



Del cambio de la matriz a la transformación del sistema eléctrico argentino

Evidencia 2005–2025, red 2026 y capacidades para decidir

Sebastián Liscia

v0.11.0 · revisión del autor · agosto de 2026

Carta del autor:

Es aquí el autor quien les escribe. El autor humano, digo.

No tengo pretensión mayor que la de ayudar a mi país. Y a la gente que más quiero. Si bien personalmente me encuentro pronto a recibirme de la carrera de Licenciatura en Química y Tecnología Ambiental en la Facultad de Ciencias Exactas de La Universidad de La Plata, y busco extender mi alcance, la verdadera ambición de mi espíritu (descrito como inquieto) corresponde, en el terreno profesional, a ayudar a otros argentinos.

En ese sentido corresponde una lectura histórica y geopolítica de nuestra situación. Creo que estamos frente a un aceleracionismo histórico, especialmente en el terreno de la tecnología. Podríamos divisar ese aceleracionismo en otros lugares como en la cultura (*terreno* no menos importante, especialmente uno donde, como país, somos potencia; y esto podría ser tratado como un activo). Frente al rampante avance de la Inteligencia Artificial, el mundo se polariza:

Por un lado, un occidente estadounidense liderado tecnológicamente por Silicon Valley y su extensión tanto territorial como corporativa –quienes han sentado las bases de la potencia tecnológica que es Estados Unidos hoy– que empieza a querer “devolverle al Estado” el favor de su nutritivo caldo de cultivo. Aquí tenemos varios apéndices, entre ellos una serie de billonarios de diferentes espectros cuyas ideologías no escasean de las contradicciones de las que nuestra civilización (¿y por qué no alma?) ha sido siempre objeto, pero que en mayor o menor medida tienden a una desregularización tecno-optimista, a una monopolización de los recursos necesarios (agua, metales, terrenos, energía, capital intelectual...) y a otros objetivos ciertamente no menos importantes; que nos dejan frente a las preguntas que algunos expertos en IA ya vaticinan. Jón Hernández en su podcast de IA se pregunta: ¿qué pasará si deciden “cortar el chorro” de la IA a los otros países? ¿Cuánto nos cobrarán por su uso? ¿Cuál será el verdadero costo de no haber invertido en una IA como país? Son varias las preguntas que nos llevan a la primera conclusión de época: en tiempos individualistas de “todos contra todos” y “sálvese quien pueda” debemos poner en valor el ejercicio comunitario, que siempre ha dado sentido a nuestras vidas, o por lo menos, a lo que llamamos felicidad. Personalmente, soy también actor y me gusta jugar al fútbol, ¿debo explicar qué se siente lograr algo en conjunto, que es más que la suma de sus partes?

Ahora bien. Por el otro lado, una China milenaria que pareciera arribar al clímax civilizatorio de una potencia gestada en el aumento de la producción y de la población y la vocación de una ciencia aplicada; variables de las cuales pueden extrapolarse sus beneficios. Casi como “tercera fuerza” reaparece la religión católica, el Vaticano, con León XIV y la nueva Encíclica donde, en sus palabras: “No es mi intención ofrecer aquí un tratado sobre la inteligencia artificial. (...) Me limito a recordar algunos elementos esenciales para un discernimiento moral y social que proteja el primado de la persona, con el fin de que sea siempre la inteligencia humana, con su conciencia y su libertad, la que guíe las innovaciones técnicas y establezca con responsabilidad su uso y sus límites. (...) Es oportuno anteponer dos consideraciones: la primera es que cualquier afirmación sobre la IA corre el riesgo de quedar obsoleta en poco tiempo, dada la impresionante velocidad de desarrollo de estos sistemas. En segundo lugar, todos nosotros, incluidos quienes los diseñan, sabemos muy poco sobre su funcionamiento efectivo. (...) No es posible dar una definición única y completa de la IA. Lo que podemos decir es que hay que evitar el equívoco de equiparar esta “inteligencia” a la humana. Estos sistemas imitan ciertas funciones de la inteligencia humana. Al hacerlo, a menudo la superan en velocidad y amplitud de cálculo, ofreciendo beneficios concretos en numerosos campos. Y, sin embargo, esta potencia sigue ligada exclusivamente al tratamiento de datos: las denominadas inteligencias artificiales no viven una experiencia, no poseen un cuerpo, no pasan por la alegría y el dolor, no maduran en las relaciones ni conocen desde dentro lo que significan el amor, el trabajo, la amistad y la responsabilidad. Tampoco tienen una conciencia moral: no juzgan el bien y el mal, no captan el sentido último de las situaciones ni asumen el peso de las consecuencias. (...) A la luz de cuanto se ha dicho, podemos comprender mejor por qué la IA puede ser una valiosa ayuda y, al mismo tiempo, exija un enfoque prudente y cauteloso. En los últimos años su uso privado ha crecido notablemente, y desde distintos ámbitos se reflexiona sobre las oportunidades y los riesgos vinculados a su rápida difusión. En el uso personal, tres aspectos, en particular, deben ser tenidos en especial consideración: la facilidad para lograr el resultado, la impresión de objetividad y la simulación de la comunicación humana. La velocidad y la sencillez con la que es posible obtener indicaciones, elaboraciones complejas, contenidos mediáticos y formas de asistencia concreta simplifican nuestras vidas, pero también pueden acostumbrarnos a delegar demasiado y a buscar respuestas rápidas, debilitando el juicio personal y la creatividad. La impresión de objetividad que las respuestas y las propuestas de estos sistemas pueden suscitar, corre el riesgo de hacernos olvidar que estas reflejan los parámetros culturales de quienes las han proyectado y adiestrado, con todas sus virtudes y defectos. (...) Ampliando la mirada al uso de la IA en nuestras sociedades, constatamos que ya está presente en procesos de decisión en todos los ámbitos y a diversos niveles: en la comunicación, la gestión y el control. Las ventajas en términos de eficiencia y las potencialidades de mejora de algunos servicios son evidentes; sin embargo, una adopción rápida y acrítica nos expone a diversos riesgos, como el de subestimar el impacto ambiental. (...) Para que la IA respete la dignidad humana y sirva realmente al bien común, es esencial que las responsabilidades estén claras en todas las etapas: desde quienes diseñan y programan los sistemas hasta quienes los utilizan y quienes resuelven confiarles las decisiones concretas. En muchos casos, sin embargo, los procesos internos que conducen a un resultado pueden ser poco transparentes, y eso hace más difícil atribuir responsabilidades y corregir los errores. Es aquí donde se vuelve decisivo lo que llamamos “responsabilidad” (accountability): la posibilidad de identificar quién debe “rendir cuentas” de las decisiones, motivarlas, controlarlas y, cuando es necesario, cuestionarlas y remediar los daños que derivan de ellas.” “(...) En efecto, como ocurre con todo gran avance tecnológico, la IA tiende a

aumentar sobre todo el poder de quien ya dispone de recursos económicos, competencias y acceso a los datos. A la luz del bien común y del destino universal de los bienes, este fenómeno suscita seria preocupación: pequeños grupos muy influyentes pueden orientar informaciones y consumos, condicionar procesos democráticos e incidir en las dinámicas económicas en beneficio propio, contradiciendo la justicia social y la solidaridad entre los pueblos. Por eso es indispensable que el uso de la IA —sobre todo cuando involucra bienes públicos y derechos fundamentales— esté acompañado de criterios claros y controles efectivos, inspirados en la participación y la subsidiariedad; las comunidades y los cuerpos intermedios no pueden ser reducidos a destinatarios de decisiones tomadas en otros lugares, sino que deben poder contribuir al discernimiento y a la vigilancia. (...) Quisiera, por último, usar una palabra muy importante para mí: “desarmar”. Desarmar la IA significa sustraerla a la lógica de la competencia armamentística, que hoy ya no es sólo militar sino económica y cognitiva. Es la carrera por el algoritmo más eficaz y por el banco de datos más amplio, para consolidar una ventaja geopolítica o comercial sobre todos los demás. Desarmar quiere decir romper esta equivalencia entre poder tecnológico y derecho a gobernar. Desarmar no significa renunciar a la tecnología, sino impedirle el dominio sobre lo humano. Significa sustraerla a los monopolios, hacerla discutible, refutable, y por tanto habitable, restableciendo en ella la pluralidad de las culturas humanas y de las formas de vida. La tarea, hoy, no es sólo ética o técnica; es ecológica en el sentido más radical, porque interpela una nueva dimensión de nuestra Casa común. La IA es ya un ambiente en el que estamos inmersos y un poder que debemos afrontar. Por eso, no basta regularla; es necesario desarmarla y hacerla acogedora.”

Y finalmente, escribe: “Hago un vehemente llamamiento a quienes desarrollan sistemas de IA. La innovación tecnológica puede ser, en cierto modo, una forma humana de participación en el acto divino de la creación. Los desarrolladores llevan, por tanto, un importante peso ético y espiritual, ya que cada elección de proyecto expresa una visión de la humanidad. Así como el autor de una obra artística o literaria está obligado a considerar los valores que manifiesta, así también ellos están llamados a tratar con la debida seriedad los valores que infunden en sus proyectos: con transparencia, con responsabilidad hacia las comunidades involucradas y con atención a verificar que lo que se cultiva sea realmente un bien.”

Lo que el Papa sostiene es que la inteligencia artificial puede ser una herramienta extraordinariamente útil, pero que se vuelve peligrosa cuando dejamos de tratarla como una herramienta y empezamos a concederle autoridad sobre lo humano. Busca, y yo también, un horizonte donde no nos quite el trabajo, ni nos quite la belleza de pensar, ni nos reemplace. Un mundo en armonía con una de las mutaciones finales de quien nos ha acompañado desde el día que plantamos la primera semilla, hasta el día que curamos una enfermedad o hasta el día que enviamos un cohete a la luna: la tecnología.

Es en ese sentido que pensé y procuré el uso de la IA para el trabajo. La sometí a largas sesiones de trabajo para ayudar a mi fin. Naturalmente, surge la frase de si “el fin justifica los medios” y podríamos adentrarnos a discutir aquella contradicción. Pero me resguardo a la subjetividad cuando se trata de un trabajo que no ha derramado sangre, ni violentado a nadie; y que se acopla a un tiempo histórico.

El lector notará en el trabajo, por más que las corrija consistentemente, algunas falencias: títulos sobre explicativos, repeticiones de datos, falta de imágenes y rasgos propios de una IA (que a veces se enrosca más en el mecanismo que en el resultado). También debo aclarar que usé ChatGPT plan Pro. Pero también, espero, encuentre un análisis fértil de nuestra matriz energética y su evolución temporal. Y un punto de partida para futuros trabajos o proyectos.

Traté de inspirar una mejora de las bases con las que comprendemos y encaramos el desarrollo tecnológico argentino. Frente al panorama mencionado creo que es necesario tomar a la IA como el desafío que es, usarla como herramienta puesta a nuestro servicio; y me pareció pertinente empezar mi recorrido por una exhaustiva descripción del sistema eléctrico y su evolución, tanto sus fuentes y su entramado, pensados como corazón y venas del “organismo nacional”. Aquí se sitúa también el debate de la famosa transición energética. Este trabajo se sitúa al final de esa discusión. Entiendo la matriz energética -fósil y renovable- con la lógica de un país en relaciones de dependencia; esto es, hacer uso de ambas con planificación estratégica para fortalecer la industria nacional y el desarrollo tecnológico.

La planificación requiere astucia para ser concebida con soberanía. Requiere que nos reencontremos como país en el aceleracionismo. Intenté usar la IA con la mejor de mis facultades para crear un trabajo que pueda ser de algún uso para otros argentinos. Casi sin pretensión de originalidad. No supe desde el día uno donde me iba a llevar, pero confié que iba a dejar aprendizajes. Incluso aunque sus resultados carezcan de validez científica o institucional, que resta por verse.

Supongo que cuando hablamos del tratamiento de datos y de los aspectos donde el machine learning es exponencialmente más efectivo que los humanos, ya no se trata de pretender el derecho a la razón, sino de delegar y procurar que el *mecanismo de la razón* sea usado a nuestro (vocacionalmente no subordinado) favor.

Atentamente,

Sebastián Liscia.

Índice

1. Qué cambió en el sistema eléctrico argentino	4
2. Alcance, fuentes y fronteras	6
3. Demanda, punta y flexibilidad	7
4. La incorporación de las renovables	11
5. Agua y generación hidráulica	13
6. Generación térmica, emisiones y respuesta horaria	15
7. El territorio donde la transición tiene que funcionar	18
8. Argentina frente a Brasil, Chile y Uruguay	24
9. Qué conviene hacer primero	27
10. Conclusión: qué cambió y qué falta transformar	30
11. Qué falta saber para la próxima etapa	31
Anexos metodológicos	33
A. Contratos de magnitud y reconciliación	33
B. Descomposición de Yacyretá y LMDI	33
C. Asociación horaria y meteorología	33
D. Atlas, crosswalk y evidencia espacial	33
E. Comparación regional y sensibilidad	35
Glosario	36
Abreviaturas	37
Figuras y tablas	38
Bibliografía	39
Colofón	40

1. Qué cambió en el sistema eléctrico argentino

La electricidad argentina de 2025 no es la de 2005, ni la de 2012, ni la de 2018. El primer corte muestra un sistema que todavía crecía con una presencia térmica muy dominante. El segundo permite ver la etapa previa a la expansión renovable de mayor escala. El tercero marca un punto de comparación útil: ya existía el marco que impulsó esa expansión, pero buena parte de la generación posterior todavía no estaba en servicio. El cuarto muestra el resultado acumulado y, al mismo tiempo, los límites que quedaron a la vista. Esta secuencia evita que una fotografía de 2025 sea confundida con la historia que la produjo.

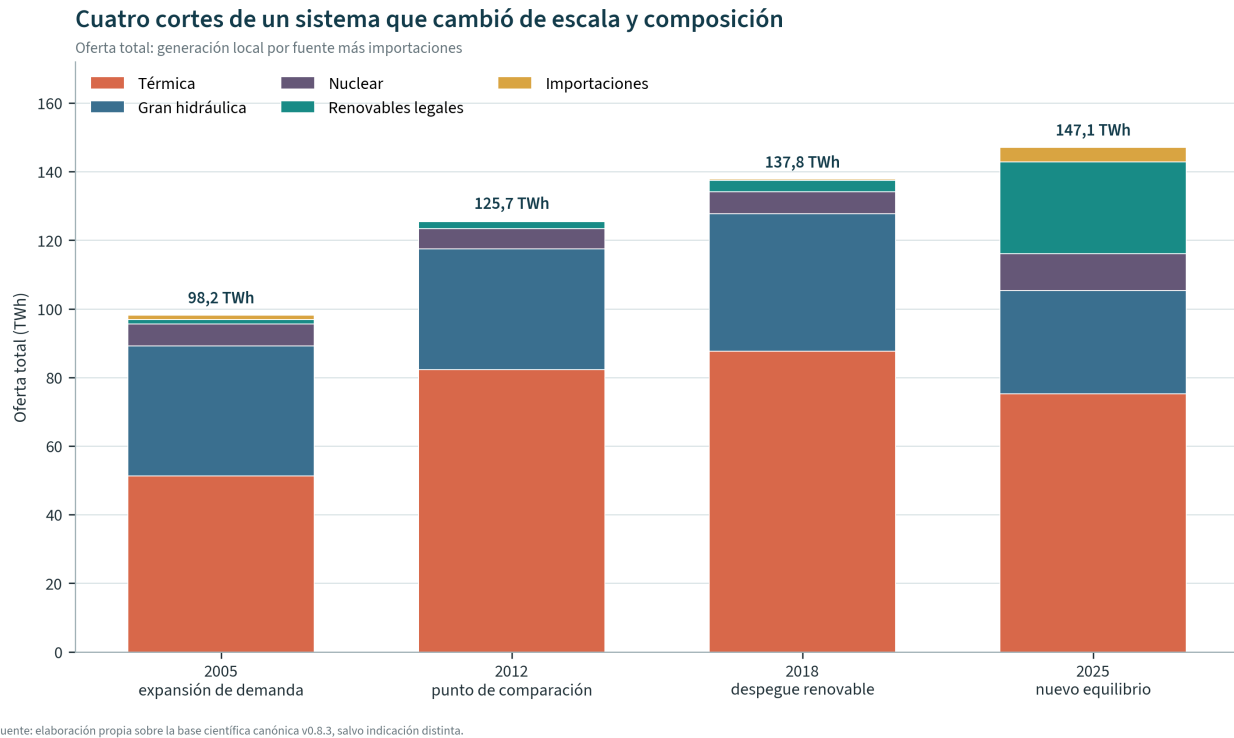


Figura 1. Cuatro cortes del sistema eléctrico.

Fuente: CAMMESA, Estadísticas anuales 2005–2025. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Cada columna conserva la misma frontera del balance anual de CAMMESA, de modo que puede recorrerse la historia de izquierda a derecha. La matriz se diversificó: las renovables legales pasaron de ser marginales a formar un bloque relevante, la gran hidráulica perdió peso y la térmica siguió ocupando un lugar central. Dicho más simple, Argentina agregó nuevas fuentes sin dejar de necesitar generación controlable, red y coordinación horaria. Son cuatro fotografías, no una película completa: sirven para ver la dirección del cambio, pero no para atribuir cada movimiento a una medida particular (CAMMESA, 2026a).

Entre 2018 y 2025, la oferta total aumentó 9,271 TWh. Ese saldo pequeño esconde movimientos grandes y de signo opuesto. Las renovables del régimen legal sumaron 23,313 TWh y la generación nuclear 4,308 TWh; las importaciones agregaron 3,960 TWh. En sentido contrario, la generación térmica cayó 12,502 TWh y la gran hidráulica, 9,807 TWh. Hablar sólo del aumento neto borraría la transformación interna del abastecimiento.

Tabla 1. Cambios principales entre 2018 y 2025

Magnitud	2018	2025	Cambio
Oferta total	137,825 TWh	147,096 TWh	+9,271 TWh
Demanda local	133,010 TWh	141,252 TWh	+6,2 %
Punta instantánea	26,320 GW	30,257 GW	+15,0 %
Generación térmica	87,727 TWh	75,225 TWh	-12,502 TWh
Gran hidráulica	39,952 TWh	30,144 TWh	-9,807 TWh
Nuclear	6,453 TWh	10,761 TWh	+4,308 TWh
Renovables legales	3,350 TWh	26,663 TWh	+23,313 TWh
Importaciones	0,344 TWh	4,304 TWh	+3,960 TWh

Fuente: CAMMESA (2026a). Las variaciones de energía son diferencias entre extremos; la punta es un máximo instantáneo.

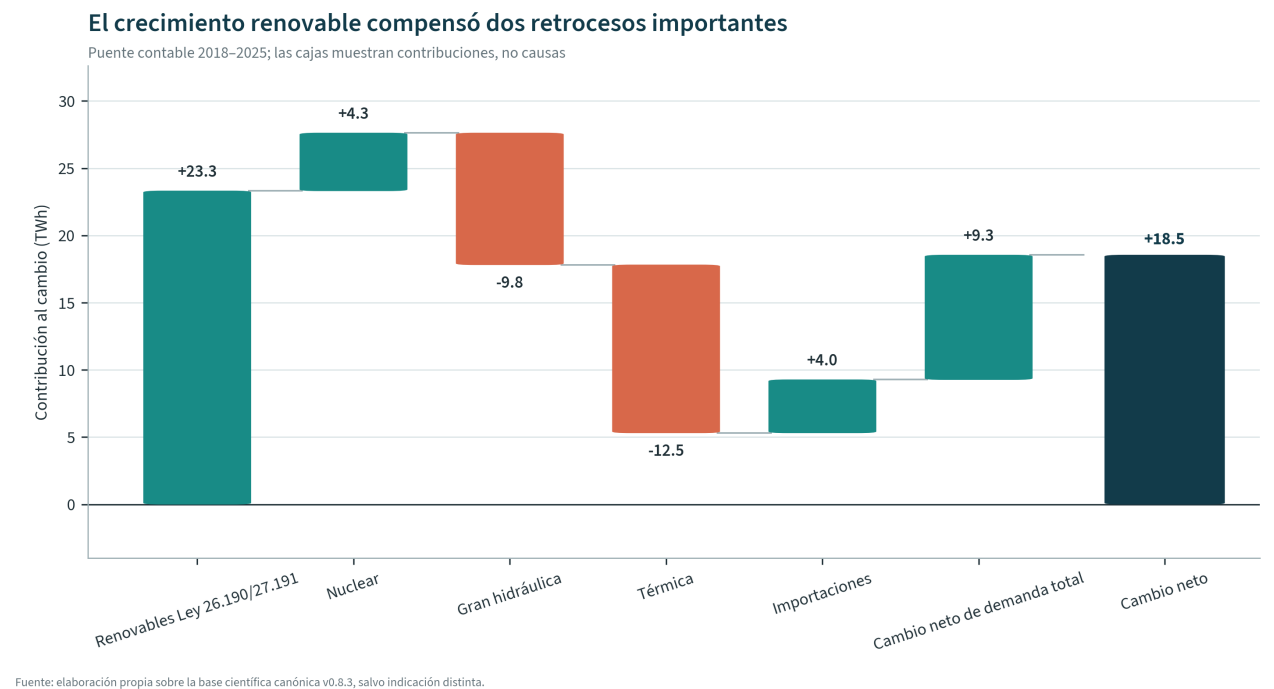


Figura 2. Puente contable de la oferta 2018–2025.
Fuente: CAMMESA; base científica canónica v0.8.3. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

El puente comienza en la oferta de 2018, suma o resta cada componente y termina en 2025. Las barras no son estimaciones: forman una identidad contable. La lectura muestra que la expansión renovable fue mayor que el crecimiento total porque compensó simultáneamente menos generación térmica y menos gran hidráulica. Esa diferencia es estratégicamente relevante: el sistema incorporó energía baja en carbono, pero lo hizo en años en los que perdió parte de una fuente flexible y mantuvo una necesidad térmica sustancial. El puente no identifica causalidad, sustitución física hora por hora ni restricciones de transporte (CAMMESA, 2026a).

La demanda local anual llegó a 141,252 TWh en 2025. Frente a 2018 creció 6,2 %, mientras el máximo instantáneo aumentó 15,0 % hasta 30,257 GW. El factor de carga se redujo 4,425 puntos porcentuales. En lenguaje común, el sistema entregó algo más de energía a lo largo del año, pero tuvo que estar preparado para una punta que creció bastante más rápido. Esa divergencia desplaza el problema desde “cuánta energía anual” hacia “qué recursos están disponibles en las horas difíciles”.

Las renovables comprendidas por las leyes 26.190 y 27.191 aportaron 26,66 TWh, equivalentes a 18,7 % de la generación local. Si se agrega la gran hidráulica, el conjunto hidráulico y renovable representó 39,8 %. Con la generación nuclear, las fuentes no fósiles alcanzaron 47,3 %. Las tres cifras responden preguntas distintas. La primera sigue una definición legal; la segunda reúne recursos renovables en sentido físico; la tercera describe el conjunto no fósil. No deben intercambiarse.

La reducción de emisiones directas de la generación térmica fue otro cambio real: de 40,818 Mt de CO₂ en 2018 a 32,226 Mt en 2025. Sin embargo, una matriz anual más limpia no equivale a un sistema resuelto. En

las cien horas de mayor demanda de 2023–2025, eólica y solar aportaron en promedio 11,55 % y la generación térmica, 58,53 %. La transición observada es, por eso, doble: cambia la energía anual y cambia la forma de cubrir potencia y flexibilidad.

Clave de lectura. El hallazgo central no es que una tecnología haya reemplazado por completo a otra. Es que el sistema absorbió un bloque renovable grande mientras administraba menor generación hidráulica, una punta más exigente y una red cuya información pública no permite reconstruir todos los flujos.

Esta primera síntesis ordena el resto del informe. Los capítulos siguientes fijan las fronteras; separan energía, potencia y capacidad; examinan demanda, agua, térmica y emisiones; llevan la lectura al territorio; comparan la trayectoria regional; y convierten los hallazgos en preguntas de decisión. La conclusión no ofrece una receta única. Propone una secuencia de prioridades compatibles con lo que la evidencia permite sostener.

2. Alcance, fuentes y fronteras

El Mercado Eléctrico Mayorista es un arreglo institucional: coordina generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios bajo reglas de despacho, medición y liquidación. El Sistema Argentino de Interconexión es la infraestructura física que vincula la mayor parte del país. CAMMESA administra el mercado y coordina la operación. En la conversación cotidiana, “sistema” suele abarcar las tres dimensiones. En este informe se las distingue porque una cifra de mercado no describe por sí sola una condición de red.

La generación local es la electricidad producida por centrales dentro de la frontera anual de CAMMESA. La oferta total agrega importaciones. La demanda local es el consumo publicado para las categorías territoriales de esa fuente. La demanda total del balance suma además exportaciones, bombeo y pérdidas. Tierra del Fuego permanece fuera del MEM y la generación distribuida no aparece con la misma frontera que en varias estadísticas internacionales. Estas diferencias no son notas al pie: determinan qué puede compararse.

Tabla 2. Fronteras que no deben mezclarse

Concepto	Incluye	No autoriza a afirmar
Generación local	Centrales en la frontera anual CAMMESA	Toda generación territorial
Oferta total	Generación local + importaciones	Consumo final
Demanda local	Categorías de consumo CAMMESA	Demanda total del balance
Punta instantánea	Máximo dentro de un instante	Promedio de una hora
Renovables legales	Definición de leyes 26.190/27.191	Toda generación renovable física
CO ₂ térmico	Combustión directa publicada	Ciclo de vida u otros gases
Mapa 2026	Activos y geometrías publicadas	Flujo o congestión de 2025

La comparación sólo es válida cuando numerador, denominador, período y territorio son compatibles.

La fuente científica canónica es el paquete v0.8.3 verificado por su huella SHA-256. De allí se heredan balances, transformaciones, estimaciones y controles ya auditados. La versión actual no recalcula una historia alternativa. Agrega una capa separada: cartografía oficial con vintage 2026, normalización regional, una matriz preliminar de capacidades nacionales y pruebas de sensibilidad acotadas. Cada extensión conserva su propia procedencia y no modifica los resultados heredados.

La jerarquía usada es explícita. Para el balance y la operación prevalece CAMMESA. Para líneas, estaciones y cartografía base se utilizan la Secretaría de Energía y el Instituto Geográfico Nacional. Los PDF de CAMMESA sirven como control visual de topología. La planilla AlmaMDI amplía la cobertura nodal, pero sus campos no documentados no se interpretan. Para la comparación regional se usa una serie armonizada común, controlada contra cierres nacionales. Para capacidades tecnológicas se consultan fuentes institucionales y técnicas primarias.

El año de operación principal es 2025. Las bases horarias cubren 2023–2025. La red y el inventario espacial recuperados tienen vintage 2026. Un mapa 2026 no debe ser leído como una explicación de un despacho 2025. Puede mostrar dónde existen activos o corredores publicados; no demuestra por sí solo qué flujo

circuló, qué margen quedó disponible, si hubo congestión o qué refuerzo estaba energizado en una hora específica.

También se separan energía, potencia y capacidad. La energía expresa una cantidad acumulada durante un período y se informa aquí en GWh o TWh. La potencia es una tasa instantánea o media de un bloque horario y se expresa en MW o GW. La capacidad es una característica nominal o disponible de equipos. Una central puede tener mucha capacidad y producir poca energía por agua, combustible, mantenimiento, despacho o red. Una tecnología puede entregar mucha energía anual y aportar poco durante una punta particular.

La punta tiene dos mediciones válidas que no son equivalentes. CAMMESA informa un máximo instantáneo de 30,257 GW para 2025. La base horaria registra 28,094 GW como potencia media en el bloque de máxima demanda local. La diferencia no es un error: el primer dato capta un instante y el segundo resume una hora con otra resolución. El informe preserva ambos y evita mezclarlos.

Las afirmaciones se clasifican en tres planos. Una identidad contable responde cuánto cambió cada componente. Una asociación estadística describe cómo dos variables se movieron juntas después de aplicar una especificación. Una inferencia causal exige supuestos adicionales y controles explícitos. El puente de oferta y la descomposición LMDI pertenecen al primer plano. Las regresiones horarias, aun cuando usan variación meteorológica, se comunican como evidencia condicional y no como efecto universal de un parque o programa.

Las emisiones abarcan CO₂ directo de combustión de la generación térmica según el inventario publicado por CAMMESA. No incluyen ciclo de vida, metano aguas arriba, construcción, uso del suelo ni emisiones territoriales de otros sectores. La gran hidráulica se mantiene separada de las renovables legales para preservar la frontera de la fuente argentina. En la comparación regional, en cambio, se adopta una clasificación armonizada; por eso sus porcentajes no reemplazan el balance nacional.

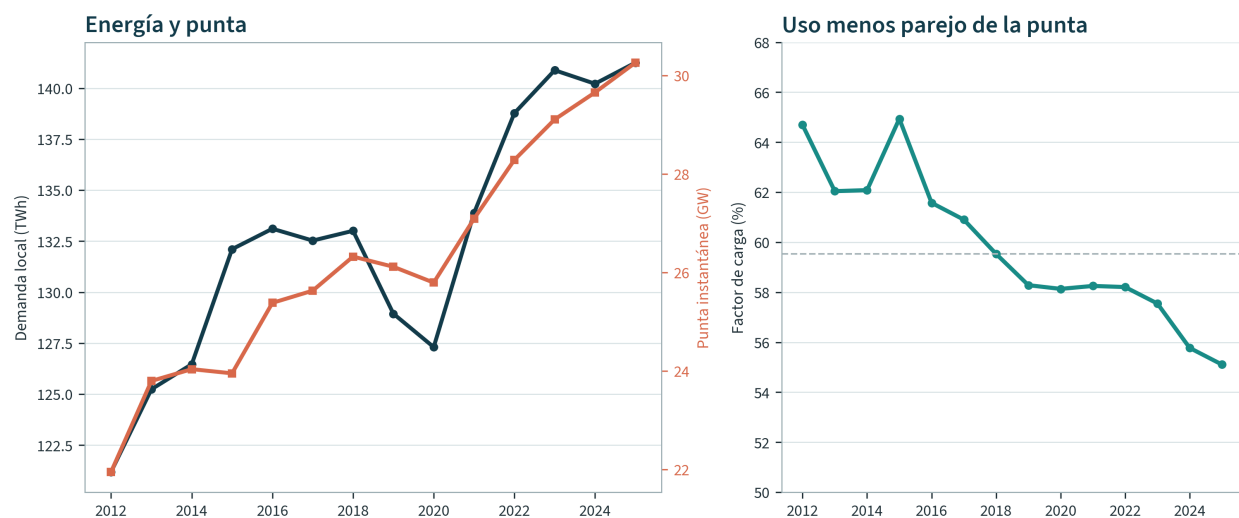
El análisis económico-financiero ampliado no se desarrolla por decisión del autor.

3. Demanda, punta y flexibilidad

La energía anual suele dominar la conversación porque permite comparar años con una cifra. La operación se decide en una secuencia mucho más exigente: cada hora debe cerrar y algunos minutos concentran más estrés que meses enteros. Entre 2018 y 2025, la demanda anual creció menos que la punta. El dato no implica que el sistema sea necesariamente menos eficiente; indica que la relación entre carga media y máximo se volvió menos pareja.

La punta crece más rápido que la energía

Entre 2018 y 2025: demanda +6,2 %; punta +18,0 %; factor de carga -4,43 pp



Fuente: elaboración propia sobre la base científica canónica v0.8.3, salvo indicación distinta.

Figura 3. Demanda, punta y factor de carga.

Fuente: CAMMESA; base científica canónica v0.8.3. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Los dos paneles no comparten unidad: importa seguir la dirección de las series. La energía anual crece de manera moderada, la punta avanza bastante más y el factor de carga baja. En criollo, el sistema necesita

estar listo para un máximo cada vez mayor aunque buena parte de esa capacidad se use pocas horas. Planificar sólo con TWh dejaría afuera generación, transformación y transporte necesarios durante esos momentos. El máximo instantáneo, por sí solo, tampoco cuenta cuánto duró el episodio ni qué fallas o indisponibilidades coincidieron (CAMMESA, 2026a).

La composición de la demanda ayuda a entender de dónde proviene el total. El bloque publicado como BUENOS AIRES concentró 49,0 % de la demanda local de 2025; Santa Fe aportó 9,0 % y Córdoba, 7,7 %. El rótulo se conserva literalmente porque la fuente no documenta una equivalencia simple con CABA, AMBA o provincia. El dato muestra concentración estadística, no déficit provincial ni dirección de flujos.

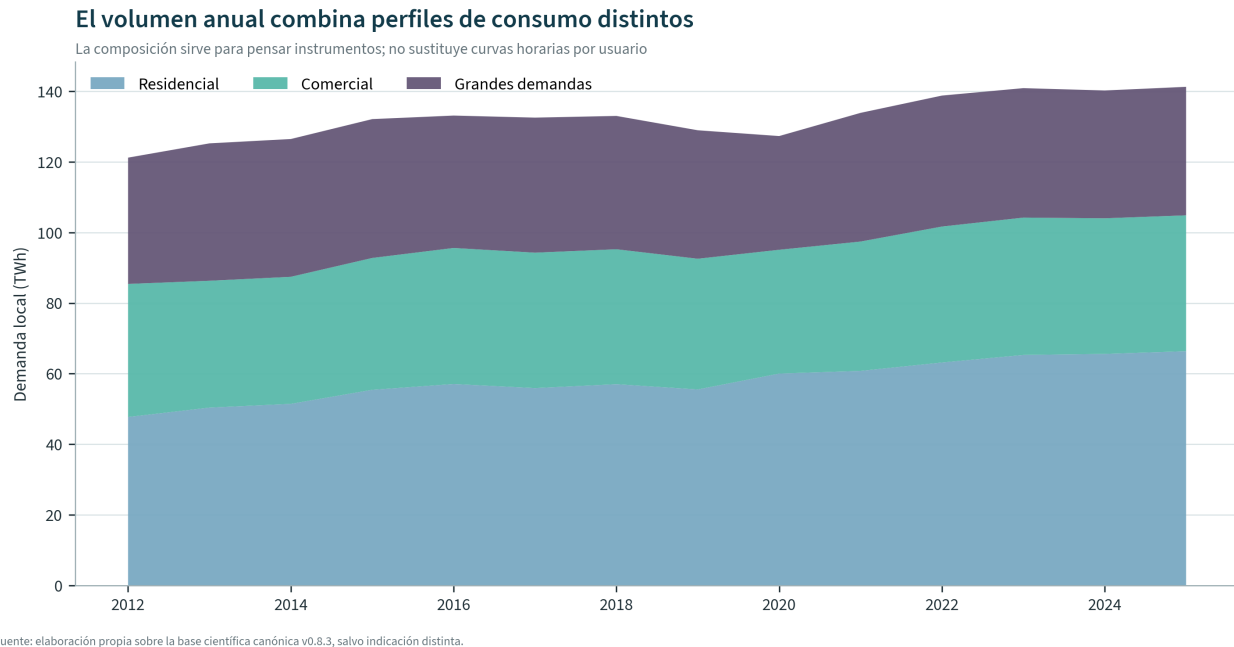
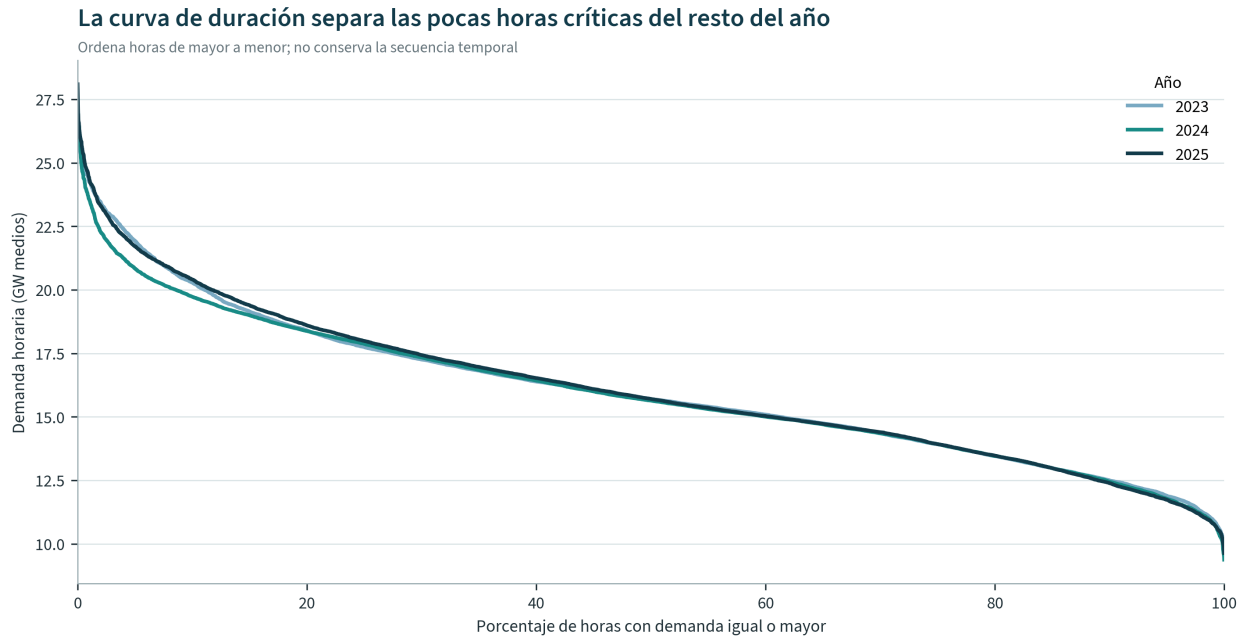


Figura 4. Composición de la demanda local.

Fuente: CAMMESA; base científica canónica v0.8.3. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Las áreas apiladas permiten seguir cuánto aporta cada categoría al total. BUENOS AIRES permanece como el bloque dominante; Santa Fe, Córdoba y el resto se reparten un segundo nivel mucho menor. La concentración importa porque una parte grande de la punta y de la infraestructura de transformación se reúne en una misma geografía estadística. La fuente no separa allí usos residenciales, industriales o comerciales ni documenta una equivalencia exacta con límites administrativos. La figura dice dónde se registra el consumo, no por qué aumenta (CAMMESA, 2026b).



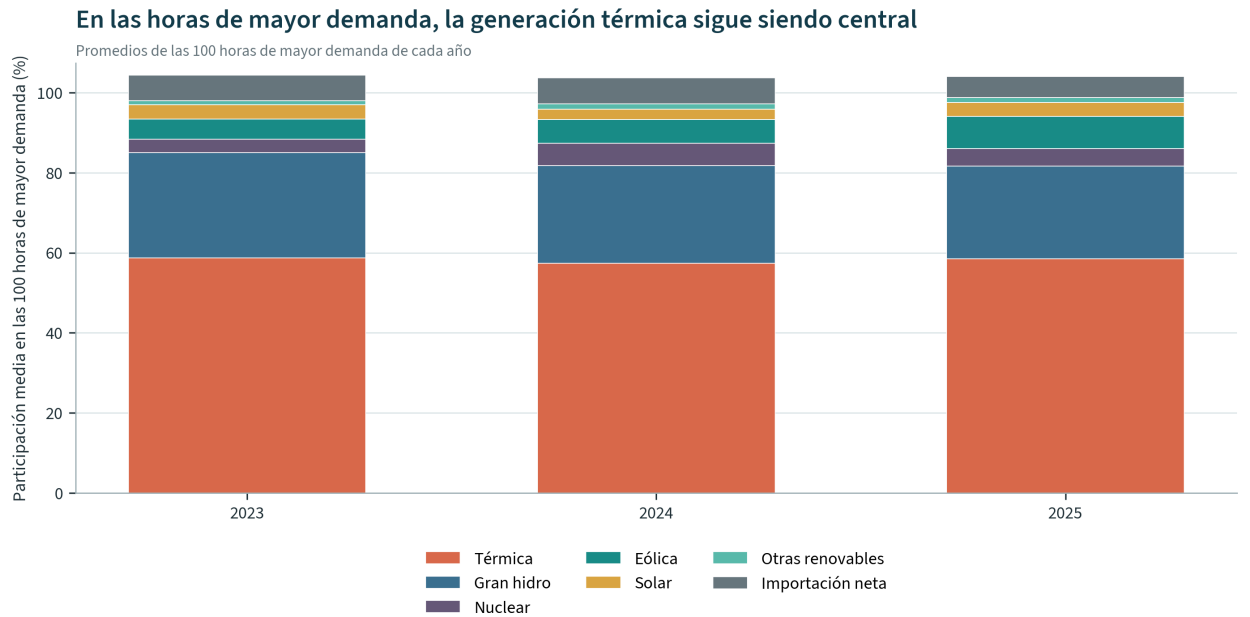
Fuente: elaboración propia sobre la base científica canónica v0.8.3, salvo indicación distinta.

Figura 5. Curva de duración de la demanda horaria.

Fuente: CAMMESA, oferta horaria 2023–2025. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

La curva toma todas las horas, las ordena de mayor a menor y deja de lado la fecha. A la izquierda quedan las pocas horas excepcionales; en el centro, la carga habitual; a la derecha, los mínimos. Así puede verse si un año cambia en toda la distribución o sólo en la punta. La enseñanza es práctica: lo que resuelve veinte horas críticas puede ser caro o innecesario para las otras 8.740. Como se pierde el calendario, después hay que volver a la serie original para saber si esas horas fueron consecutivas, en qué estación ocurrieron y qué recursos estaban disponibles (CAMMESA, 2026b).

Las cien horas de mayor demanda forman una prueba descriptiva simple. En ese conjunto, la generación térmica promedió 58,53 % y la suma eólica-solar, 11,55 %. La cifra no descalifica el aporte anual renovable; muestra que la coincidencia temporal importa. Hidráulica, nuclear, otras renovables e intercambios completaron la cobertura con composiciones variables.



Fuente: elaboración propia sobre la base científica canónica v0.8.3, salvo indicación distinta.

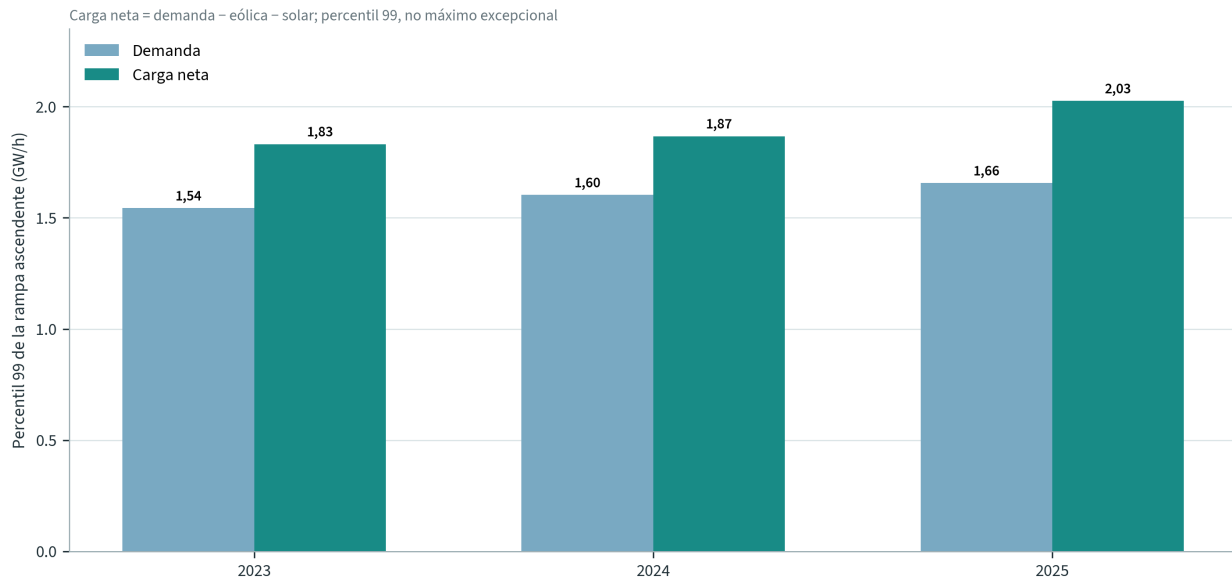
Figura 6. Despacho medio en las 100 horas de mayor demanda.

Fuente: CAMMESA; base científica canónica v0.8.3. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Las barras muestran producción media efectiva —no potencia instalada— dentro de las cien horas de mayor demanda. La térmica cubrió 58,53 % y la eólica más solar, 11,55 %. Esto no contradice el crecimiento renovable anual: indica que producir mucha energía durante el año y estar presente en la punta son aportes distintos. La planificación necesita ambos. El promedio, sin embargo, oculta cuánto varió cada hora y no permite calcular capacidad firme ni reconocer qué tecnología quedó al margen en cada momento (CAMMESA, 2026c).

La flexibilidad puede observarse mediante rampas, es decir, el cambio entre una hora y la siguiente. Para 2023–2025, el percentil 99 de la distribución firmada de la demanda fue 1,657 GW/h y el de los ascensos, 1,817 GW/h. En carga neta —demanda menos eólica y solar— los valores fueron 2,026 y 2,233 GW/h. Que la carga neta tenga rampas superiores es compatible con una operación que debe absorber simultáneamente cambios de consumo y de producción variable.

La variabilidad relevante aparece en cuánto cambia la carga de una hora a la siguiente



Fuente: elaboración propia sobre la base científica canónica v0.8.3, salvo indicación distinta.

Figura 7. Rampas horarias de demanda y carga neta.

Fuente: CAMMESA; base científica canónica v0.8.3. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Las tres comparaciones resumen cambios entre una hora y la siguiente. En los extremos, la carga neta se mueve más que la demanda sola, sobre todo cuando sube. El desafío operativo no es únicamente alcanzar el récord anual: también hay que poder aumentar o reducir producción con suficiente velocidad. Por eso rampas, pronósticos y disponibilidad conjunta deben acompañar cualquier objetivo de energía. Los percentiles describen lo ocurrido; no son todavía una obligación de reserva ni incorporan fallas, límites de red o tiempos de arranque (CAMMESA, 2026c).

La meteorología agrega otra dimensión. El máximo de verano de 2025 ocurrió el 10 de febrero a las 14:47, con 30,257 GW; el máximo de invierno fue 28,119 GW el 1 de julio a las 20:36. El calor y el frío pueden elevar la demanda por refrigeración y calefacción eléctrica. Para evitar que una sola coordenada represente toda la categoría BUENOS AIRES, la base científica canónica probó tres geografías: centroide bonaerense, CABA como extremo y una mezcla 80/20.

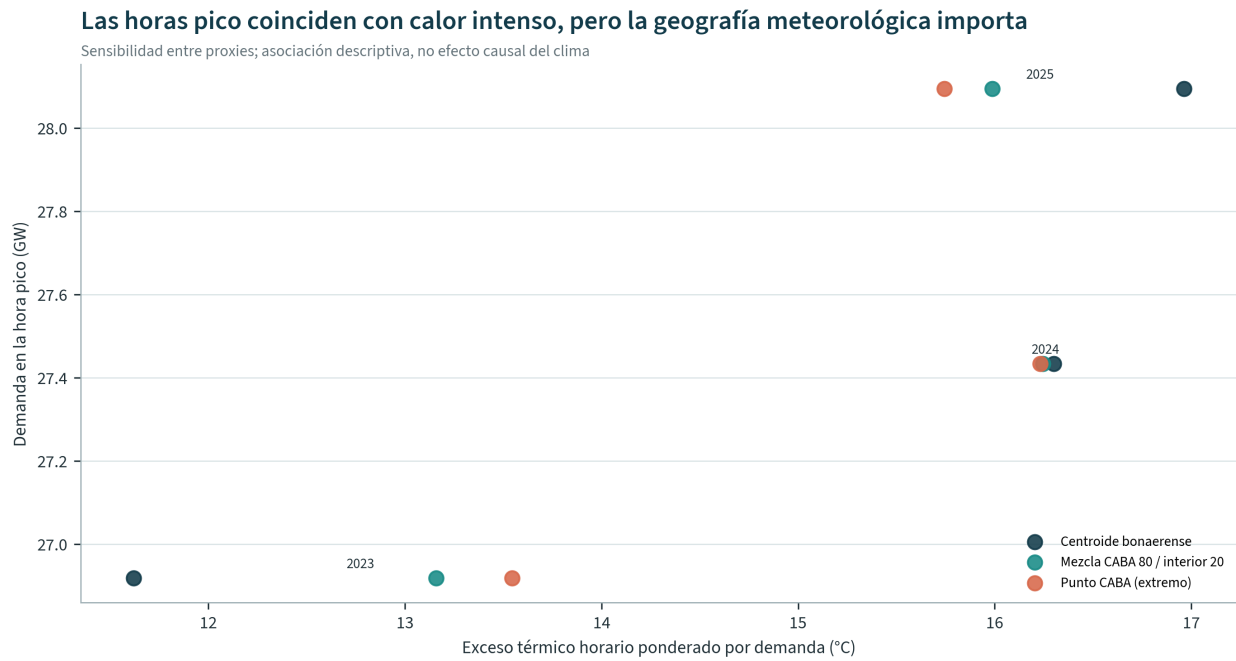


Figura 8. Punta y exceso térmico horario.
Fuente: CAMMESA; NASA POWER; base científica canónica v0.8.3. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Cada punto repite la estimación con una forma distinta de representar territorialmente la temperatura de BUENOS AIRES. En los tres casos, más exceso térmico se asocia con más demanda, aunque el tamaño del coeficiente cambia. No hay que elegir el punto que “gusta” más: la separación entre ellos cuantifica cuánto depende el resultado de una geografía aproximada. La temperatura es horaria y proviene de una grilla de reanálisis; no es una estación observada ni un cálculo de grados-día. Por eso la figura sostiene una asociación robusta en signo, no una causalidad meteorológica completa (NASA POWER, 2026; CAMMESA, 2026b).

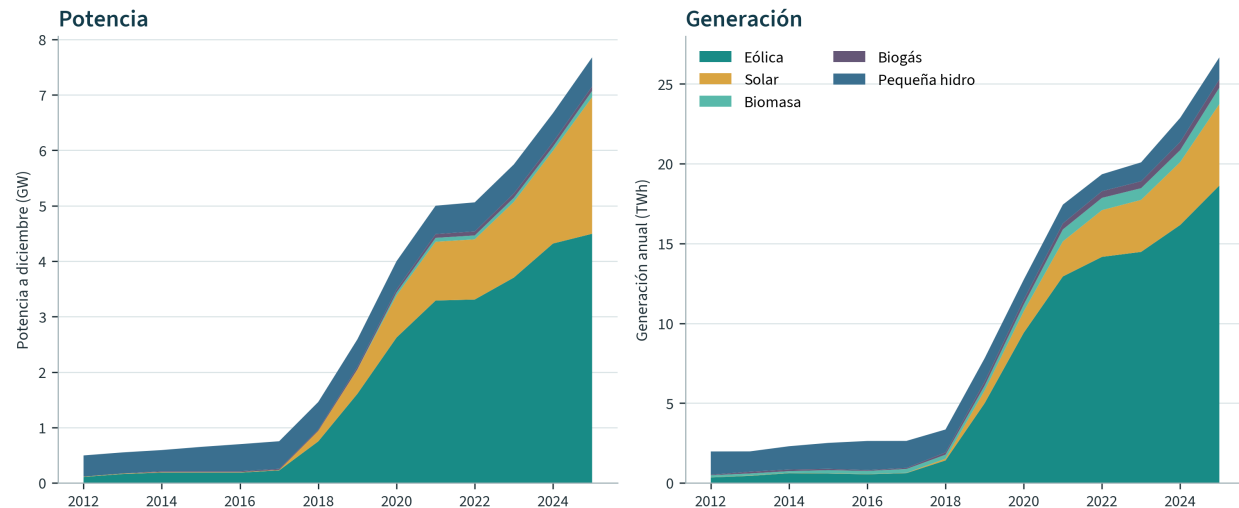
La hora de mayor demanda local tuvo 28,094 GW de potencia media. En esa misma hora, la carga neta fue 23,676 GW. El máximo anual de carga neta ocurrió en otro momento y alcanzó 24,272 GW. Por lo tanto, el instante que maximiza consumo no necesariamente maximiza la exigencia residual. La planificación operativa necesita mirar ambas series y sus coincidencias con hidráulica, térmica, nuclear, intercambios y estado de red.

La respuesta no se limita a sumar generación. Gestión de demanda, eficiencia en equipos de uso final, pronóstico meteorológico, automatización, coordinación de mantenimiento y señales operativas pueden reducir o desplazar la punta. Este informe no cuantifica el potencial de cada medida. Sí establece qué datos se necesitan: cargas con mayor resolución, disponibilidad por unidad, estado de red, reservas y programas de respuesta medidos con una frontera común.

4. La incorporación de las renovables

La expansión renovable fue el cambio cuantitativo más grande de la oferta entre 2018 y 2025. Su lectura exige separar cuatro conceptos: capacidad instalada, generación efectiva, etiqueta contractual y efecto causal. La capacidad indica el tamaño nominal de los equipos; la generación registra energía entregada; la etiqueta ubica esa energía en una categoría administrativa; el efecto causal preguntaría qué habría ocurrido sin la medida. Las bases disponibles resuelven bien las dos primeras preguntas, parcialmente la tercera y no identifican por sí solas la cuarta.

La expansión renovable fue, sobre todo, eólica y luego solar



Fuente: elaboración propia sobre la base científica canónica v0.8.3, salvo indicación distinta.

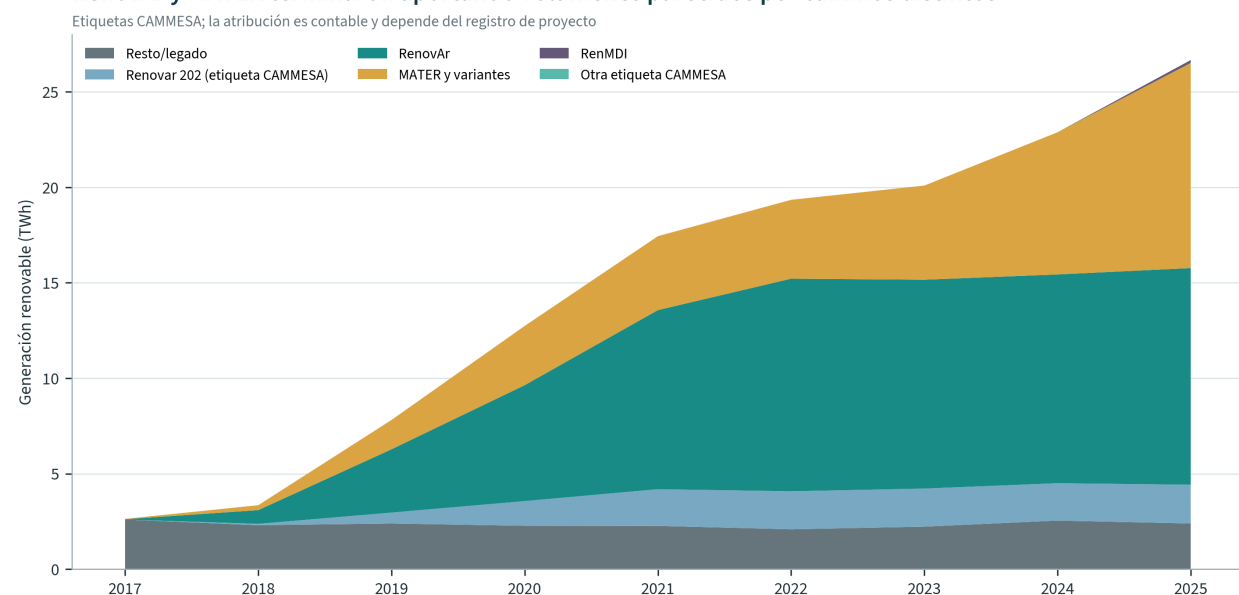
Figura 9. Potencia y generación renovable por tecnología.

Fuente: CAMMESA, base renovable y estadísticas anuales. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Los paneles separan tamaño nominal y energía producida para evitar una división engañosa. La eólica explica el mayor bloque de expansión y la solar ocupa el segundo lugar; biogás, biomasa y pequeños aprovechamientos crecen en escalas menores. La generación observada confirma que no se trata sólo de proyectos anunciados: hubo equipos que efectivamente entregaron energía. La capacidad de la base 2026, de todos modos, no equivale a potencia firme ni puede compararse mecánicamente con la producción de 2025 sin controlar fecha de habilitación y disponibilidad (CAMMESA, 2026d).

El marco institucional se acumuló por capas. La Ley 26.190 creó el régimen de fomento; la Ley 27.191 amplió metas y obligaciones; el Decreto 531/2016 reglamentó esa etapa. RenovAr organizó convocatorias y contratos de abastecimiento con CAMMESA. El MATER abrió una vía de contratos entre privados bajo la Resolución 281/2017. Otras resoluciones reencauzaron proyectos anteriores o crearon nuevos instrumentos. Esta cronología permite hablar de rutas de incorporación, no de una causa única (Argentina, 2006, 2015, 2016; Secretaría de Energía, 2017).

RenovAr y MATER terminaron aportando volúmenes parecidos por caminos distintos



Fuente: elaboración propia sobre la base científica canónica v0.8.3, salvo indicación distinta.

Figura 10. Generación renovable por programa.

Fuente: CAMMESA, base de renovables 2026-06. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Las áreas usan la etiqueta institucional informada en la base. En 2025, RenovAr registró 11,344 TWh y MATER con sus variantes, 10,741 TWh; RenMDI aportó 0,151 TWh. Dos canales distintos, uno ligado a convocatorias de abastecimiento y otro a contratos entre privados, llegaron a volúmenes parecidos. Esa coexistencia es el dato firme. La etiqueta no demuestra cuánta energía fue adicional ni permite atribuir el resultado a una sola norma; adjudicar, habilitar y generar siguen siendo etapas diferentes (CAMMESA, 2026d).

La expansión renovable no puede evaluarse sólo con su participación anual. Las horas de alta producción pueden reducir generación térmica, pero el efecto depende de demanda, hidráulica, nuclear, intercambios, estado de unidades y red. Cuando la producción variable cae o cambia rápido, otros recursos deben ajustar. Este problema no es una anomalía de la renovable; es una propiedad de la coordinación horaria que se vuelve más visible a medida que aumenta su peso.

La geografía también forma parte del recurso. El viento patagónico y bonaerense, y la radiación del noroeste y Cuyo, no coinciden plenamente con los mayores centros de demanda. La capacidad de transportar, transformar y controlar electricidad condiciona cuánto del potencial físico se convierte en energía útil. Por eso el capítulo territorial no presenta la red como una ilustración secundaria, sino como una dimensión constitutiva de la transición.

La siguiente etapa debería medirse con un tablero más completo: energía anual por tecnología, producción durante punta y rampas, vertimiento cuando exista una serie pública consistente, indisponibilidad, precisión de pronóstico, capacidad de transporte, tiempos de conexión y desempeño por cohorte. Sin ese conjunto, es fácil confundir más capacidad con integración efectiva.

5. Agua y generación hidráulica

La gran hidráulica perdió 9,807 TWh entre 2018 y 2025. Esa caída es casi tan grande como la reducción térmica y altera la lectura del cambio de matriz. Una narración que sólo contrapone renovables nuevas y térmica antigua omite que el agua fue el contrapeso principal del período. La hidráulica aporta energía, potencia, regulación y, en algunos complejos, almacenamiento; pero su disponibilidad depende de hidrología, usos múltiples, acuerdos binacionales, equipos, despacho y red.

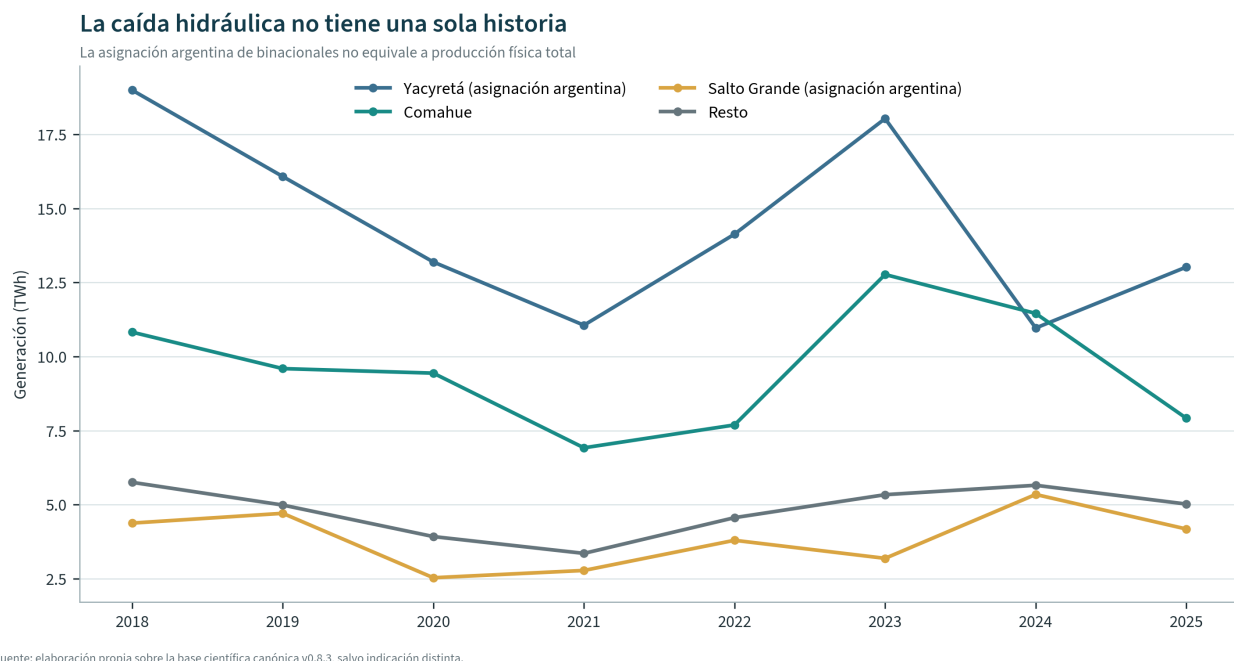


Figura 11. Trayectorias de la gran hidráulica.

Fuente: CAMMESA; base científica canónica v0.8.3. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Separar complejos evita que la suma nacional esconda historias distintas. Yacyretá y Comahue explican la mayor parte del descenso, mientras otros grupos se mantienen o cambian en otra dirección. “Cayó la hidráulica” describe el resultado, pero todavía no explica la causa. Para hacerlo habría que vincular cada activo con su cuenca, caudales, reservas, restricciones ambientales, riego y consignas de despacho. Esos datos no están contenidos en la generación anual (CAMMESA, 2026e).

Yacyretá requiere además separar producción total y asignación argentina. El aporte registrado para Argentina cayó 5,971 TWh entre 2018 y 2025. La descomposición atribuye 3,005 TWh a menor producción total del complejo y 2,966 TWh al cambio de asignación entre países. No es correcto adjudicar toda la diferencia a “falta de agua” ni a una decisión doméstica.

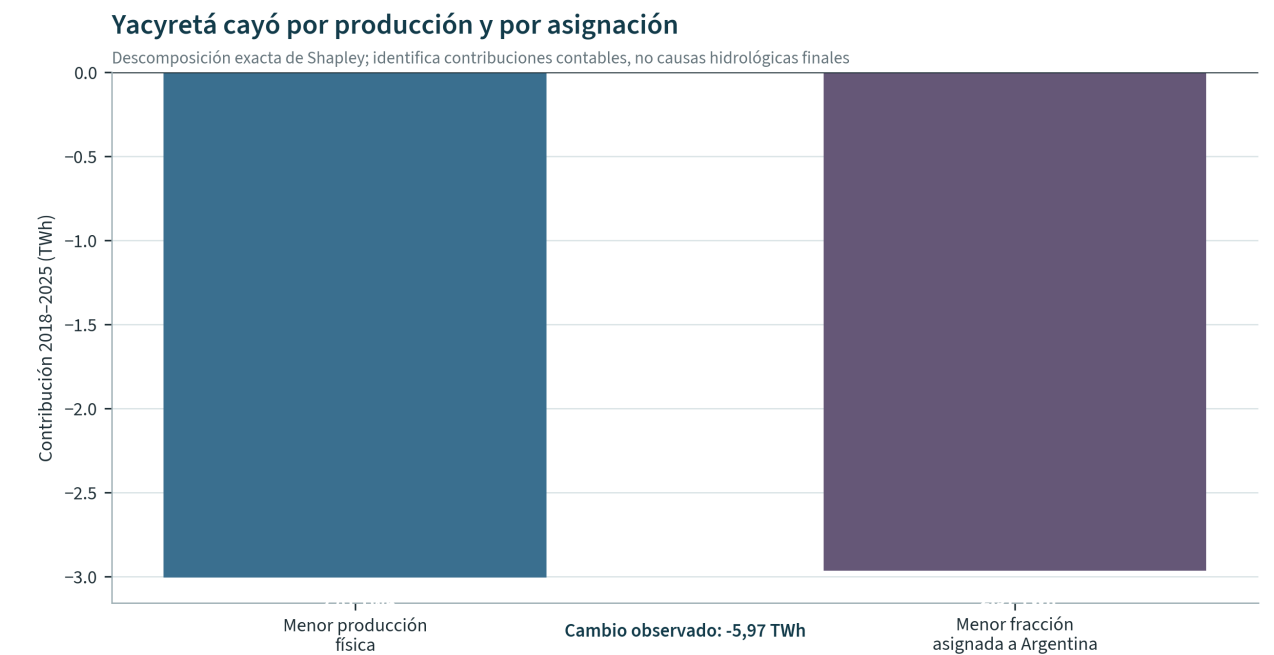


Figura 12. Descomposición de Yacyretá 2018–2025.
Fuente: CAMMESA; método Shapley. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Las dos barras reconstruyen exactamente la caída del aporte argentino. Aproximadamente la mitad proviene de una menor producción total del complejo y la otra mitad, de una fracción argentina diferente. En una central binacional no alcanza con mirar cuánta electricidad produjo la máquina: también importa cómo se repartió. La cuenta permite separar ambos movimientos, pero no dice por qué cambiaron. Esa explicación requiere datos hidrológicos, operativos y binacionales comparables (CAMMESA, 2026e).

En Comahue, la generación bajó 2,904 TWh entre 2018 y 2025. Sin embargo, la disponibilidad agregada subió 1,564 puntos porcentuales y la utilización cayó 7,704 puntos. Entre 2024 y 2025, el descenso fue 3,537 TWh. La coexistencia de más disponibilidad y menos uso muestra por qué no se debe atribuir automáticamente la caída a fallas de equipos.

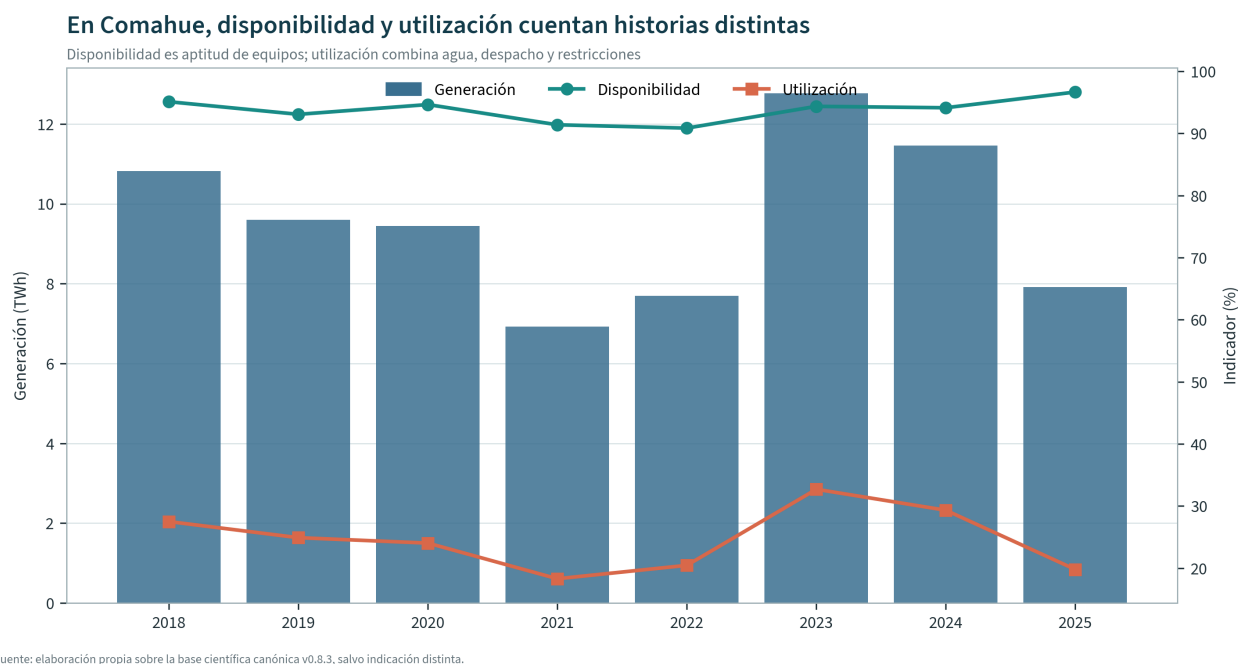


Figura 13. Generación, disponibilidad y utilización en Comahue.

Fuente: CAMMESA; base científica canónica v0.8.3. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Los cuatro indicadores tienen unidades distintas; lo que se compara es su trayectoria. En Comahue, la disponibilidad de los equipos puede mejorar mientras la utilización y la generación bajan. Por lo tanto, la caída no puede atribuirse automáticamente a máquinas fuera de servicio. Puede intervenir el agua, el despacho, la red u otros usos, y la figura no elige una explicación sin evidencia. El paso siguiente es cruzar disponibilidad con embalses, caudales, cotas y restricciones por central y hora (CAMMESA, 2026e).

El agua debe incorporarse a la política de transición como variable, no como fondo constante. Un año húmedo puede desplazar combustibles y suavizar rampas; un año seco puede elevar el requerimiento térmico o de intercambios. La expansión eólica y solar puede reservar agua para otras horas cuando la operación y los embalses lo permiten. Esa complementariedad es plausible, pero no se cuantifica aquí porque faltan series integradas de afluencias, restricciones y valor operativo del almacenamiento.

La agenda concreta es vincular, por complejo, generación horaria, caudales, niveles, disponibilidad, restricciones ambientales, requerimientos de otros usos y estado de transporte. En centrales binacionales debe sumarse la regla de asignación. Sólo entonces será posible separar con más confianza hidrología, mantenimiento, operación y red. Hasta ese punto, el informe conserva explicaciones múltiples y evita una conclusión prematura.

6. Generación térmica, emisiones y respuesta horaria

La generación térmica sigue siendo el mayor bloque individual de la matriz y el sostén principal en muchas horas exigentes. Entre 2018 y 2025 produjo menos energía y emitió menos CO₂ directo. La reducción es importante, pero no permite asumir que toda generación renovable adicional desplazó térmica en una relación uno a uno. La hidráulica cayó, la demanda cambió, la nuclear creció y los intercambios variaron.

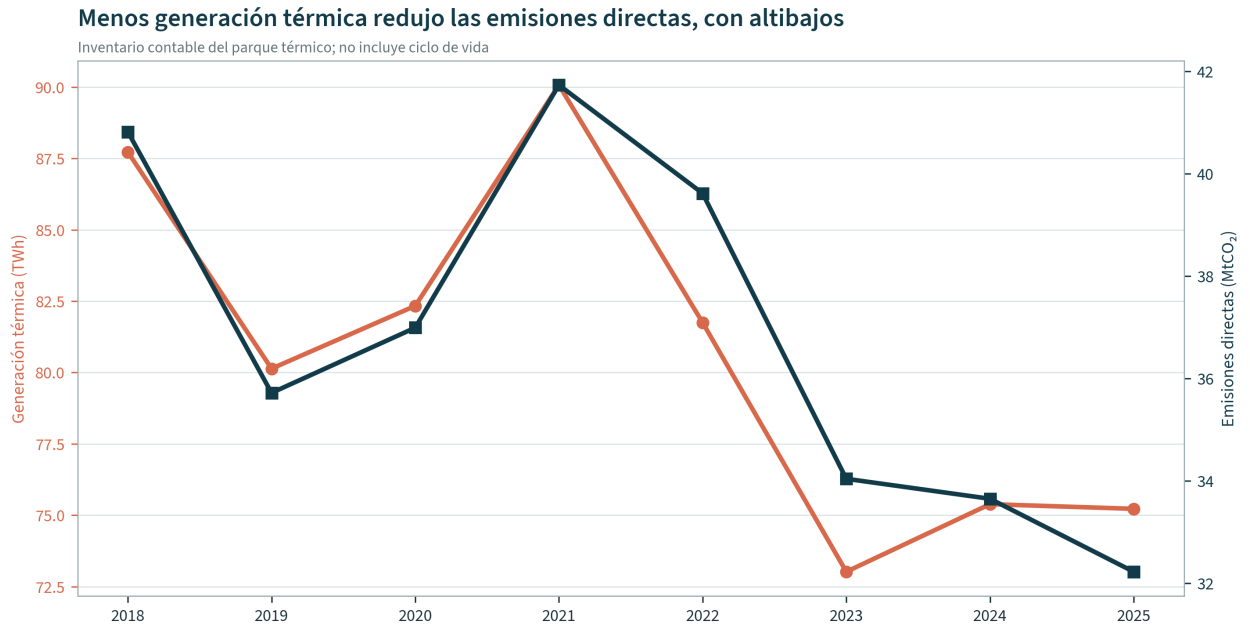


Figura 14. Generación térmica y emisiones directas.
Fuente: CAMMESA; base científica canónica v0.8.3. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Generación térmica y emisiones directas bajan entre 2018 y 2025, pero no recorren exactamente el mismo camino porque también cambian eficiencia y combustibles. La reducción entre extremos fue de 8,593 Mt de CO₂. Es una mejora observable, compatible con menos energía térmica y una operación media más eficiente, aunque la térmica siguió siendo central en horas exigentes. La cuenta incluye sólo CO₂ de combustión publicado por CAMMESA; no es una huella de ciclo de vida ni un inventario de otros gases o sectores (CAMMESA, 2026a).

Para ordenar los factores se aplica una descomposición LMDI. El método convierte el cambio total en cinco componentes que suman exactamente la diferencia observada: actividad, participación térmica, consumo específico medio, mezcla de combustibles y factor implícito de emisión. Es una lupa contable, no un modelo de comportamiento (Ang, 2005).

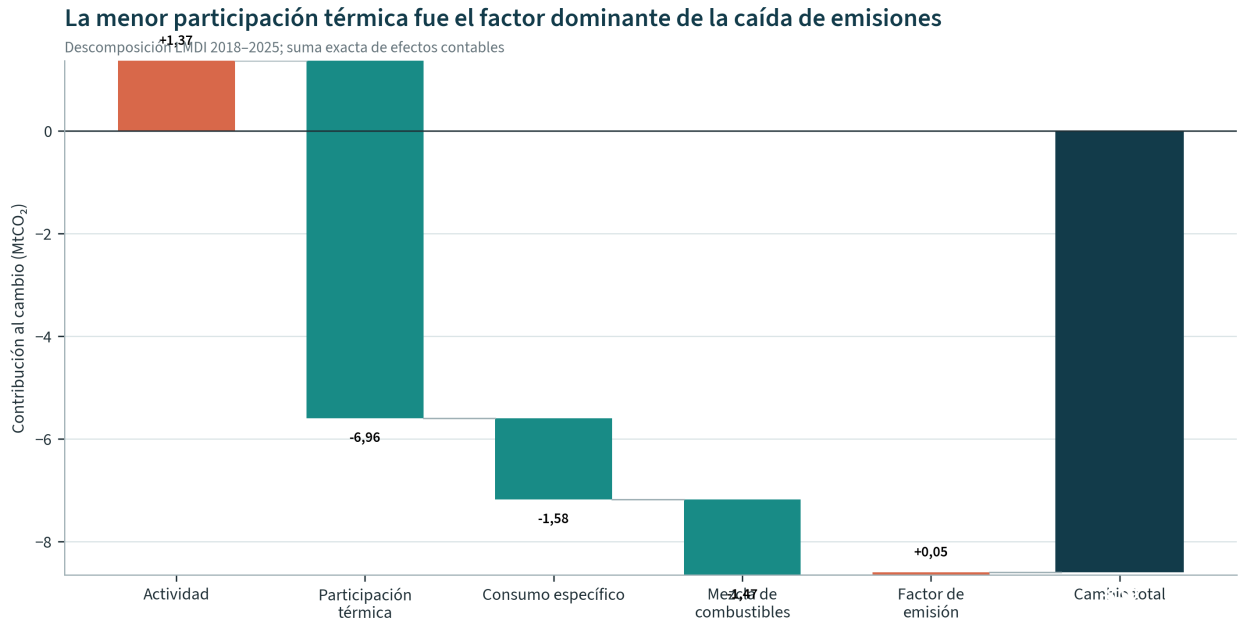
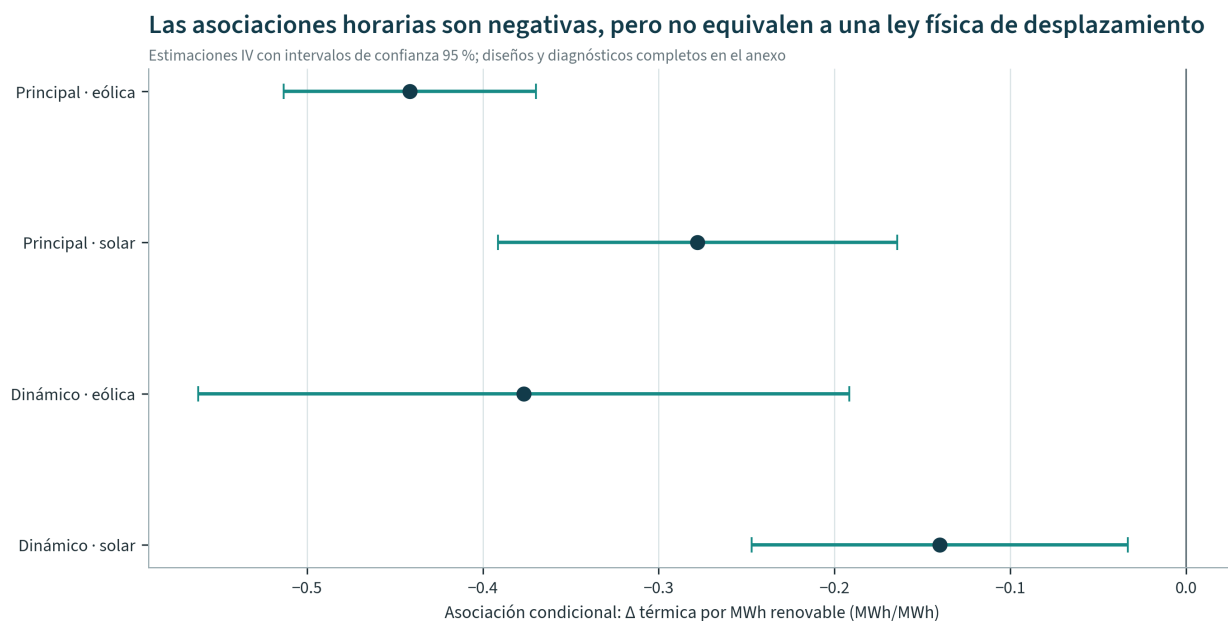


Figura 15. Descomposición LMDI de emisiones.
Fuente: CAMMESA; método Ang (2005). Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Las barras reparten los $-8,593$ Mt observados sin dejar residuo. La menor participación térmica aporta $-6,963$ Mt; el menor consumo específico medio, $-1,583$ Mt; y la mezcla de combustibles, $-1,467$ Mt. El crecimiento de la generación empuja en sentido contrario con $+1,369$ Mt, y el factor implícito agrega $+0,052$ Mt. La conclusión contable es clara: el cambio de matriz explica la mayor parte de la baja y las mejoras técnicas acompañan. LMDI ordena componentes; no demuestra qué programa, empresa o central causó cada uno (CAMMESA, 2026a; Ang, 2005).

El análisis horario pregunta algo distinto: cuando aumentan eólica o solar, ¿cómo se mueve la generación térmica manteniendo constantes otras variables observadas? Las especificaciones usan datos 2023–2025, controles de calendario y meteorología, y errores que admiten correlación temporal. Una extensión instrumental aprovecha variación de viento o irradiancia como fuente de movimiento. Los supuestos son fuertes y la geografía meteorológica es aproximada; por eso los resultados se presentan como asociaciones condicionadas.



Fuente: elaboración propia sobre la base científica canónica v0.8.3, salvo indicación distinta.

Figura 16. Asociación horaria entre renovables y generación térmica.

Fuente: CAMMESA; NASA POWER; base científica canónica v0.8.3. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

En la estimación principal, una unidad adicional de eólica se asocia con $-0,442$ unidades de térmica y una de solar con $-0,278$; en la variante dinámica los valores son $-0,377$ y $-0,140$. Que el signo permanezca negativo en varias especificaciones refuerza la idea de que más producción variable suele coincidir con menos térmica. Que la magnitud sea menor que uno recuerda que también ajustan hidráulica, intercambios, nuclear, demanda y restricciones. Instrumentos imperfectos, meteorología aproximada, agregación nacional y ausencia de red impiden leer esos coeficientes como una sustitución física universal (CAMMESA, 2026c; NASA POWER, 2026; Newey y West, 1987).

En lenguaje común, un coeficiente de $-0,442$ no dice que cada MWh eólico “evita” exactamente $0,442$ MWh térmico en cualquier momento. Dice que, en la muestra y bajo la especificación, horas con más producción eólica asociada a la variación utilizada tuvieron en promedio menos generación térmica, luego de controles. Hidráulica, nuclear, intercambios, demanda y restricciones absorben el resto. La cautela no invalida el resultado; delimita su uso.

Las cien horas de mayor demanda completan la imagen. Allí la térmica conserva una participación elevada, aun cuando las renovables reducen energía fósil en muchas otras horas. La política operativa debe cuidar dos objetivos simultáneos: sostener confiabilidad y reducir emisiones. Eso requiere información por unidad, arranques, mínimos técnicos, combustibles, reservas y restricciones. El inventario anual no alcanza para diseñar esa coordinación.

7. El territorio donde la transición tiene que funcionar

El recurso energético y el sistema eléctrico no son la misma cosa. Puede haber buen viento o radiación, centrales en operación y demanda dispuesta a consumir; si entre esos puntos faltan transformación, transporte, control o margen operativo, una parte del potencial no llega a convertirse en electricidad utilizable. Por eso la red no aparece aquí como una ilustración al final del diagnóstico. Es el vínculo físico entre lo que el país puede generar y lo que efectivamente puede abastecer.

El atlas reúne capas que contestan preguntas distintas. La Secretaría de Energía aporta geometrías de líneas y estaciones; el IGN, límites, relieve y localización de centrales; CAMMESA, diagramas usados como control visual de topología. Son fuentes valiosas, pero ninguna publica en conjunto parámetros eléctricos, capacidad remanente y flujos horarios. La tabla siguiente fija esa frontera antes de mirar los mapas.

Tabla 3. Capas del atlas y fuerza de la evidencia

Capa	Vintage	Uso autorizado	Límite principal
Líneas AT — Secretaría de Energía	2026	Geometría y tensión publicada	Sin flujo ni margen
Estaciones — Secretaría de Energía	2026	Ubicación y atributos declarados	Sin estado horario
Centrales — IGN	2026	Ubicación y tecnología	Sin MW en el recurso usado
Relieve y límites — IGN	2026	Contexto territorial	No es modelo eléctrico
Cartografía CAMMESA	ago. 2026	Control visual de topología	No se digitaliza como flujo
AlmaMDI	ene. 2024	Cobertura nodal declarada	Campos críticos sin diccionario

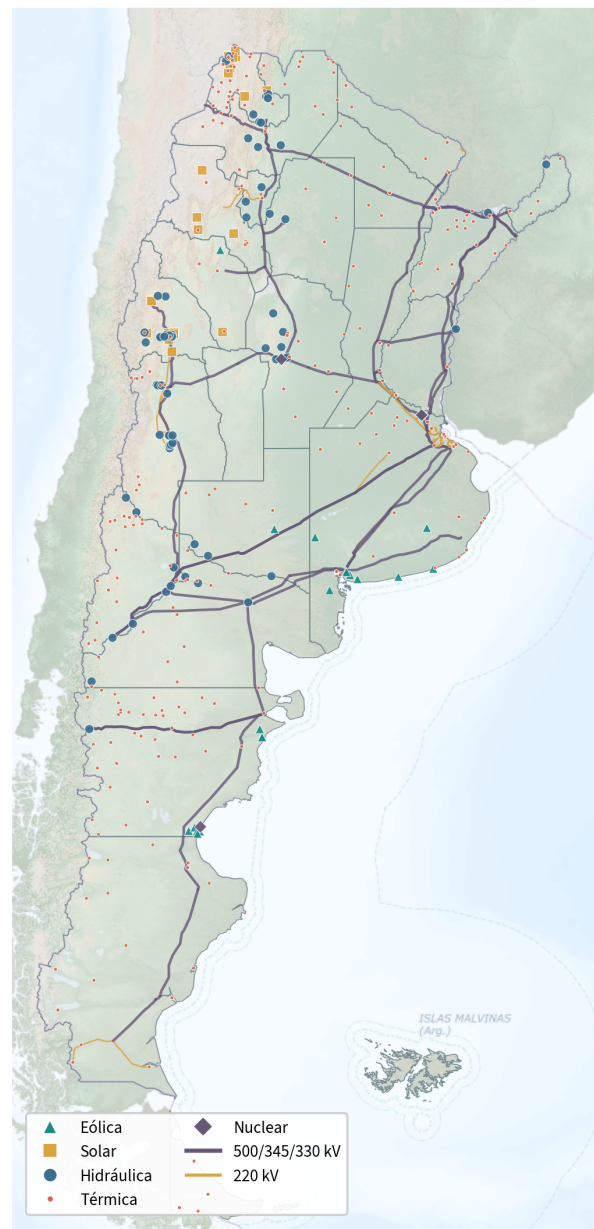
Las capas se cruzan para control y orientación; ninguna sustituye un modelo de red validado.

Antes del primer mapa conviene retener una regla de lectura. Una línea dibujada informa que existe una geometría publicada y un nivel de tensión; una estación señala un punto de transformación; un símbolo de central ubica una tecnología. Ninguno de esos elementos informa por sí solo cuánta potencia circuló, cuánto margen quedaba o qué ocurría si otro tramo salía de servicio. Para contestar esas preguntas habría que agregar parámetros eléctricos y estados horarios. El atlas funciona entonces como base territorial para formular estudios, no como sustituto de esos estudios.

También hay una diferencia entre distancia geográfica y distancia eléctrica. Dos puntos próximos pueden pertenecer a partes de la red con restricciones distintas, y dos puntos alejados pueden estar unidos por un corredor robusto. El relieve agrega contexto sobre el terreno que atraviesa la infraestructura, pero no entra en un cálculo de flujo. Con esas precauciones, el mapa permite reconocer la estructura general sin atribuirle una precisión que las capas no tienen.

Infraestructura y generación: activos visibles, no flujos

Red 2026; centrales IGN sin escalado por potencia; relieve Argenmap Topo



Fuentes: Secretaría de Energía (líneas AT); IGN (centrales, límites y Argenmap Topo); control visual CAMMESA agosto 2026.

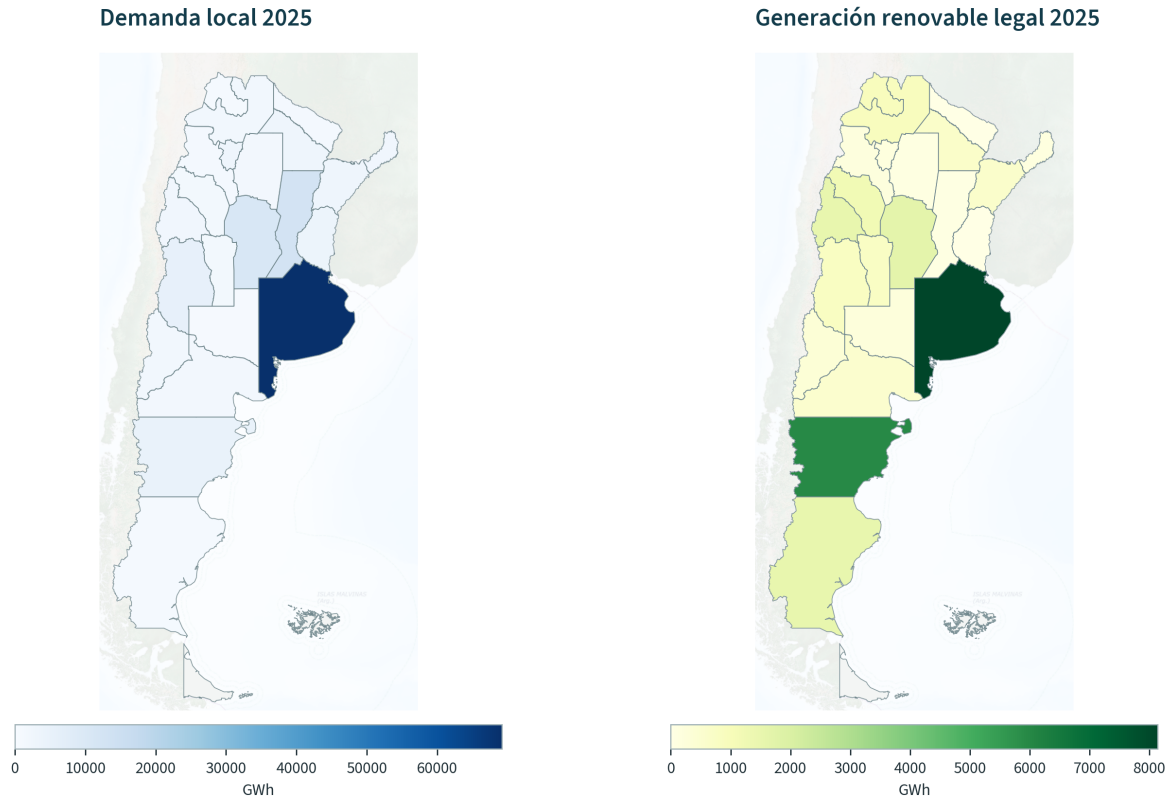
Figura 17. Mapa nacional de infraestructura y generación.

Fuente: Secretaría de Energía; IGN; CAMMESA. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Los trazos gruesos ubican la red de 500/345/330 kV y los finos, la de 220 kV. Los símbolos permiten reconocer dónde se concentran centrales eólicas, solares, hidráulicas, térmicas y nucleares; no están escalados por MW. La imagen deja dos hechos a la vista. Primero, los recursos se reparten en un territorio largo, con grandes distancias entre varios polos de generación y el corredor central de consumo. Segundo, esa conexión descansa en un conjunto relativamente acotado de ejes troncales. El relieve ayuda a entender por qué una ampliación no es sólo “tirar una línea”: el trazado, los accesos, las estaciones y el mantenimiento forman parte del problema. Lo que el mapa no dice es igualmente importante: no tiene flechas de flujo, márgenes, pérdidas, congestión ni estado horario. Muestra dónde hay activos publicados, no cuánta electricidad podían transportar en una hora crítica (Secretaría de Energía, 2026a; IGN, 2026a; CAMMESA, 2026f).

Dónde se consume y dónde se genera no coincide

Buenos Aires y CABA conservan una frontera agregada; Tierra del Fuego no está separada en la tabla provincial usada



Fuentes: CAMMESA (demanda provincial y renovables); IGN (límites y relieve). Valores territoriales no representan flujos.

Figura 18. Mapa de demanda y generación renovable.

Fuente: CAMMESA; IGN. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

El panel azul concentra la demanda local de 2025 y el verde, la generación renovable comprendida por el régimen legal. Cada panel tiene su propia escala: colores parecidos no significan cantidades iguales. Buenos Aires y CABA, preservadas como una categoría agregada de la fuente, reúnen 49,0 % de la demanda. En cambio, una porción relevante de la generación eólica aparece en Patagonia y Buenos Aires, mientras la solar se concentra en el noroeste y Cuyo. En criollo: el principal centro de consumo y varios de los mejores recursos no están en el mismo lugar. Eso vuelve importantes la red, la transformación y también la posibilidad de localizar nuevas demandas cerca de la oferta. El mapa no convierte esa diferencia en déficit ni en flujo; para eso hacen falta balances y mediciones nodales (CAMMESA, 2026b, 2026d; IGN, 2026a).

El contraste se vuelve más útil cuando se incorporan la escala de cada provincia y la forma de su demanda. La próxima figura combina tres datos. El eje horizontal compara generación renovable anual con demanda anual. El vertical indica cuántas veces la punta supera a la demanda media. El tamaño de cada punto representa el volumen de consumo. Son tres problemas distintos colocados en una misma vista, no un ranking.

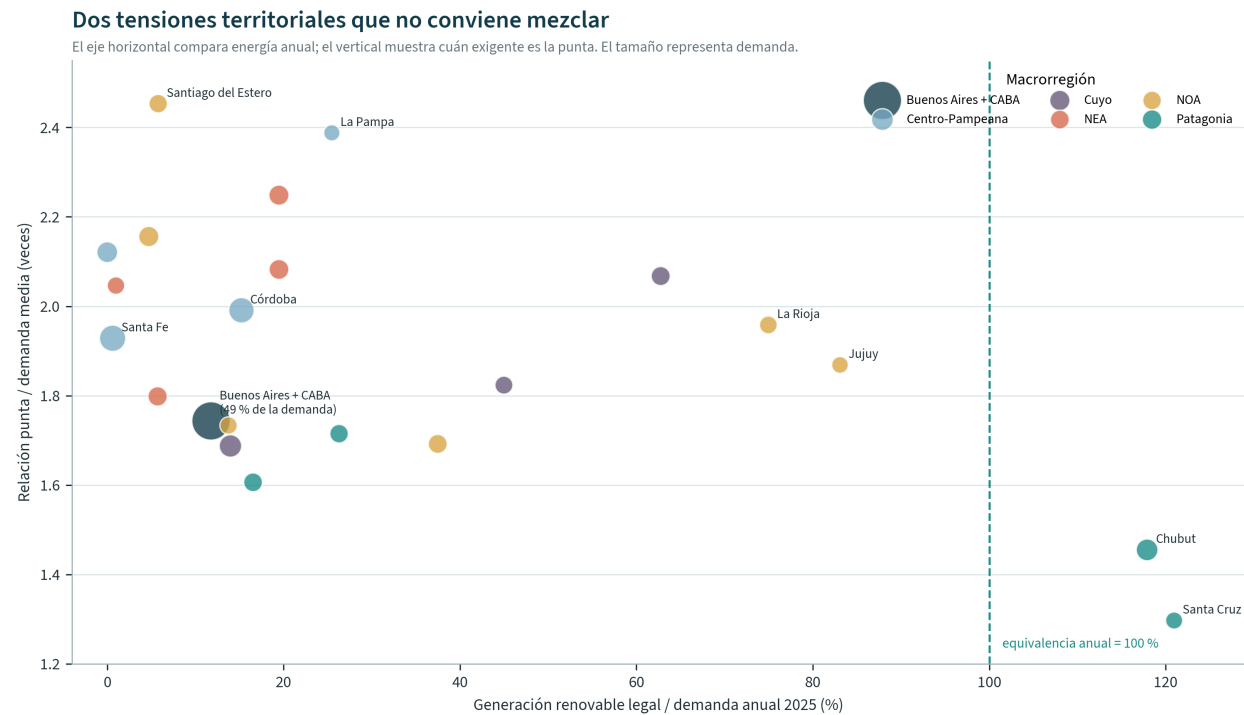


Figura 19. Demanda, punta y equivalencia renovable por provincia.

Fuente: CAMMESA; elaboración v0.11.0. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Santa Cruz y Chubut superan 100 % de equivalencia renovable anual; Jujuy alcanza 83,1 % y La Rioja, 75,0 %. Eso significa que, al sumar el año, la generación renovable registrada equivale o supera esa fracción de su demanda. No significa que esas provincias se hayan autoabastecido en cada hora ni que hayan exportado exactamente la diferencia. En el otro extremo, Buenos Aires y CABA combinan una equivalencia de 11,8 % con casi la mitad de la demanda del país. Córdoba y Santa Fe también aparecen como centros de carga grandes con coberturas renovables anuales relativamente bajas. Santiago del Estero y La Pampa tienen menos peso en el total, pero puntas mucho más separadas de su carga media. La consecuencia práctica es que no existe una sola “necesidad de red”: algunos lugares plantean evacuación de generación, otros abastecimiento de grandes centros y otros capacidad para pocas horas intensas. Determinar corredores y obras exige el modelo eléctrico que esta comparación todavía no tiene.

Corredores visibles y refuerzos

**Patagonia-Buenos Aires**

El trazado oficial 500 kV Puerto Madryn-Choele Choel-Bahía Blanca se muestra como infraestructura existente. El refuerzo fue prioridad administrativa en 2025; avance físico no verificado.

Comahue-centro de carga

La red 500 kV conecta inyecciones hidroeléctricas con el corredor central. El mapa no contiene capacidad remanente ni dirección de flujo.

Río Diamante-Charlone-O'Higgins

Corredor planificado. Como los insumos no publican una geometría reconciliada de los nuevos tramos, no se dibuja una línea inventada.

*Línea continua: infraestructura oficial.
No se dibujan flechas, congestión ni MW.*

Fuentes: Secretaría de Energía (geometría); CAMMESA (topología 2026); actos administrativos 2025 auditados en v0.8.3.

Figura 20. Corredores y ampliaciones regionales.

Fuente: Secretaría de Energía; CAMMESA; normativa 2025. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

El mapa de corredores distingue lo que suele mezclarse en la discusión pública. Una línea continua proviene de geometría oficial existente; una prioridad administrativa se describe con texto; y, si no hay un trazado reconciliado, no se inventa. El eje Puerto Madryn-Choele Choel-Bahía Blanca es visible en la infraestructura publicada y, además, su ampliación integra la cartera prioritaria. Comahue se conecta con el corredor central mediante activos existentes, aunque el mapa no informa su margen. Río Diamante-Charlone-O'Higgins figura como obra priorizada, pero sin una geometría nueva suficientemente documentada para dibujarla. Esta lectura no decide qué obra conviene primero. Sí evita una confusión frecuente: ver una línea en un mapa no demuestra que tenga capacidad libre, y nombrar una obra en una norma no demuestra que esté en construcción.

La Resolución 715/2025 declaró prioritarias 16 iniciativas. Para saber cuánto avanzó esa cartera se revisaron hitos públicos posteriores hasta el 18 de agosto de 2026. Se usó una escala documental sencilla: prioridad declarada, marco de procedimiento, consulta pública, licitación convocada, adjudicación, construcción y energización. Sólo se asigna una etapa cuando existe un acto o publicación oficial que la respalda.

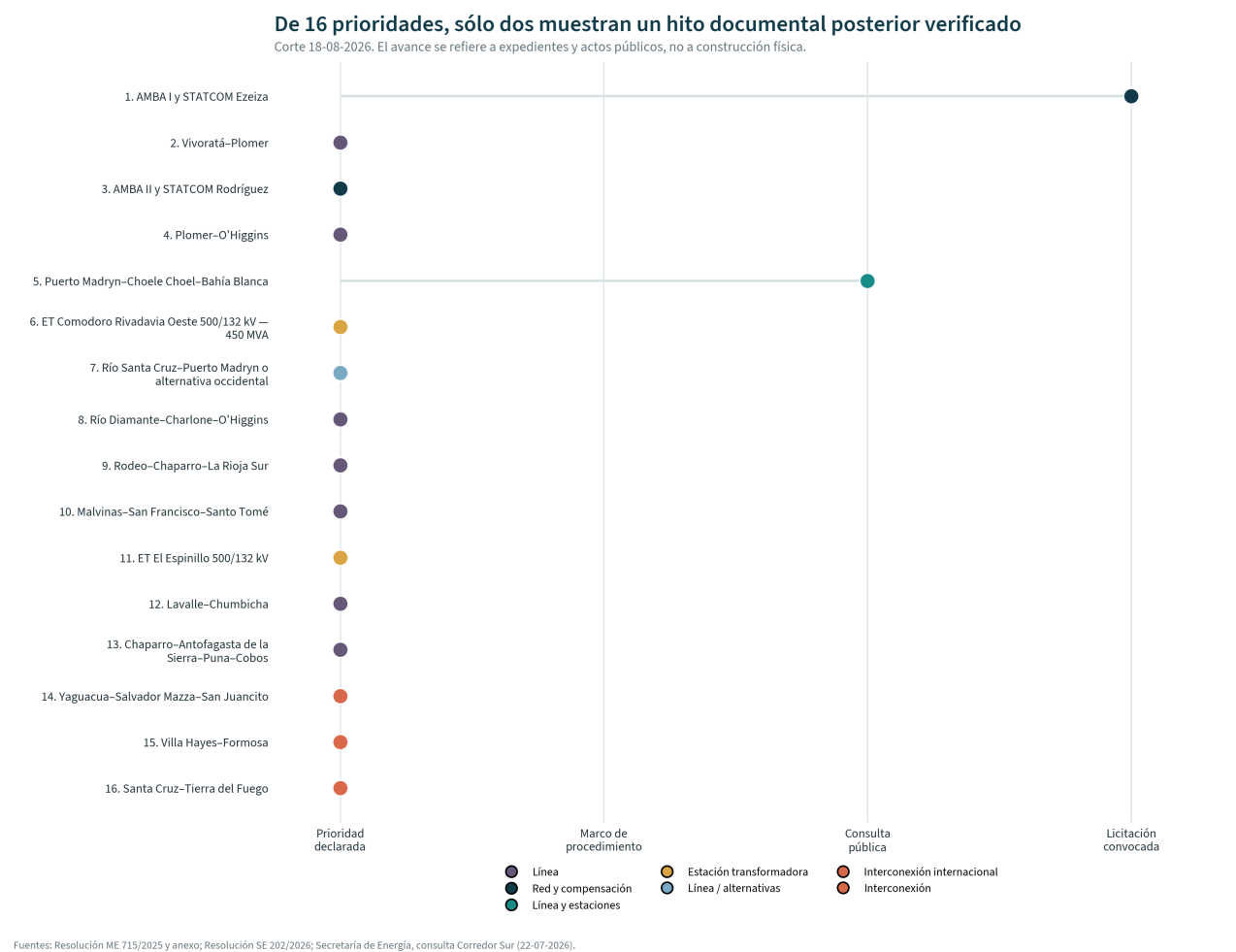


Figura 21. Estado documental de las 16 obras prioritarias de transmisión.
Fuente: Ministerio de Economía; Secretaría de Energía; Boletín Oficial. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

El corte deja catorce iniciativas en “prioridad declarada” dentro de las fuentes incorporadas. Corredor Sur —Puerto Madryn-Choele Choel-Bahía Blanca y obras complementarias— llegó a consulta pública ambiental y social en julio de 2026. AMBA I llegó a licitación nacional e internacional en agosto. Comprende nuevas líneas en 500, 220 y 132 kV, una estación en Plomer, compensación reactiva y obras de conexión. La comunicación oficial estima que ampliaría alrededor de 2.000 MW la capacidad de demanda abastecible del área. Ninguno de esos hitos equivale todavía a una obra terminada. La figura aporta algo más modesto y más útil: permite separar una cartera anunciada de una cartera con expedientes que efectivamente progresan, y señala dónde hace falta actualizar evidencia (Ministerio de Economía, 2025; Secretaría de Energía, 2026c, 2026d).

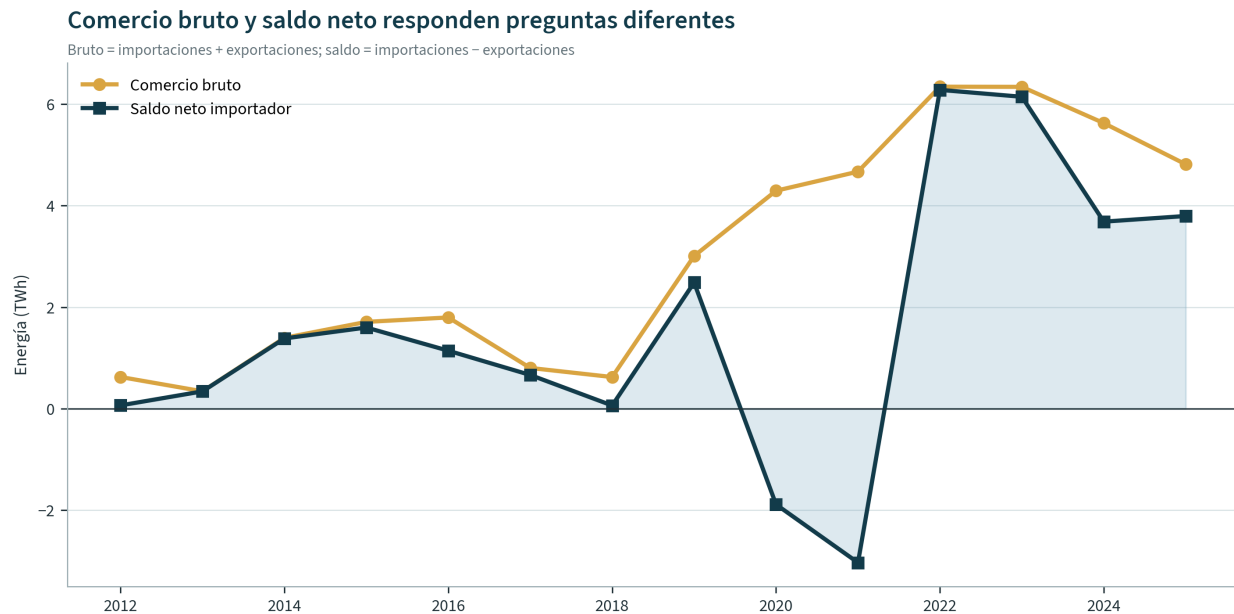
Para pasar de este diagnóstico territorial a una priorización técnica faltan cinco capas: parámetros y límites por tramo; flujos y estados horarios; transformadores y compensación; restricciones, vertimiento e indisponibilidades; y proyectos con geometría, etapa y fecha verificables. Con esos datos se podrían ensayar flujos, contingencias y estabilidad, comparar refuerzo con gestión de demanda o nueva localización de consumo, y medir cuánto recurso adicional puede integrarse. Sin ellos, el aporte responsable es identificar tensiones, ordenar preguntas y distinguir evidencia física de avance administrativo.

La planilla AlmaMDI se conserva como insumo de enlace, no como diagnóstico de saturación. Su cobertura y el cruce con estaciones oficiales se documentan en el anexo cartográfico. Los campos POTENCIA MAXIMA, LIMITACION, CATEGORIA y los colores no se interpretan porque no se recibió un diccionario autorizado. Esa reserva evita convertir rótulos de una planilla en conclusiones eléctricas.

8. Argentina frente a Brasil, Chile y Uruguay

Comparar sistemas eléctricos exige una frontera común. Argentina usa en el cuerpo nacional el balance CAMMESA; Brasil, Chile y Uruguay publican cierres con clasificaciones propias. Para observar trayectorias se adopta aquí la serie armonizada de Ember, distribuida por Our World in Data, para 2018–2025. La población 2025 proviene del Banco Mundial. Los cierres oficiales se usan como control, no se mezclan en una misma razón cuando sus denominadores difieren (Ember, 2026; Banco Mundial, 2026).

Los ceros nucleares de Chile y Uruguay son estructurales en la clasificación, no datos faltantes. La gran hidráulica se presenta como categoría separada. Eólica y solar se agrupan sólo en el índice de velocidad; las otras renovables permanecen identificadas. La comparación no clasifica “ganadores” y “perdedores”: pregunta qué problema enfrenta cada sistema después de su trayectoria.

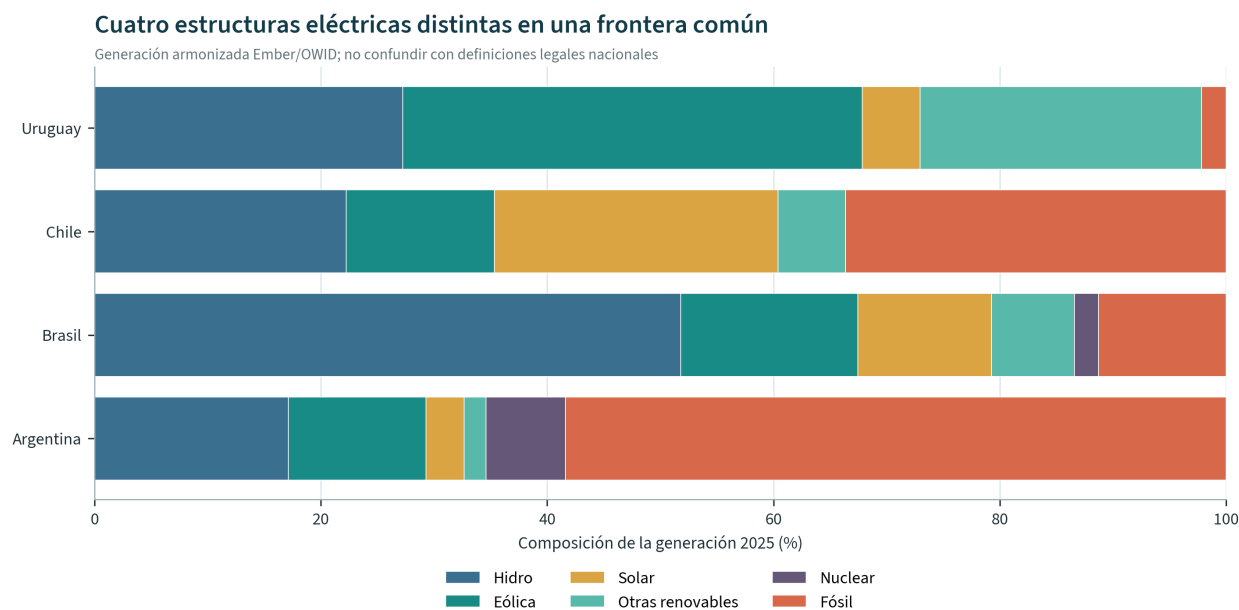


Fuente: elaboración propia sobre la base científica canónica v0.8.3, salvo indicación distinta.

Figura 22. Intercambios eléctricos internacionales.

Fuente: CAMMESA; base científica canónica v0.8.3. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Las barras separan importaciones y exportaciones; la línea conserva el saldo para no confundir volumen bruto con dependencia neta. En 2025, Argentina importó 4,304 TWh: 3,41 % de la demanda local en términos brutos, o 2,69 % después de descontar exportaciones. Es poco frente al año completo, aunque puede resultar decisivo en una hora escasa. Por eso conviene preservar interconexiones y publicar su disponibilidad, sin tratarlas como reemplazo automático de recursos internos. Los totales anuales no muestran precio, congestión, dirección horaria ni si el país vecino atravesaba la misma condición (CAMMESA, 2026g).

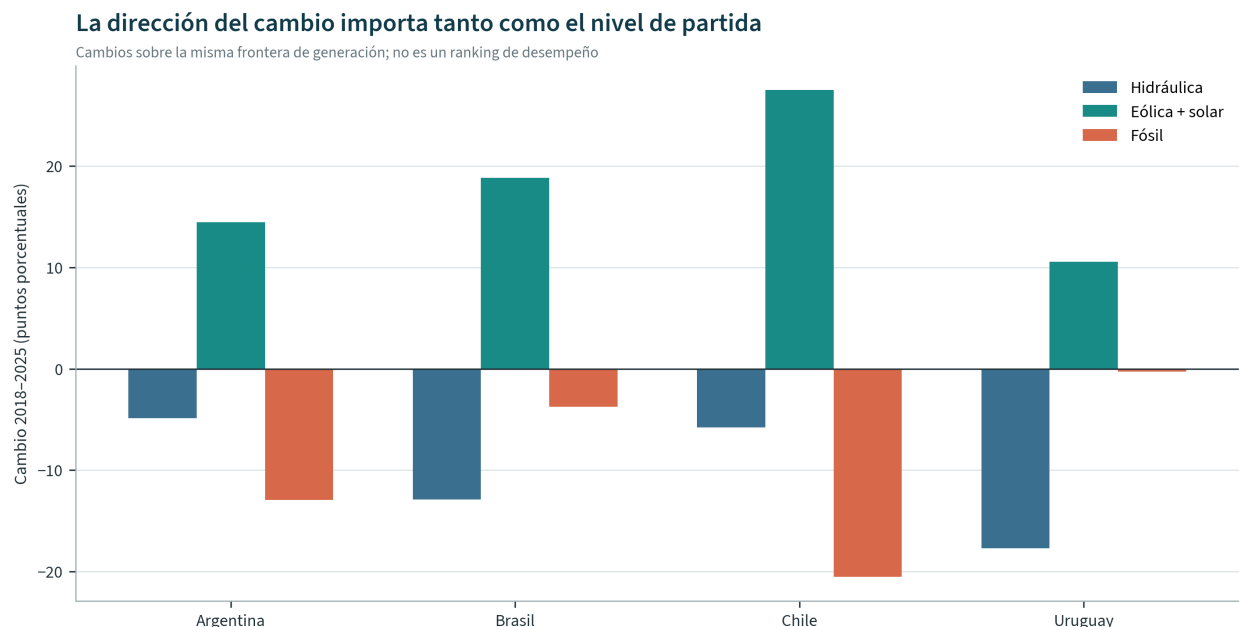


Fuente: adaptación OWID de Ember Yearly Electricity Data 2026; controles nacionales preservados por separado.

Figura 23. Estructura regional de generación 2025.

Fuente: Ember/OWID 2026. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Todas las barras usan la misma clasificación, de modo que las diferencias no provienen de etiquetas nacionales incompatibles. Brasil y Uruguay parten de bases hidráulicas muy altas; Chile combina una expansión eólica-solar fuerte con generación fósil; Argentina conserva más térmica y suma hidráulica, nuclear y renovables nuevas. El punto no es elegir un ganador. Es entender que una misma cuota eólica-solar exige respuestas distintas según cuánta agua, interconexión y demanda tenga cada sistema. La armonización permite comparar, pero pierde detalle y no reemplaza los balances oficiales (Ember, 2026).



Fuente: adaptación OWID de Ember Yearly Electricity Data 2026.

Figura 24. Movimiento regional 2018–2025.

Fuente: Ember/OWID 2026. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Entre 2018 y 2025, la participación renovable aumentó 20,507 puntos porcentuales en Chile, 10,585 en Argentina, 4,243 en Brasil y 0,286 en Uruguay. El valor uruguayo no significa inmovilidad: el país ya partía de una matriz casi completamente renovable. Chile atravesó la fase de expansión más rápida; Argentina mostró un cambio intermedio pero material. Comparar variaciones permite ubicar etapas de transición, no repartir méritos. Además, una participación puede moverse porque cambia la fuente o porque cambia el total generado (Ember, 2026).

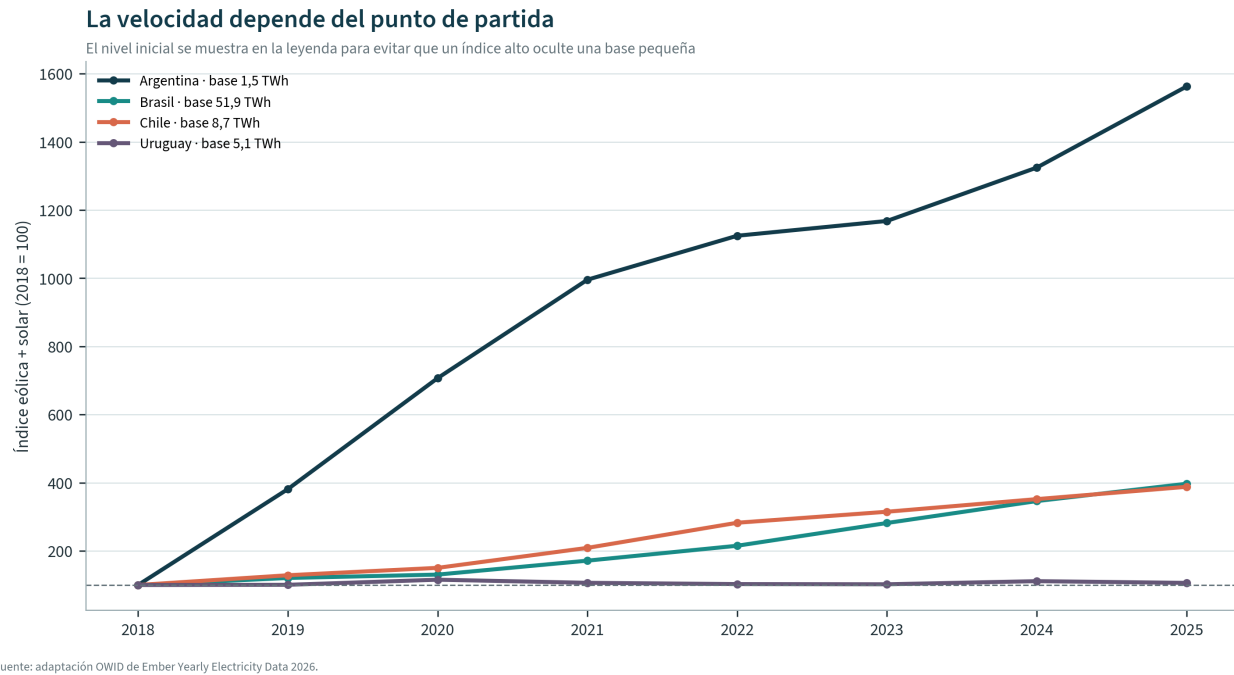


Figura 25. Velocidad regional de eólica y solar.

Fuente: Ember/OWID 2026. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

El índice iguala a 100 la generación eólica y solar de cada país en 2018. Así responde “¿a qué velocidad creció respecto de su propia base?”, no “¿quién produjo más TWh?”. Chile y Argentina aceleran con fuerza; Brasil crece de manera sostenida; Uruguay permanece más estable después de una incorporación temprana. La base inicial se informa en la leyenda porque un índice alto puede surgir de pocos TWh de partida. Velocidad y volumen deben leerse juntos (Ember, 2026).

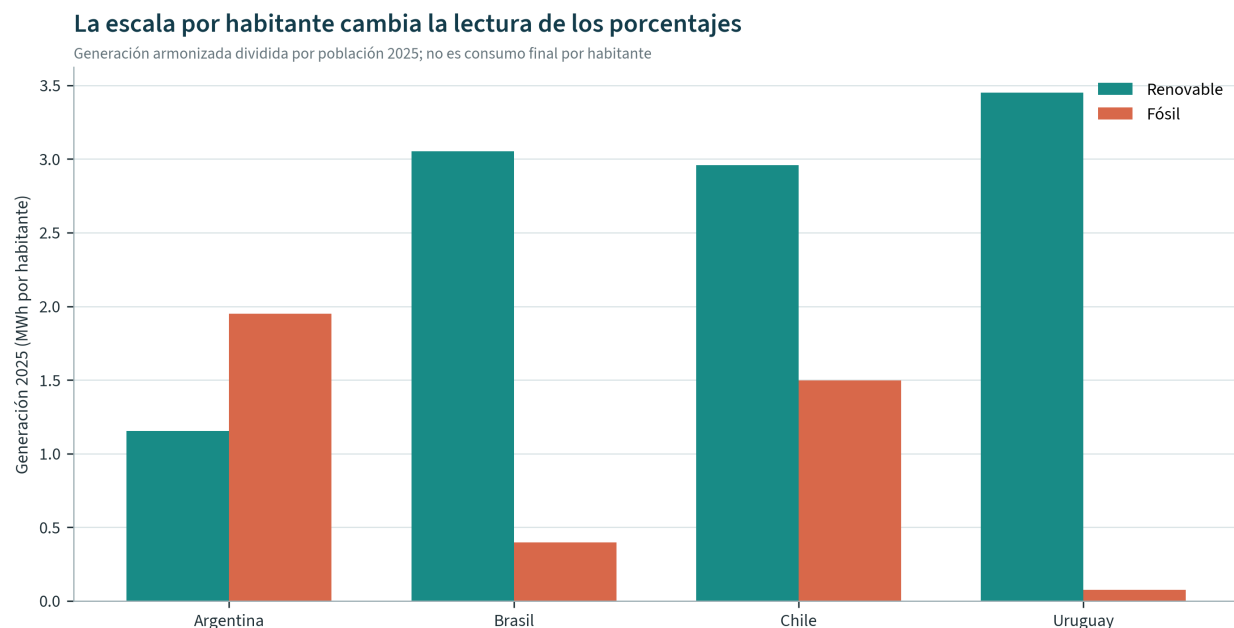


Figura 26. Generación renovable y fósil por habitante.

Fuente: Ember/OWID; World Bank WDI. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Dividir por población evita que Brasil domine sólo por tamaño y muestra cuánta generación renovable y fósil corresponde a cada habitante. Uruguay aparece alto en renovables por habitante; Brasil también supera a Argentina y Chile en esa medida, mientras los perfiles fósiles cambian de orden respecto del volumen total. La normalización mejora una pregunta y deja otras abiertas: no controla estructura productiva, clima, exportaciones, electrificación ni intensidad industrial. Por eso se usa junto con participación, TWh y velocidad, no como ranking definitivo (Ember, 2026; Banco Mundial, 2026).

Tabla 4. Cuatro vistas regionales normalizadas, 2025

País	Generación	Renovable	Fósil	Índice eólica+solar	Renovable por habitante
Argentina	153,15 TWh	34,58 %	58,39 %	1.562	1,16 MWh/hab
Brasil	750,53 TWh	86,60 %	11,28 %	397	3,05 MWh/hab
Chile	88,50 TWh	66,37 %	33,63 %	388	2,96 MWh/hab
Uruguay	11,94 TWh	97,82 %	2,18 %	106	3,45 MWh/hab

Fuente: Ember (2026) y Banco Mundial (2026). Índice eólica+solar: 2018 = 100. Nuclear es cero estructural en Chile y Uruguay.

Brasil enseña el valor y la exposición de una gran base hidráulica: escala, almacenamiento y variabilidad hidrológica conviven. Chile muestra la transición desde expansión eólica-solar hacia integración, flexibilidad y red. Uruguay ilustra complementariedad entre viento, agua, biomasa e intercambio en un sistema pequeño. Argentina combina escala intermedia, nuclear, gas, hidráulica y recursos renovables distantes. Las lecciones son preguntas transferibles, no soluciones copiables.

La cooperación regional tiene valor operativo cuando existen interconexiones disponibles, reglas claras y situaciones no perfectamente correlacionadas. También tiene límites: olas de calor, sequías o indisponibilidades pueden coincidir. El comercio de 2025 no justifica depender de una única dirección. La prioridad analítica es publicar capacidad disponible, flujos y restricciones con resolución compatible entre países.

9. Qué conviene hacer primero

Una implicancia estratégica válida necesita una cadena completa: hallazgo, evidencia, mecanismo, actor, horizonte, incertidumbre y dato faltante. Saltar del mapa a una obra o de una asociación a una promesa rompe esa cadena. La matriz de esta versión utiliza horizontes de 0–2, 3–5 y más de 5 años. No estima presupuestos ni beneficios monetarios; ordena problemas que pueden medirse.

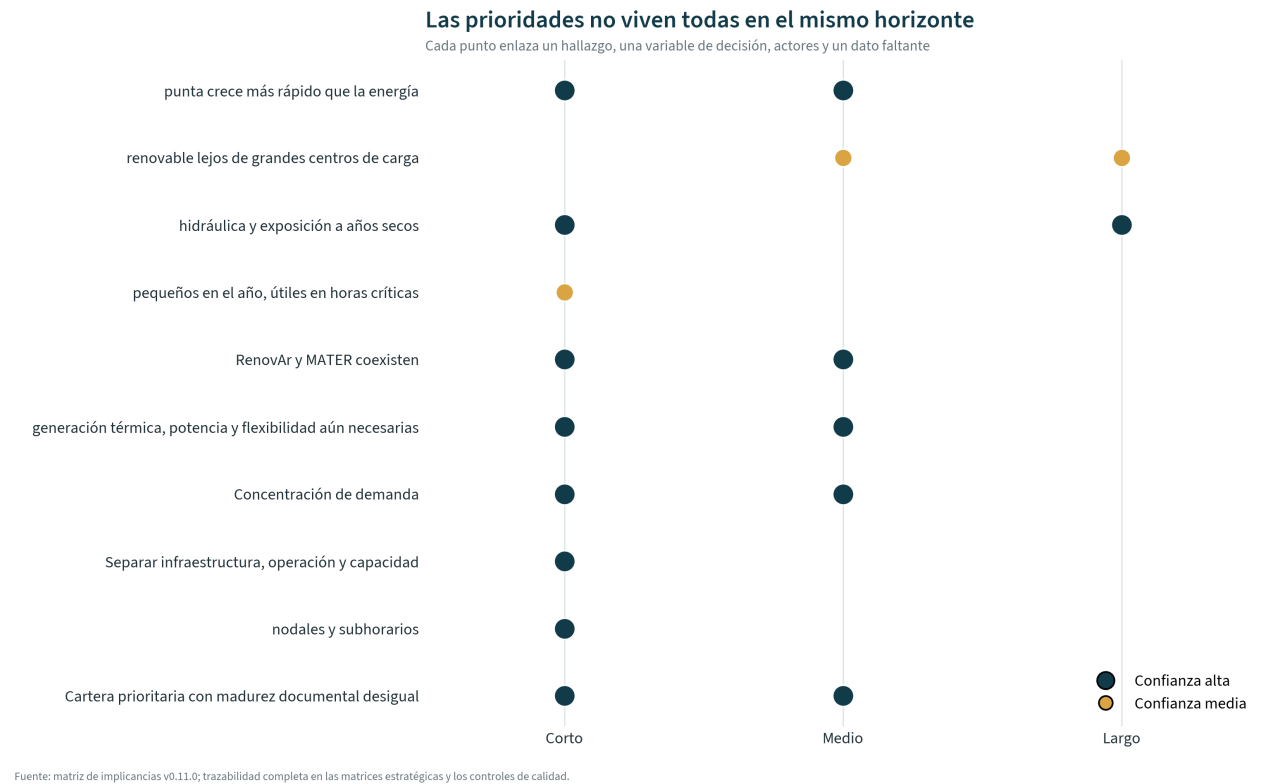


Figura 27. Horizontes de las implicancias estratégicas.

Fuente: Síntesis trazable v0.11.0. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Los puntos ubican cada prioridad en el horizonte donde empieza a producir información o capacidad útil; no ordenan importancia. Medición, coordinación operativa y publicación de datos pueden comenzar en el corto plazo. Estudios de red, flexibilidad y homologación tecnológica requieren continuidad en el medio. La arquitectura territorial y las capacidades industriales sostenidas maduran durante más tiempo. La

secuencia evita decidir a ciegas: primero se reduce una incertidumbre concreta y luego se escala. Los horizontes son una guía de gestión, no fechas prometidas ni evaluación de proyectos.

La primera prioridad es un tablero común de energía, punta, rampas, disponibilidad y red. Corresponde a CAMMESA, Secretaría de Energía, transportistas y reguladores en el corto plazo. La evidencia de origen es la divergencia entre demanda anual y punta, y entre disponibilidad y utilización hidráulica. La incertidumbre principal es la falta de series nodales y de restricciones publicadas con identificadores comunes.

La segunda es integrar pronóstico, respuesta de demanda y flexibilidad operativa. Corresponde a operadores, distribuidores, grandes usuarios y organismos técnicos. Las rampas de carga neta y la baja coincidencia eólica-solar en horas de mayor demanda justifican medir el problema. No prueban qué tecnología específica debe resolverlo. Antes de decidir, se necesitan requisitos de reserva, desempeño de pronósticos, arranques, tiempos de respuesta y cargas flexibles verificadas.

La tercera es tratar la red como parte del recurso. Secretaría de Energía, CAMMESA, transportistas, provincias y reguladores necesitan una capa común de activos, estados, proyectos y restricciones. El atlas muestra desajuste territorial y corredores visibles; no demuestra congestión. El paso habilitante es publicar geometrías y parámetros conciliados, y someter prioridades a estudios eléctricos de flujo, contingencia y estabilidad.

La cuarta es recuperar la dimensión hídrica. Organismos de cuenca, operadores, CAMMESA y autoridades binacionales deben vincular agua, disponibilidad, asignación y despacho. Las caídas de Yacyretá y Comahue muestran que la hidráulica puede modificar la lectura de toda la matriz. El dato crítico es una serie integrada por complejo y hora; sin ella, no corresponde atribuir causas únicas.

La quinta es orientar capacidades nacionales hacia cuellos de botella demostrados. La matriz preliminar no asigna porcentajes de contenido local. Clasifica evidencia en diseño, fabricación, ensayo, integración, operación o investigación y señala brechas. El objetivo es convertir demanda técnica verificable en agendas de homologación, prototipos, formación y escalamiento.

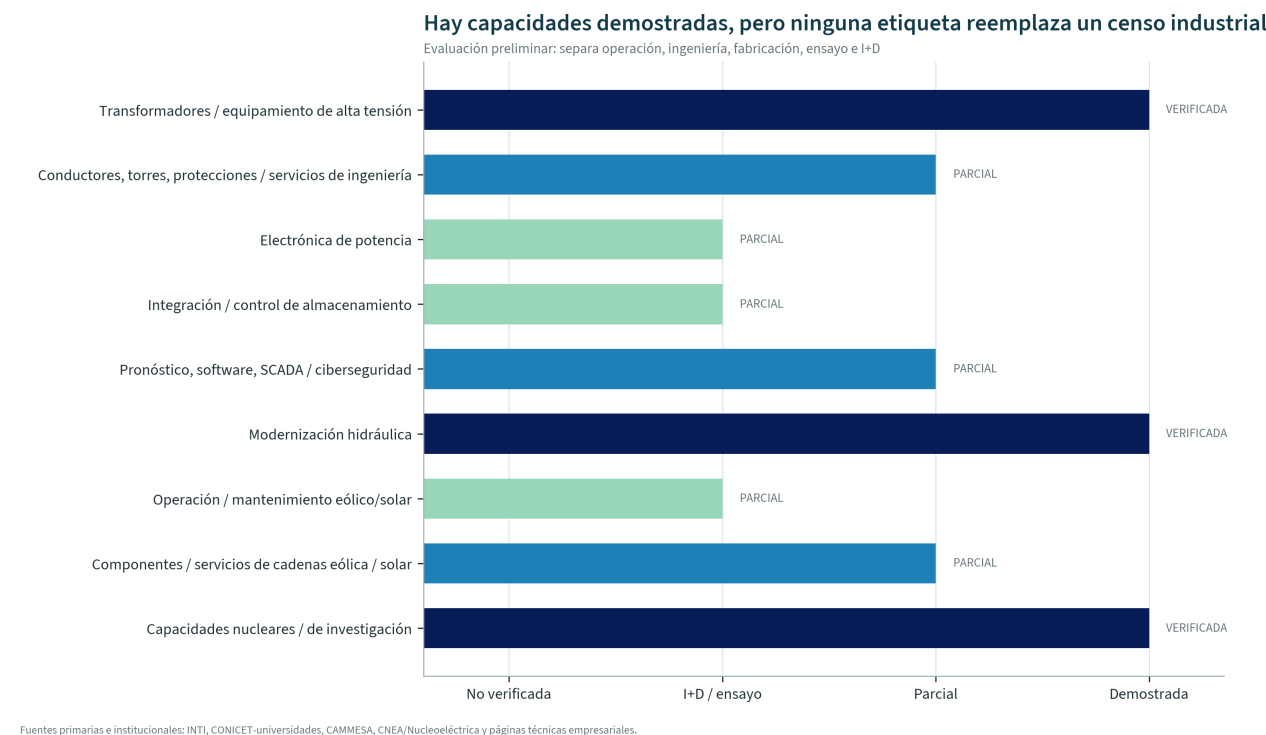


Figura 28. Matriz preliminar de capacidades tecnológicas nacionales.

Fuente: Fuentes primarias institucionales y técnicas. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

Cada fila separa lo que una fuente permite comprobar de la brecha que todavía debe medirse. Hay antecedentes concretos en hidroelectricidad, líneas, conductores, transformadores, nuclear, control e investigación. Aparecen vacíos en escala productiva, electrónica de potencia avanzada, almacenamiento, interoperabilidad y ciberseguridad sectorial. La figura no suma casilleros ni fabrica un porcentaje de contenido local. Su utilidad es convertir declaraciones generales en pruebas: capacidad anual, referencias,

normas, ensayos, tiempos de entrega y componentes críticos. Una página institucional prueba existencia, no competitividad ni disponibilidad futura (INTI, 2026; IMPSA, 2026; CNEA, 2026; CAMMESA, 2026h).

Tabla 5. Prioridades, responsables y condición de avance

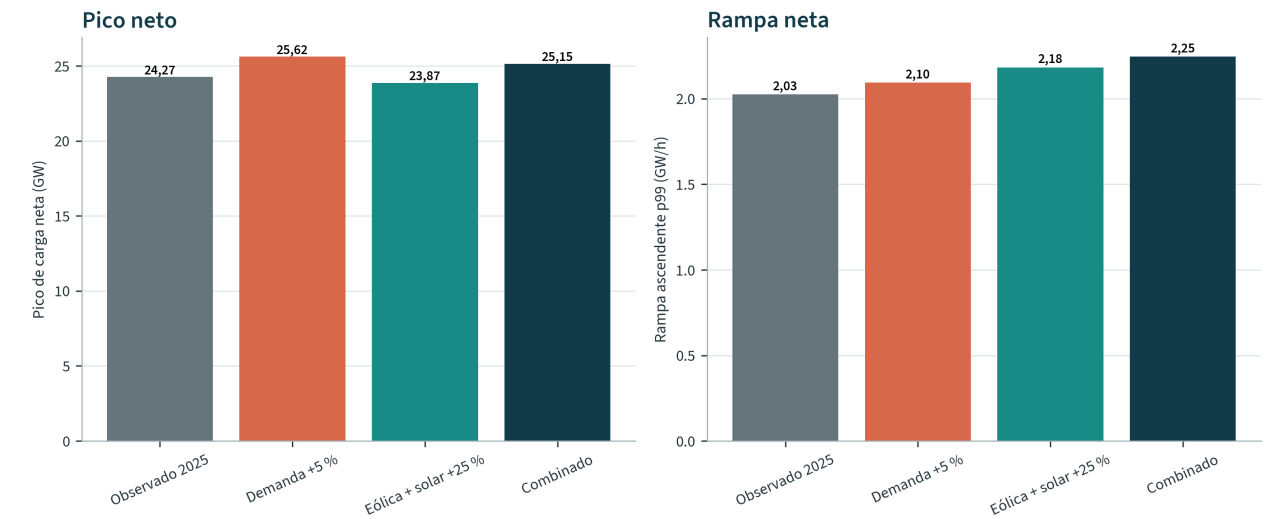
Prioridad	Actores principales	Horizonte	Condición antes de escalar
Tablero energía–punta–rampas–red	CAMMESA; Secretaría; reguladores	0–2 años	Identificadores y fronteras comunes
Pronóstico y flexibilidad	Operador; distribuidores; grandes usuarios	0–2 años	Desempeño y requisitos publicados
Información hídrica integrada	Cuencas; operadores; autoridades binacionales	0–2 años	Series por complejo y hora
Estudios eléctricos de corredores	Transportistas; CAMMESA; reguladores	3–5 años	Parámetros, estados y contingencias
Homologación tecnológica	INTI; industria; universidades; usuarios	3–5 años	Requerimientos y ensayos verificables
Arquitectura territorial sostenida	Nación; provincias; sistema científico	>5 años	Revisión periódica y datos abiertos

Síntesis trazable de los hallazgos. Los horizontes ordenan gestión; no son garantías de ejecución.

Las pruebas de esfuerzo superaron un control de factibilidad acotado porque se dispone de una serie horaria nacional 2025 reconciliada y supuestos transparentes. No son escenarios de expansión ni simulaciones de despacho. Aplican factores simples a demanda, eólica y solar para observar cómo cambian dos métricas: máximo de carga neta y percentil 99 de rampas firmadas.

Más eólica y solar puede reducir el pico neto y aumentar la exigencia de rampa

Sensibilidad algebraica 2025: no modela despacho, almacenamiento, recortes, red ni compromiso de unidades



Fuente: perfil horario CAMMESA 2025; escalas transparentes. Sensibilidad acotada, no pronóstico.

Figura 29. Sensibilidad acotada de carga neta y rampas.

Fuente: CAMMESA horario 2025; supuestos v0.11.0. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

En el perfil observado, la carga neta alcanza 24,272 GW y su rampa P99, 2,026 GW/h. Al elevar sólo la demanda 5 %, ambas suben. Al elevar eólica y solar 25 % con la misma forma horaria, la punta neta baja a 23,874 GW, pero la rampa aumenta a 2,184 GW/h. Con ambos cambios, llegan a 25,148 GW y 2,246 GW/h. En criollo, más generación variable puede aliviar el máximo residual y exigir movimientos horarios más rápidos al mismo tiempo. Es una prueba algebraica, no un futuro simulado: no responde precios, red, almacenamiento, vertimiento ni despacho (CAMMESA, 2026c).

Tabla 6. Pruebas de sensibilidad acotadas sobre 2025

Caso	Escala demanda	Escala eólica+solar	Punta neta	Rampa P99
Observado	1,00	1,00	24,272 GW	2,026 GW/h
Demanda +5 %	1,05	1,00	25,618 GW	2,095 GW/h
Eólica + solar +25 %	1,00	1,25	23,874 GW	2,184 GW/h
Combinado	1,05	1,25	25,148 GW	2,246 GW/h

Cálculo algebraico con perfiles observados. No modela despacho, red, almacenamiento, vertimiento ni factibilidad.

El resultado no es una predicción. Sirve para preguntar si una decisión que parece robusta bajo una métrica sigue siéndolo bajo otra. Mirar sólo la punta exageraría el beneficio del caso renovable; mirar sólo las rampas exageraría su dificultad. La respuesta razonable es medir ambas, incorporar recursos de respuesta y avanzar hacia modelos operativos cuando existan datos suficientes.

La sexta prioridad, por lo tanto, es un programa escalonado de evidencia: publicación y conciliación de datos; ensayos operativos; estudios eléctricos; homologación tecnológica; y evaluación posterior. Cada etapa debe tener una pregunta falsable. Si un dato nuevo contradice la hipótesis, la prioridad debe poder cambiar sin que el sistema quede atado a una narrativa.

10. Conclusión: qué cambió y qué falta transformar

Entre 2018 y 2025, Argentina incorporó un bloque renovable de 23,313 TWh, redujo 12,502 TWh de generación térmica y registró 8,593 Mt menos de CO₂ directo térmico. Esos resultados son sustantivos y están sostenidos por el balance CAMMESA. Al mismo tiempo, la gran hidráulica cayó 9,807 TWh, la punta creció más que la demanda anual y la térmica conservó un papel mayoritario en las horas de demanda más alta. La transición ocurrió, pero no adoptó la forma de un reemplazo lineal.

La energía anual muestra dirección; la operación horaria muestra dificultad. Las renovables legales llegaron a 18,7 % de la generación local y el conjunto no fósil a 47,3 %. Sin embargo, el aporte eólico-solar medio en las cien horas de mayor demanda fue 11,55 %. Esta diferencia no enfrenta una cifra con la otra. Explica que un sistema puede mejorar su matriz anual y, a la vez, requerir soluciones específicas para punta, rampas y contingencias.

El agua es la pieza que impide una narración binaria. La caída de Yacyretá combina menor producción total y cambio de asignación. La de Comahue convive con mayor disponibilidad y menor utilización. Sin caudales, restricciones y despacho integrados, cualquier explicación única sería más fuerte que la evidencia. Recuperar esa capa es una condición para entender cuánto respaldo y flexibilidad puede ofrecer la hidráulica en cada año.

El territorio convierte el potencial en sistema. Los mapas oficiales muestran activos de alta tensión y una geografía desigual de demanda y generación. La nueva comparación provincial permite distinguir grandes centros de carga, zonas con alta equivalencia renovable anual y perfiles con puntas exigentes sin presentarlos como flujos. La cartera oficial agrega otra distinción necesaria: de 16 prioridades, hasta el 18 de agosto de 2026 sólo AMBA I tenía una licitación convocada y Corredor Sur una consulta pública verificada en las fuentes incorporadas. El resto seguía siendo prioridad administrativa, no obra física demostrada. Así, el atlas deja de ser decorativo: ubica preguntas, separa estados y define qué parámetros faltan antes de ordenar técnicamente ampliaciones.

La comparación regional refuerza la misma idea. Chile avanzó con mayor velocidad relativa de renovables; Uruguay partió de una estructura ya muy renovable; Brasil conserva una base hidráulica de otra escala; Argentina combina recursos diversos y un gran centro de demanda. Ningún porcentaje aislado define una secuencia óptima. La lección común es que, después de incorporar energía renovable, la agenda se desplaza hacia integración, flexibilidad, agua, red y calidad de datos.

Las capacidades nacionales deben insertarse en esa agenda sin triunfalismo ni resignación. Hay evidencia de ingeniería, fabricación, ensayos, operación e investigación en varias familias críticas. También hay brechas de escala, homologación, interoperabilidad y conocimiento público. La tarea no es declarar autosuficiencia. Es formular requerimientos técnicos, medir capacidades contra ellos y sostener ciclos de aprendizaje con actores identificados.

Las pruebas de sensibilidad ilustran por qué la secuencia importa. Elevar eólica y solar con el perfil observado reduce la punta de carga neta, pero aumenta la rampa extrema. Un aumento simultáneo de demanda vuelve a elevar ambas exigencias. Sin una simulación de despacho y red, no se debe convertir ese ejercicio en pronóstico. Sí puede usarse para evitar políticas de una sola métrica.

De los hallazgos emerge una orientación coherente: medir la operación completa; integrar pronóstico y flexibilidad; recuperar información hídrica; publicar una red eléctrica utilizable para estudios; y alinear capacidades tecnológicas con cuellos de botella demostrados. Son prioridades compatibles entre sí y escalonables. Ninguna exige fingir certeza donde faltan datos.

La soberanía de decisión, en este contexto, no consiste en aislarse ni en elegir una tecnología por identidad. Consiste en conocer las fronteras de los datos, poder reproducir los cálculos, formular

alternativas y conservar capacidad para corregir el rumbo. El sistema eléctrico es una infraestructura física y también una infraestructura de conocimiento. Fortalecer ambas es el paso que conecta el cambio observado con una transformación duradera.

11. Qué falta saber para la próxima etapa

Este informe se encuentra en revisión del autor. No fue publicado, validado institucionalmente ni revisado por pares. Su reproducibilidad permite examinar datos y cálculos; no reemplaza la revisión externa especializada. Las prioridades propuestas deben someterse a especialistas en operación y transmisión, hidrología, métodos cuantitativos, planificación tecnológica y edición general.

La primera limitación es de vintage. El balance describe 2025 con bases consolidadas o actualizadas hasta 2026; la cartografía de red recuperada corresponde a 2026. Una revisión posterior puede cambiar registros. El paquete conserva fechas de acceso y huellas de los insumos para que una actualización sea distinguible de un error.

La segunda es de resolución. Los balances anuales son adecuados para trayectorias y descomposiciones, pero no para reservas, rampas por unidad o congestión. Las series horarias nacionales permiten asociaciones y sensibilidad agregada, no contingencias eléctricas. La punta instantánea y el máximo horario no deben fusionarse.

La tercera es territorial. BUENOS AIRES es una categoría de publicación cuya composición no se redefine. La comparación provincial agrega Buenos Aires y CABA en una de las tablas disponibles. Tierra del Fuego queda fuera del MEM. Los puntos de centrales del IGN no incluyen MW en el recurso usado. Los mapas, por lo tanto, muestran ubicación y clase, no tamaño operativo completo.

La cuarta es hídrica. Falta una serie integrada de caudales, niveles, restricciones, otros usos, disponibilidad, asignación y despacho. La quinta es de red: no se dispone en este paquete de un modelo eléctrico con parámetros, límites, estados y flujos horarios. La sexta es inferencial: los instrumentos meteorológicos y controles reducen algunos sesgos, pero no resuelven todos; las estimaciones horarias permanecen condicionadas a su especificación.

La séptima es regional. La serie armonizada favorece comparabilidad a costa de detalle. La población mejora una vista, pero no controla estructura económica, clima o electrificación. La octava es tecnológica: las fuentes primarias prueban actividades y productos, no capacidad anual, origen de cada componente ni desempeño comparativo. La novena corresponde a las pruebas de esfuerzo: perfiles fijos y factores simples no representan conducta, despacho o red.

Tabla 7. Agenda mínima de datos para la próxima revisión

Dominio	Dato prioritario	Decisión que habilita	Responsable probable
Operación	Disponibilidad, reservas y restricciones horarias	Distinguir energía de confiabilidad	CAMMESA
Red	Parámetros, límites, estados y flujos por activo	Estudios de contingencia y corredor	CAMMESA; transportistas
Agua	Caudales, cotas, otros usos y consignas	Separar hidrología, equipos y despacho	Cuencas; operadores
Renovables	Pronóstico, vertimiento y conexión	Medir integración efectiva	CAMMESA; generadores
Tecnología	Escala, homologación y origen por componente	Diseñar programas de capacidades	INTI; industria
Región	Intercambio, disponibilidad y frontera común	Evaluar complementariedad	Operadores nacionales

Cada serie debería publicar unidad, zona horaria, identificador, método de revisión, licencia y fecha de corte.

La agenda se ordena por valor de información. Primero, identificadores comunes para unidades, nodos, líneas y proyectos. Segundo, series horarias de disponibilidad, restricciones, reservas y vertimiento. Tercero, una capa hídrica por complejo. Cuarto, datos de capacidad tecnológica con criterios verificables. Quinto, fronteras regionales documentadas y series de intercambio compatibles. Cada publicación debería incluir metadatos, unidad, zona horaria, regla de revisión y licencia.

Una actualización responsable no consiste sólo en agregar el año 2026. Debe preguntar si cambiaron definiciones, si una revisión altera los puentes 2018–2025 y si los proyectos administrativos se convirtieron

en activos energizados. También debe revalidar las coincidencias AlmaMDI, mantener separadas las capas 2025/2026 y volver a ejecutar todos los controles de figuras, citas y texto.

La revisión externa sugerida es dirigida. El especialista en transmisión debe evaluar los límites del atlas y la suficiencia de los datos pedidos. El especialista hídrico debe examinar la descomposición y la agenda por cuenca. El especialista cuantitativo debe revisar instrumentos, errores y sensibilidad. El especialista en planificación tecnológica debe revisar la matriz de capacidades. El revisor editorial debe leer la secuencia completa y detectar saltos que un lector no especializado todavía deba inferir.

El cierre permanece deliberadamente abierto a corrección. La evidencia disponible alcanza para afirmar que la matriz cambió, que las emisiones térmicas directas bajaron y que la integración futura depende de potencia, flexibilidad, agua, red y capacidades. No alcanza para fijar una cartera técnica definitiva. Esa frontera es el principal resultado metodológico del trabajo.

Anexos metodológicos

A. Contratos de magnitud y reconciliación

Las magnitudes se publican con unidades visibles. Energía anual: GWh o TWh. Potencia instantánea u horaria: MW o GW. Rampas: GW/h. Emisiones directas: Mt de CO₂. Participaciones y disponibilidades: porcentaje o puntos porcentuales según corresponda. Temperatura y exceso térmico horario: °C. Una diferencia de participaciones se informa en puntos porcentuales, no como porcentaje relativo.

El balance anual usa identidades. Oferta total = generación local + importaciones. Demanda total del balance = demanda local + exportaciones + bombeo + pérdidas. El puente de 2018–2025 suma cambios por fuente e importaciones. Las diferencias residuales sólo se aceptan dentro de la precisión de publicación y se registran; no se fuerza una serie mensual u horaria para igualar otra edición.

La conciliación horaria compara la suma de bloques con el total anual cuando las fronteras son compatibles. No se sustituye el máximo instantáneo por el horario. Para la curva de duración, las horas se ordenan de mayor a menor y pierden fecha. Para rampas, se calcula la diferencia entre horas consecutivas dentro de una secuencia regular; los cortes y faltantes se tratan antes de resumir percentiles.

B. Descomposición de Yacyretá y LMDI

El aporte argentino de una central binacional puede escribirse como producción total multiplicada por participación asignada. El cambio entre dos años se reparte de manera simétrica entre ambos factores. La suma de los efectos reproduce exactamente la variación total, pero no explica las causas físicas o institucionales que movieron cada factor.

La descomposición LMDI parte de las emisiones térmicas observadas y las expresa como producto de actividad eléctrica, participación térmica, consumo específico, mezcla de combustibles y factor implícito. Se utiliza la media logarítmica para distribuir el cambio sin residuo. Los ceros se tratan conforme al contrato metodológico heredado. El inventario de CO₂ permanece anclado en CAMMESA; el método no reemplaza los valores publicados por un inventario alternativo (Ang, 2005).

C. Asociación horaria y meteorología

Las regresiones horarias relacionan generación térmica con eólica y solar, controles de demanda, hidráulica, nuclear, intercambios, calendario y meteorología. Los errores se estiman de manera robusta a heterocedasticidad y correlación temporal (Newey y West, 1987). Las variantes instrumentales usan viento e irradiancia y reportan diagnósticos de fuerza y sensibilidad geográfica. La interpretación es local a la muestra y depende de exclusión, medición y especificación (Kleibergen y Paap, 2006; Sanderson y Windmeijer, 2016).

El exceso térmico horario es la distancia, en °C, por encima o por debajo de umbrales definidos en la base científica canónica. No es una suma diaria de grados-día. Las tres geografías de BUENOS AIRES son escenarios de medición; ninguna redefine la categoría CAMMESA. El análisis conserva esa incertidumbre en lugar de seleccionar el proxy que produce el resultado más fuerte.

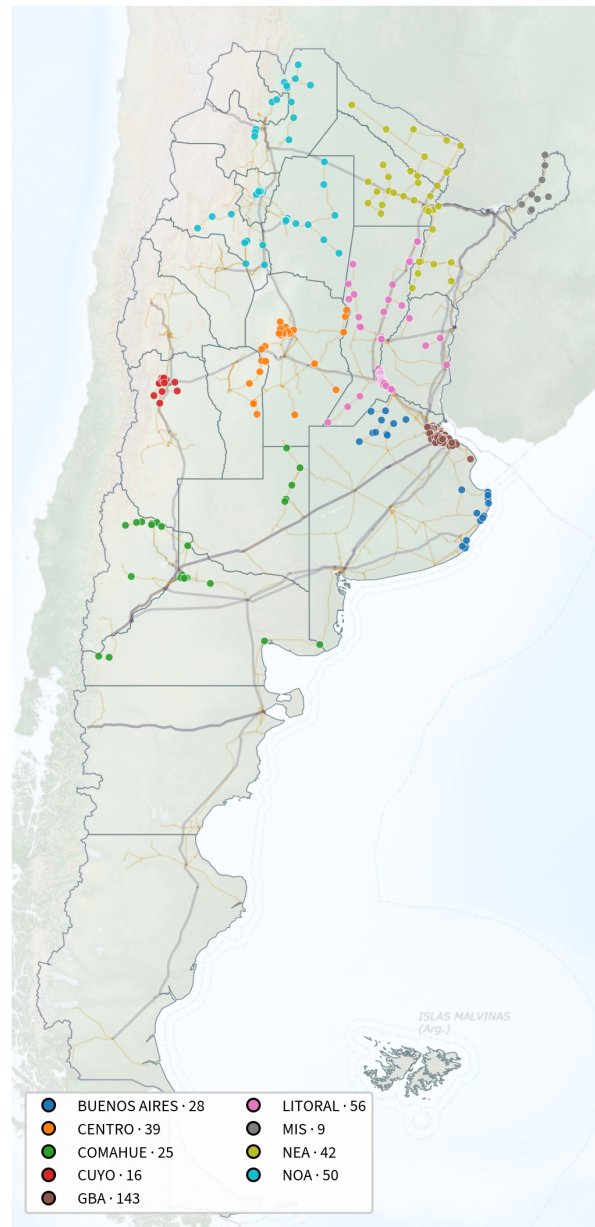
D. Atlas, crosswalk y evidencia espacial

Los límites provinciales y el relieve provienen del IGN. Las líneas y estaciones provienen de recursos abiertos de la Secretaría de Energía. Las centrales del IGN se muestran por tecnología sin escalar por potencia. La cartografía CAMMESA de agosto de 2026 se inspecciona como control de topología. Toda capa conserva fuente, fecha y huella en el registro de entradas.

El crosswalk nodal normaliza nombres, calcula proximidad geográfica y conserva el nivel de confianza. La coincidencia espacial y nominal exige coherencia en ambos planos; la coincidencia sólo espacial requiere revisión; el estado sin coincidencia confiable conserva el registro sin forzar enlace; y la falta de coordenadas identifica imposibilidad de cotejo espacial. No se usan los campos AlmaMDI sin diccionario.

AlmaMDI: 408 nodos con coordenadas, sin sobreinterpretar categorías

Se muestran nombre, ubicación, tensión y región; no potencia máxima ni limitaciones sin diccionario oficial



Fuentes: planilla AlmaMDI 30-01-2024 (adjunta); Secretaría de Energía; IGN. Tres registros sin coordenadas no se cartografían.

Figura 30. Cobertura espacial de nodos AlmaMDI.

Fuente: AlmaMDI; Secretaría de Energía; IGN. Elaboración y límites: paquete v0.11.0.

La planilla contiene 411 registros: 408 tienen coordenadas y tres —AYSA BERNAL, SUR y LAS BREÑAS— no pueden ubicarse. Los colores del mapa representan únicamente la región declarada. GBA reúne 143 registros; Litoral, 56; NOA, 50; NEA, 42; Centro, 39; Buenos Aires, 28; Comahue, 25; Cuyo, 16; y Misiones, 9. Al cruzarlos con estaciones oficiales, 94 coincidencias fueron espaciales y nominales, seis sólo espaciales y 308 no alcanzaron confianza suficiente. Esto no desacredita el insumo: indica que, antes de usarlo como modelo común, se necesitan identificadores persistentes y revisión humana de alias, tensiones e instalaciones próximas (AlmaMDI, 2024; Secretaría de Energía, 2026b).

Los mapas no contienen flechas de flujo, congestión, capacidad remanente, estabilidad ni pérdidas. Las ampliaciones sólo se dibujan cuando existe geometría oficial reconciliada. Cuando hay una referencia administrativa sin trazado, se usa texto y no una línea inventada.

E. Comparación regional y sensibilidad

La comparación regional usa una clasificación armonizada para los cuatro países y años comunes 2018–2025. Los cambios se calculan en puntos porcentuales; el índice eólico-solar fija 2018 = 100; la vista per cápita divide generación 2025 por población 2025 del Banco Mundial. Los ceros nucleares de Chile y Uruguay se tratan como ceros estructurales. No se mezclan intensidades de emisiones con gases o denominadores distintos.

Las sensibilidades usan los perfiles horarios observados de 2025. El caso de demanda aplica un factor 1,05. El caso renovable aplica 1,25 a eólica y solar. El combinado aplica ambos. Carga neta = demanda – eólica – solar. Se recalculan máximo anual y P99 de rampas firmadas. No se representa despacho endógeno, respuesta de otros recursos, almacenamiento, vertimiento, red ni cambio de forma de los perfiles.

Glosario

Carga neta. Demanda menos generación eólica y solar en la frontera horaria utilizada.

Capacidad. Potencia nominal o disponible de un equipo; no equivale a energía producida ni a capacidad firme.

Causalidad. Afirmación de que un cambio produce otro bajo supuestos identificadores; es más exigente que correlación o identidad.

Curva de duración. Horas ordenadas por nivel de demanda; muestra frecuencia, pero no secuencia temporal.

Disponibilidad. Proporción de tiempo o capacidad declarada disponible; no implica utilización.

Energía. Electricidad acumulada durante un período, expresada aquí en GWh o TWh.

Exceso térmico horario. Distancia en °C respecto de un umbral en una hora; no es grado-día.

Factor de carga. Relación entre demanda media y máxima en una frontera definida.

Frontera. Conjunto de activos, territorios, gases, períodos y reglas que una cifra incluye.

Gran hidráulica. Centrales hidráulicas fuera de la definición legal de renovables usada por CAMMESA en este informe.

Identidad contable. Descomposición que cierra exactamente un total sin atribuir causalidad.

LMDI. Método de media logarítmica que distribuye un cambio agregado entre factores sin residuo.

Potencia. Tasa instantánea o media horaria de producción o consumo, expresada en MW o GW.

Rampa. Cambio de potencia entre dos horas consecutivas, expresado en GW/h.

Vintage. Fecha o edición a la que corresponde un conjunto de datos.

Abreviaturas

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico.

CEM: consumo específico medio.

CO₂: dióxido de carbono.

GBA: Gran Buenos Aires, según el uso del insumo correspondiente.

GW / GWh: gigavatio / gigavatio-hora.

HAC: covarianza robusta a heterocedasticidad y autocorrelación.

IGN: Instituto Geográfico Nacional.

IV: variables instrumentales.

LMDI: índice de media logarítmica de Divisia.

MATER: Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

Mt: millones de toneladas.

MW / MWh: megavatio / megavatio-hora.

P99: percentil 99.

SADI: Sistema Argentino de Interconexión.

TWh: teravatio-hora.

Figuras y tablas

Figuras

- Figura 1.** Cuatro cortes del sistema eléctrico.
- Figura 2.** Puente contable de la oferta 2018–2025.
- Figura 3.** Demanda, punta y factor de carga.
- Figura 4.** Composición de la demanda local.
- Figura 5.** Curva de duración de la demanda horaria.
- Figura 6.** Despacho medio en las 100 horas de mayor demanda.
- Figura 7.** Rampas horarias de demanda y carga neta.
- Figura 8.** Punta y exceso térmico horario.
- Figura 9.** Potencia y generación renovable por tecnología.
- Figura 10.** Generación renovable por programa.
- Figura 11.** Trayectorias de la gran hidráulica.
- Figura 12.** Descomposición de Yacyretá 2018–2025.
- Figura 13.** Generación, disponibilidad y utilización en Comahue.
- Figura 14.** Generación térmica y emisiones directas.
- Figura 15.** Descomposición LMDI de emisiones.
- Figura 16.** Asociación horaria entre renovables y generación térmica.
- Figura 17.** Mapa nacional de infraestructura y generación.
- Figura 18.** Mapa de demanda y generación renovable.
- Figura 19.** Demanda, punta y equivalencia renovable por provincia.
- Figura 20.** Corredores y ampliaciones regionales.
- Figura 21.** Estado documental de las 16 obras prioritarias de transmisión.
- Figura 22.** Intercambios eléctricos internacionales.
- Figura 23.** Estructura regional de generación 2025.
- Figura 24.** Movimiento regional 2018–2025.
- Figura 25.** Velocidad regional de eólica y solar.
- Figura 26.** Generación renovable y fósil por habitante.
- Figura 27.** Horizontes de las implicancias estratégicas.
- Figura 28.** Matriz preliminar de capacidades tecnológicas nacionales.
- Figura 29.** Sensibilidad acotada de carga neta y rampas.
- Figura 30.** Cobertura espacial de nodos AlmaMDI.

Tablas

- Tabla 1.** Cambios principales entre 2018 y 2025.
- Tabla 2.** Fronteras que no deben mezclarse.
- Tabla 3.** Capas del atlas y fuerza de la evidencia.
- Tabla 4.** Cuatro vistas regionales normalizadas, 2025.
- Tabla 5.** Prioridades, responsables y condición de avance.
- Tabla 6.** Pruebas de sensibilidad acotadas sobre 2025.
- Tabla 7.** Agenda mínima de datos para la próxima revisión.

Bibliografía

- AlmaMDI (2024).** Nodos del sistema — corte 30 de enero de 2024. Planilla técnica adjunta.
- Ang, B. W. (2005).** The LMDI approach to decomposition analysis: a practical guide. *Energy Policy*, 33(7), 867–871.
- Argentina (2006).** Ley 26.190 — Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables. InfoLEG.
- Argentina (2015).** Ley 27.191 — Modificación del régimen de fomento de fuentes renovables. InfoLEG.
- Argentina (2016).** Decreto 531/2016 — Reglamentación de la Ley 27.191. Boletín Oficial.
- Banco Mundial (2026).** World Development Indicators: Population, total (SP.POP.TOTL). Actualización del 13 de julio de 2026.
- CAMMESA (2026a).** Estadísticas anuales 2005–2025. Balance, potencia, combustibles y emisiones.
- CAMMESA (2026b).** Bases mensuales y demanda provincial horaria. Corte junio de 2026.
- CAMMESA (2026c).** Oferta y operación horaria 2023–2025. Corte junio de 2026.
- CAMMESA (2026d).** Base de energías renovables. Corte junio de 2026.
- CAMMESA (2026e).** Hidráulica, cotas, disponibilidad y generación. Bases operativas y anuario.
- CAMMESA (2026f).** Geografía del SADI y diagramas unifilares regionales. Edición agosto de 2026.
- CAMMESA (2026g).** Intercambios internacionales de energía eléctrica. Series anuales y horarias.
- CAMMESA (2026h).** Sistema de Operación en Tiempo Real — SOTR. Descripción institucional.
- CNEA (2026).** Energía nuclear y capacidades tecnológicas argentinas. Comisión Nacional de Energía Atómica.
- Ember (2026).** Yearly Electricity Data. Serie armonizada distribuida por Our World in Data.
- Faraday (2026).** Transformadores de potencia y distribución. Información técnica del fabricante.
- IGN (2026a).** Capas SIG: límites, centrales de energía y cartografía oficial. Instituto Geográfico Nacional.
- IGN (2026b).** Servicios OGC y Argenmap Topo. Instituto Geográfico Nacional.
- IMPSA (2026).** Hydro y sistemas de transmisión. Información técnica institucional.
- IMSA (2026).** Conductores para instalación aérea. Información técnica del fabricante.
- INTI (2026).** Servicios tecnológicos para energías renovables. Instituto Nacional de Tecnología Industrial.
- Kleibergen, F. y Paap, R. (2006).** Generalized reduced rank tests using the singular value decomposition. *Journal of Econometrics*, 133(1), 97–126.
- NASA POWER (2026).** Hourly meteorological data. Prediction of Worldwide Energy Resources.
- Newey, W. K. y West, K. D. (1987).** A simple, positive semi-definite, heteroskedasticity and autocorrelation consistent covariance matrix. *Econometrica*, 55(3), 703–708.
- Sanderson, E. y Windmeijer, F. (2016).** A weak instrument F-test in linear IV models with multiple endogenous variables. *Journal of Econometrics*, 190(2), 212–221.
- Ministerio de Economía (2025).** Resolución 715/2025 y Anexo IF-2025-33689104-APN-DNIE#MEC — obras prioritarias de transporte eléctrico. Boletín Oficial y Biblioteca de Normativas.
- Secretaría de Energía (2017).** Resolución 281-E/2017 — Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable. Boletín Oficial.
- Secretaría de Energía (2026a).** Transporte eléctrico de alta tensión — líneas. Datos Argentina; actualización 2026.
- Secretaría de Energía (2026b).** Transporte eléctrico — estaciones transformadoras. Datos Argentina; actualización 2026.
- Secretaría de Energía (2026c).** Resolución 202/2026 — convocatoria a licitación de AMBA I. Boletín Oficial, 12 de agosto de 2026.
- Secretaría de Energía (2026d).** Consulta pública del Proyecto de Interconexión Eléctrica en 500 kV Corredor Sur. Argentina.gob.ar, 22 de julio de 2026.
- Secretaría de Innovación Pública (2023).** Segunda Estrategia Nacional de Ciberseguridad. Normativa nacional.

Colofón

Versión v0.11.0, revisión del autor, 18 de agosto de 2026. Texto compuesto con Source Serif 4 y Source Sans 3 en formato A4. Figuras generadas desde datos y scripts incluidos en el paquete reproducible. Cartografía base y capas oficiales acreditadas en cada figura y en el registro de fuentes. La carta posterior a la portada se inserta literalmente desde el archivo ODT adjunto por el autor.

Estado: documento no publicado, no validado institucionalmente y no revisado por pares. Próximo paso recomendado: lectura integral del autor y revisión externa dirigida.