generación distribuida y distribución): Recuperación de costos bajo autoconsumo. Fuentes: F10 UNLP. Presentación institucional de IITREE, 12/12/2018. <https://unlp.edu.ar/institucional/vinculacion_tecnologica/municipios/instituto-de-investigaciones-tecnologicas-para-redes-y-equipos-electricos-iitree-11975-16975/>; F14 EPRE Entre Ríos. Revisión tarifaria, cuarto período: criterios para la formulación de propuestas, Publicación en el portal: 17/09/2025. <<https://epre.gov.ar/web/revision-tarifaria-cuarto-periodo-criterios-para-la-formulacion-de-propuestas/>>; F19 CONICET. Registro del trabajo de CIDEL: Análisis económico de la generación solar distribuida y de los mecanismos regulatorios de incentivos en Argentina, 2018. <<https://bicyt.conicet.gov.ar/fichas/produccion/en/8193616>>.
- ▲ 919 Ficha A7-P07 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Generación distribuida y distribución): Verificación del reparto comunitario. Fuentes: F22 Secretaría de Energía. Resolución 287/2025, Acto: 03/07/2025. Publicación: 04/07/2025. <<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/norma-414760/texto>>; F23 IDAE, Departamento Solar y Autoconsumo. Guía de autoconsumo colectivo, versión 2.1, Julio de 2024. <https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/Guia-Autoconsumo-Colectivo/20240709_Guia_Autoconsumo-Colectivo_v2.1.pdf>; F24 Secretaría de Energía. Resolución 608/2023, Acto: 18/07/2023. Publicación: 20/07/2023. <<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-608-2023-386988/texto>> [cotejo: respaldada].
- ▲ 920 Ficha A8-F01 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Nuclear y minerales): Incertidumbre sobre los hitos que permitirían contar con nuevos reactores compactos. Fuentes: S01 ARN · "National Nuclear Safety Report, Argentina 2025", 2025 <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/national_nuclear_safety_report_argentina_2025.pdf>; S02 ARN · Resolución 636/2025, Acto 07/11/2025; publicación 26/11/2025 <<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-636-2025-420561/texto>> [cotejo: respaldada].
- ◆ 921 Propuestas del autor para el área «Nuclear y minerales», sobre las propuestas de las fichas de Astra; tipo de trabajo, entregable y horizonte son estimaciones de planificación. 13/10/2026.
- ▲ 922 Ficha A8-F02 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Nuclear y minerales): Cobertura del combustible nuclear sin un balance público integrado de entregas, existencias y permisos. Fuentes: S08 CNEA · Exploración de uranio <<https://www.argentina.gob.ar/node/475785>>; S09 ARN · Resolución 98/2026, planta de Dioxitek, Acto 23/04/2026; publicación 29/05/2026 <<https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/342539/20260529>>.
- ▲ 923 Ficha A8-F03 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Nuclear y minerales): Integración industrial local sin evidencia comparable de calificación por componente. Fuentes: S06 CNEA, Centro Atómico Bariloche · Seguridad Nuclear <<https://www.argentina.gob.ar/cnea/cab/laboratorio-de-seguridad-nuclear>>; S12 Secretaría de Energía · CAREM <<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/nuclear/carem>>; S13 CONUAR · About us <<https://conuar.ar/en/about-us/>> [cotejo: respaldada].
- ▲ 924 Ficha A8-F04 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Nuclear y minerales): Pérdida de experiencia y formación que necesita traducirse en competencias verificables. Fuentes: S01 ARN · "National Nuclear Safety Report, Argentina 2025", 2025 <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/national_nuclear_safety_report_argentina_2025.pdf>; S05 ARN · Clasificación de instalaciones <<https://www.argentina.gob.ar/arn/instalaciones-practicas-y-personal-regulado/clasificacion-de-instalaciones>>; S15 ARN · Respuestas al informe nacional de seguridad, 2026 según índice institucional.
- ▲ 925 Ficha A8-F05 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Nuclear y minerales): Consumos de agua y energía de la extracción directa de litio difíciles de comparar entre procesos. Fuentes: S18 CIDMEJu, CEGA-INSUGEO y GeoRessources · "Environmental impact of direct lithium extraction from brines", 23/02/2023 <<https://www.nature.com/articles/s43017-022-00387-5>>; S19 Eramet · Our lithium extraction process, Marca de página 09/01/2025 <<https://www.eramet.com/en/activities/products/lithium/our-lithium-extraction-process/>>; S20 CONICET · De las salmueras a las baterías de iones de litio, 26/07/2023 <<https://www.conicet.gov.ar/de-las-salmueras-a-las-baterias-de-iones-de-litio/>>.

- ▲ 926 Ficha A8-F06 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Nuclear y minerales): Mediciones de agua en salares que todavía deben integrarse por cuenca y por período. Fuentes: S21 CONICET, UNSa, UNLP y Geneva Graduate Institute. *The water footprint of lithium extraction technologies: insights from environmental impact reports in Argentina's salt flats*, Febrero de 2025 <<https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/181846>> [cotejo: respaldada]; S22 Mismas instituciones · Material suplementario del estudio de huella hídrica, 2025 <https://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/181846/Material_suplementario.0-S240584402500903X-mm1.pdf?isAllowed=y&sequence=2>; S23 SEGEMAR · Mapa del litio en salmueras del noroeste argentino, 2025 <<https://repositorio.segemar.gov.ar/handle/308849217/4605>>.
- ▲ 927 Ficha A8-F07 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Nuclear y minerales): Demanda eléctrica del cobre que necesita curvas de carga y condiciones de acceso compatibles. Fuentes: S25 ENRE · Resolución 219/2026, Acto 23/04/2026; publicación 24/04/2026 <<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/norma-425132/texto>>; S26 ENReGE · Resolución 330/2026, publicación de CAMMESA, Acto 28/07/2026.
- ▲ 928 Ficha A9-P01 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Territorio, empleo y comunidades): ¿Cómo comprobar qué mejora recibió el territorio después de una obra? Fuentes: F01 Anexo A. Fideicomiso Salar del Hombre Muerto — Repositorio EITI Argentina / Secretaría de Minería, Sin fecha visible en el cuerpo. El nombre del archivo indica noviembre de 2023. Datos de obras: 2022. <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/02/catamarca_requisito_5.1_distribucion_de_ingresos_anexo_a_-_nota_pedido_de_informacion_fshm_a_dpmm_-_noviembre_2023.pdf>; F02 About this register — Local Energy Scotland, Sin fecha de publicación declarada. El texto identifica una actualización del registro en julio de 2024. <https://localenergy.scot/projects-overview/about-this-data/?return=map&technology%5B%5D=technology_31>; F03 Onshore renewable energy: refreshing the good practice principles for community benefits. Section 3 — Energy and Climate Change Directorate, Escocia, 18/02/2026. <<https://www.gov.scot/publications/refreshing-good-practice-principles-community-benefits-onshore-renewable-energy-working-paper/pages/4/>>.
- ◆ 929 Propuestas del autor para el área «Territorio, empleo y comunidades», sobre las propuestas de las fichas de Astra; tipo de trabajo, entregable y horizonte son estimaciones de planificación. 13/10/2026.
- ▲ 930 Ficha A9-P02 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Territorio, empleo y comunidades): ¿Cómo verificar el cumplimiento de acuerdos entre proyectos mineros y comunidades? Fuentes: F04 Autodiagnóstico ISO 26000 EXAR 2025 — EXAR, Edición 2025. Fecha exacta de publicación: sin dato. <<https://www.exar.com.ar/wp-content/uploads/2026/02/AUTODIAGNOSTICO-ISO-26000-EXAR-2025.pdf>> [cotejo: respaldada]; F05 2026 Cauchari-Olaroz S-K 1300 Technical Report — Lithium Argentina AG; presentación en SEC, Fecha efectiva 27/02/2026. Fecha indicada de presentación del informe: 19/03/2026. <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1440972/000110465926032465/tm269254d1_ex99-1.htm>.
- ▲ 931 Ficha A9-P03 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Territorio, empleo y comunidades): ¿Qué compromisos territoriales se pueden medir y exigir a un centro de datos? Fuentes: F07 Data Center Community Benefits Agreement: resumen institucional — City of Lancaster, Fecha de publicación: sin dato. La página enlaza actuaciones de noviembre de 2025. <<https://www.cityoflanasterpa.gov/data-center/community-benefits-agreement/>>; F08 112425-Final-Executed-CBA.pdf — City of Lancaster; archivo del acuerdo con las sociedades desarrolladoras, Fecha de firma: sin dato verificado mediante lectura. El archivo se identifica como final ejecutado y su nombre contiene 112425. <<https://www.cityoflanasterpa.gov/wp-content/uploads/2026/09/112425-Final-Executed-CBA.pdf>>.
- ▲ 932 Ficha A9-P04 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Territorio, empleo y comunidades): ¿Cómo anticipar la demanda de vivienda y servicios en Añelo sin confundir poblaciones distintas? Fuentes: F10 Añelo sostenible. Actualización. Plan de acción de ciudades sostenibles — Fundación YPF, Actualización 2020; revisión del período 2015–2019. <https://fundacionypf.org.ar/Documents/Publicaciones/Plan_Anelo.pdf>; F11 Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2022: portal de resultados — Dirección Provincial de Estadística y Censos del Neuquén, Operativo 2022. Fecha de publicación de la página: sin dato. <<https://www.estadisticaneuquen.gob.ar/apps/censo2022/>>.
- ▲ 933 Ficha A9-P05 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Territorio, empleo y comunidades): ¿Qué parte del empleo de una obra queda en la localidad y cuánto dura? Fuentes: F14 Generación de empleo. Programa RenovAr y MATER — Subsecretaría de Energías Renovables, Corte de datos: agosto de 2018. Fecha editorial exacta: sin dato. <<https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/empleorenovable.pdf>>; F15 Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Onshore Wind — IRENA, Junio de 2017. <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jun/IRENA_Leveraging_for_Onshore_Wind_2017.ashx?hash=98DBFB7175FC491EE0FAC6D81D418B793389918&la=en>.
- ▲ 934 Ficha A9-P06 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Territorio, empleo y comunidades): ¿La formación técnica termina en trabajo relacionado con lo aprendido? Fuentes: F16 Sistema de Seguimiento de Egresados — Instituto Nacional de Educación Tecnológica, Página sin fecha declarada. Describe la cohorte 2009 y seguimientos posteriores, incluido 2017. <<https://www.inet.edu.ar/index.php/estudios-investigaciones/sistema-de-seguimiento-de-egresados/>>; F17 Formación Técnica — Fundación YPF, Sin fecha de publicación declarada; consultado al corte. <<https://lab.fundacionypf.org.ar/formacion-tecnica>>.
- ▲ 935 Ficha A9-P07 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Territorio, empleo y comunidades): ¿Qué evidencia permite evaluar participación y cumplimiento sin dar por acreditada la aceptación comunitaria? Fuentes: F04 Autodiagnóstico ISO 26000 EXAR 2025 — EXAR, Edición 2025. Fecha exacta de publicación: sin dato. <<https://www.exar.com.ar/wp-content/uploads/2026/02/AUTODIAGNOSTICO-ISO-26000-EXAR-2025.pdf>> [cotejo: respaldada]; F20 Kachi Yupi: procedimiento de consulta y consentimiento previo, libre e informado — Comunidades de la Cuenca de Salinas Grandes y Laguna de Guayatayoc; copia alojada en FARN, Aprobado el 22/08/2015, según página impresa 39. <<https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2020/06/Kachi-Yupi-Protocolo-Consulta-Previa-Comunidades-Salinas-Grandes-y-Laguna-de-Guatayayoc-Dic-2015-1-1.pdf>>.

- ▲ 936 Ficha A10-01 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Método, verificación y ciencia abierta): Una cita puede acompañar una afirmación que la fuente no sostiene. Fuentes: S01 NIST. Artificial Intelligence Risk Management Framework: Generative Artificial Intelligence Profile, 2024-07-26; PDF: julio de 2024 <<https://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/ai/NISTAI.600-1.pdf>> [cotejo: respaldada]; S02 IIF-CONICET. Grupo de Evaluación de Modelos de Lenguaje e Inteligencia Artificial agéntica, sin fecha declarada en la página <<https://iif.conicet.gov.ar/grupo-de-evaluacion-de-modelos-de-lenguaje-e-inteligencia-artificial-agentica/>>.
- ◆ 937 Propuestas del autor para el área «Método, verificación y ciencia abierta», sobre las propuestas de las fichas de Astra; tipo de trabajo, entregable y horizonte son estimaciones de planificación. 13/10/2026.
- ▲ 938 Ficha A10-02 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Método, verificación y ciencia abierta): Dos proveedores pueden aprobar el mismo error. Fuentes: S02 IIF-CONICET. Grupo de Evaluación de Modelos de Lenguaje e Inteligencia Artificial agéntica, sin fecha declarada en la página <<https://iif.conicet.gov.ar/grupo-de-evaluacion-de-modelos-de-lenguaje-e-inteligencia-artificial-agentica/>>; S03 University of Central Florida; arXiv. Agreement Overstates Evidence: Error Dependence in LLM Judge Consensus, 2026-09-18, versión 1 <<https://arxiv.org/html/2609.22512v1>> [cotejo: respaldada].
- ▲ 939 Ficha A10-03 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Método, verificación y ciencia abierta): Un resultado energético puede quedar atado al entorno que lo produjo. Fuentes: S05 Energy Policy; registro institucional TU Delft. The importance of open data and software: Is energy research lagging behind?, 2017; volumen publicado en febrero <<https://research.tudelft.nl/en/publications/the-importance-of-open-data-and-software-is-energy-research-lagging/>>.
- ▲ 940 Ficha A10-04 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Método, verificación y ciencia abierta): Los datos pueden conservar sus valores y perder su significado. Fuentes: S06 Fundar / Argendata. Repositorio de datos públicos de Argendata, sin fecha única; repositorio consultado en su estado visible <<https://github.com/argendatafundar/data>>; S09 Open Energy Platform. Open Energy Metadata (OEMetadata), sin fecha única.
- ▲ 941 Ficha A10-05 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Método, verificación y ciencia abierta): Una publicación puede declarar datos disponibles sin ofrecer una entrega reutilizable. Fuentes: S11 UNLP / PREBI-SEDICI. Repositorio de Datos de Investigación — Acerca del Repositorio, sin fecha de publicación visible <<https://web.datos.sedici.unlp.edu.ar/>>; S12 Congreso de la Nación Argentina; repositorio oficial de normativa. Ley 26.899: Repositorios digitales institucionales de acceso abierto, sanción 2013-11-13. S13 Nature Energy, editorial «Sharing's caring», vol. 6, p. 325, 22/04/2021 <<https://www.nature.com/articles/s41560-021-00825-6>> [Capa 3, 14/10/2026: respaldada para la exigencia de declaración de disponibilidad y de justificar la disponibilidad «a pedido»; no nombra a Energy Advances]; S14 Royal Society of Chemistry, editorial sobre la exigencia de declaración de disponibilidad de datos, Chemistry Education Research and Practice, 2024 <<https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2024/rp/d4rp90008a>> [Capa 3, 14/10/2026: cita la guía general de la RSC, editora de Energy Advances: «Data are available upon request from the authors» es «generally not acceptable»; el texto se corrigió para atribuirlo a la RSC].
- ▲ 942 Ficha A10-06 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Método, verificación y ciencia abierta): La revisión de un informe puede dejar sin examinar la validez de sus conclusiones. Fuentes: S15 UNLP / proyecto EMES. Proyecto Edificios Municipales Energéticamente Sustentables, sin fecha de publicación visible <<https://unlp.edu.ar/proyecto-emes/>>; S16 Princeton ZERO Lab / Evolved Energy Research. REPEAT — About, sin fecha de publicación visible <<https://repeatproject.org/about>>; S17 National Research Council / National Academies Press. The National Energy Modeling System — Appendix A-1: Scope of Work, 1992 <<https://www.nationalacademies.org/read/1997/chapter/7>>.
- ◆ 943 Propuesta del autor: que un laboratorio universitario ocupe el lugar del auditor de la Capa 2, publique los desacuerdos y audite la oración publicada.
- ▲ 944 Ficha A10-07 (Astra, investigación profunda, 13/10/2026; Método, verificación y ciencia abierta): Escenarios reproducibles pueden recomendar decisiones distintas. Fuentes: S18 Stanford University / Energy Modeling Forum. EMF 37: Deep Decarbonization & High Electrification Scenarios for North America, página sin fecha; refiere trabajos reunidos hasta fines de 2025 <<https://emf.stanford.edu/emf-37-deep-decarbonization-high-electrification-scenarios-north-america>>; S19 PNUD Argentina. Escenarios Energéticos Argentina 2040, 2018-12-05 <<https://www.undp.org/es/argentina/publicaciones/escenarios-energeticos-argentina-2040>>.
- ▲ 945 Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040 (CEARE-UBA, ITBA, Fundación Avina, Secretaría de Gobierno de Energía y PNUD; autores Beljansky, Katz, Alberio y Barbarán), «Coincidencias y divergencias sobre el futuro de la energía en Argentina», ejercicio 2017–2018, nueve escenarios de once instituciones, modelo LEAP, año base 2016. Sin fecha de edición en el PDF; comentario de NewClimate Institute del 21/01/2019. Copia pública en el sitio del PNUD, consultada el 14/10/2026: <https://files.acquia.undp.org/public/migration/ar/f48eca28540c93b8f32106ab923a148ac2244c4c32f3e094e8d9baebadd6da36.pdf>. Coincidencias (p. 9 y 70): «En casi todos los escenarios se observa un incremento importante en la potencia hidráulica: en el plan estratégico de incorporación de oferta hidráulica, se destaca que es necesario analizar las hidraulicidades de los ríos en función de escenarios futuros de cambio climático». Cotejado el 14/10/2026.
- ◆ 946 Propuesta del autor: cómo usar el capítulo (elegir un problema, abrir sus fuentes, preguntar a quien lo sufre) y qué pide a cambio (declarar el estado de cada resultado con el esquema del capítulo 0). 13/10/2026.
- ◆ 947 Conclusión del autor (13/10/2026): cinco «si... entonces» y una condición, contruidos sobre las claves de los capítulos 1 a 9; las frases sin otra clave son juicio del autor.

Créditos y colofón

Edición. *Bases para un plan energético nacional. El sistema eléctrico argentino de 2005 a 2025 y las decisiones hacia 2030, con horizonte a 2040 y 2060.* Edición octubre 2026, segunda edición del informe publicado en agosto de 2026 en sebastianliscia.com; la primera llevaba por título *Del cambio de la matriz a la transformación del sistema eléctrico argentino, 2005-2025*. Autor: Sebastián Liscia, La Plata, Argentina. Las fuentes tienen fecha de corte en cada capítulo; el índice de fuentes del final registra la de cada afirmación.

Cómo citar.

Liscia, S. (2026). *Bases para un plan energético nacional. El sistema eléctrico argentino de 2005 a 2025 y las decisiones hacia 2030*. Edición octubre 2026. La Plata, edición del autor.
<https://sebastianliscia.com>

Licencia. Texto, figuras y tablas del autor: Creative Commons Atribución 4.0 Internacional (CC BY 4.0). Los datos y documentos de terceros conservan las condiciones de sus fuentes, declaradas en el índice.

Tapa. Relieve: ETOPO 2022, modelo global de 30 segundos de arco (NOAA National Centers for Environmental Information, DOI 10.25921/fd45-gt74), descargado el 14/10/2026; sombreado hecho por el autor en QGIS 3.44 con luz desde el noroeste (acimut 315°, altura 40°, exageración vertical 2,5) sobre celdas de 1 km, en la proyección acimutal equivalente de Lambert centrada en 56° S y 64° O, la misma de la figura 5. Límites provinciales: Instituto Geográfico Nacional. Red de 500 y 330 kV: Secretaría de Energía, capa de líneas. En ámbar, las dieciséis obras prioritarias de transporte de la Resolución 715/2025 (anexo IF-2025-33689104-APN-DNIE#MEC): catorce dibujadas enteras, una en parte (TER-080, alternativa Este completa y, de la Oeste, sólo Futaleufú – Piedra del Águila) y una sin dibujar (TER-084, ET El Espinillo, sin ubicación publicada y con dos localidades homónimas). Cada extremo se ubicó por su nombre en una de tres capas, en este orden: estaciones transformadoras de la Secretaría de Energía (capa de 2017), centrales de generación del IGN y localidades BAHRA del IGN; cuando la ubicación salió de una localidad, es aproximada. Los tramos son segmentos rectos entre extremos y no la traza real de la línea; donde falta un punto intermedio sin ubicación en las capas (Charlone, Chaparro, Punta, CH Kirchner, Villa Hayes, Yaguaca), el trazado se simplifica. En azul, seis centrales del complejo hidroeléctrico del Comahue según la capa de centrales del IGN. El sector antártico argentino, al sur del paralelo 60° S, va en vectores con los límites del IGN, a escala reducida; las Islas Malvinas están en el relieve, a la escala del continente. La tabla completa de extremos, con capa, nombre y coordenadas de cada uno, y el manifiesto del relieve, con la huella SHA-256 del modelo descargado y los parámetros de QGIS, están en el repositorio del informe (diseño/tapa/).

Tipografía y maqueta. Source Serif 4 para el cuerpo y Source Sans 3 para títulos, tablas, epígrafes y mobiliario de página, las dos de Adobe bajo licencia SIL Open Font License 1.1, incrustadas en el archivo; DejaVu Sans para los símbolos de trazabilidad ▲ ■ ● ◆ △. La maqueta es una hoja de estilo sobre el texto fuente del informe (maqueta_impresa.css, maquetar.py), impresa con Chromium a través de Playwright y ensamblada con pikepdf; la división silábica usa Pyphen con el diccionario castellano. Figuras en Python y QGIS. Dos versiones del mismo archivo: oscura para pantalla y clara para impresión.

Método. El capítulo 0 declara el método de trazabilidad, los cinco estados de cada afirmación y el uso de IA en la edición: qué produjo cada agente, qué verificó cada modelo y qué decidió el autor. Las decisiones, verificaciones, correcciones y errores de la edición quedaron asentados en la bitácora del repositorio, con fecha y motivo.

BASES PARA UN PLAN ENERGÉTICO NACIONAL

Veinte años del sistema eléctrico argentino, de 2005 a 2025, leídos con datos públicos: demanda, balance de generación, hidroelectricidad, transporte, mercado, almacenamiento, generación distribuida, territorio, prospectiva y ciencia aplicada a la búsqueda de soluciones.

Sobre esa base, las decisiones que la planificación tiene que tomar hacia 2030, con horizonte a 2040 y 2060.

Cada afirmación declara su estado, cada cifra lleva su fuente y cada cálculo puede repetirse. El informe está hecho para actualizarse.

Cómo citar: Liscia, S. (2026). Bases para un plan energético nacional. El sistema eléctrico argentino de 2005 a 2025 y las decisiones hacia 2030. Edición octubre 2026. La Plata, edición del autor. <https://sebastianliscia.com>

