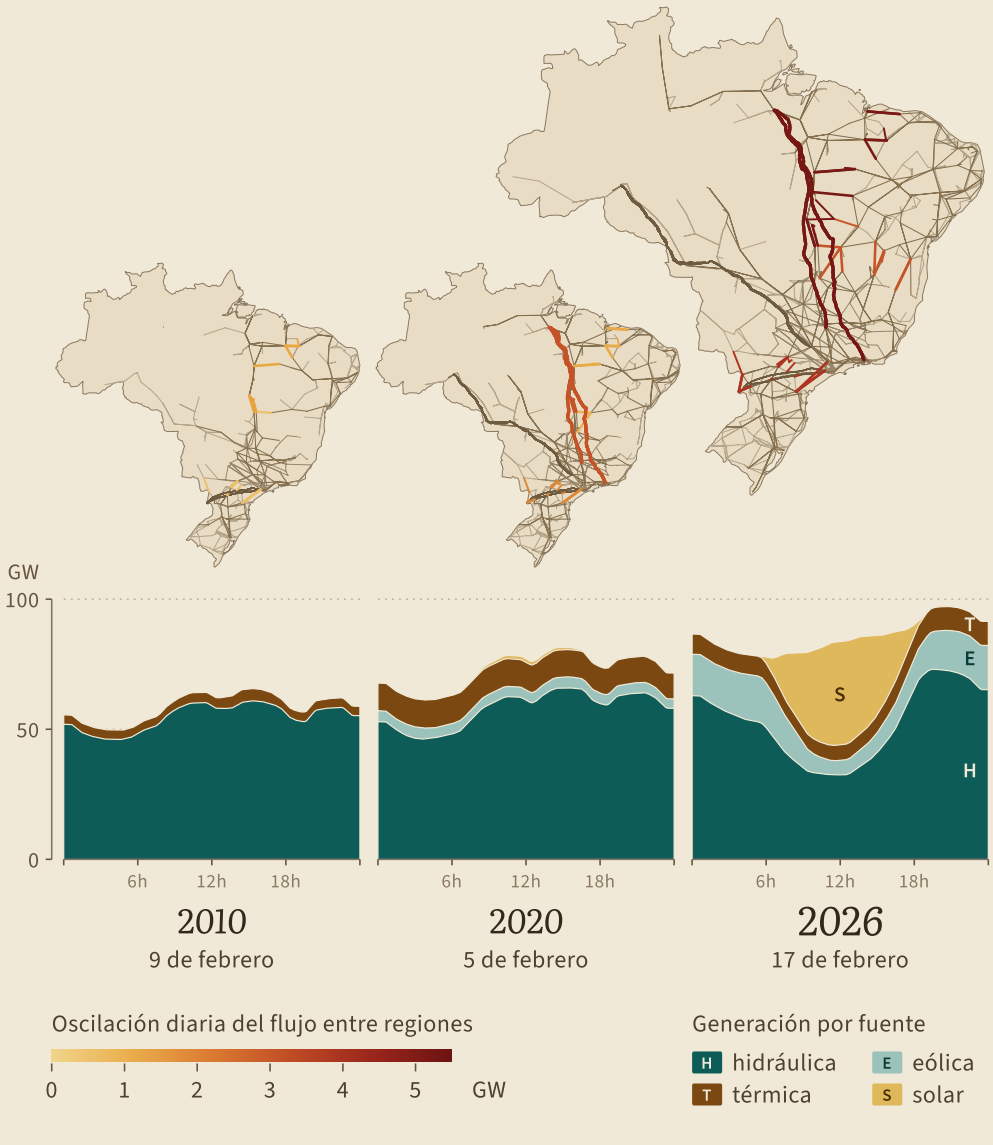
ALEXANDRE STREET

Una breve historia del

mercado eléctrico brasileño

y de la pérdida de flexibilidad

Artículos de opinión reunidos, 2014–2026



Una breve historia del mercado eléctrico brasileño y de la pérdida de flexibilidad

Artículos de opinión reunidos, 2014–2026

Alexandre Street

2026

© 2026 Alexandre Street de Aguiar. Todos los derechos reservados.

Este libro es gratuito. Puede leerse en línea y descargarse en PDF para uso personal. Queda prohibida la reproducción comercial, total o parcial, por cualquier medio; cualquier otra reproducción requiere autorización por escrito del autor. Las citas breves, con la referencia completa, son bienvenidas.

Edición en español, 2026

Última actualización: 13 de noviembre de 2026.

Versión más reciente: lampspuc.github.io/brazil-electricity-market-history/es

alexandrestreet.com

Sobre las fuentes

Todos los artículos de este libro los escribí yo solo. Se publicaron en los diarios, revistas y redes sociales que figuran en mi sitio web, en alexandrestreet.com/opinion. Esa página es la fuente de referencia de la colección. La Serie Subsidios 2026, que escribí con colegas de la Academia Nacional de Ingeniería, es una obra colectiva y se publicará por separado.

Cada artículo se abre con su fecha, su medio, un enlace a la versión publicada y su título original. Los artículos aparecieron en O Globo, Valor Econômico, CanalEnergia, MegaWhat, CNN Brasil, Brazil Journal y LinkedIn. Todos aparecen aquí traducidos al español. Los originales están en portugués, con una sola excepción. *Cuando los precios dejan de decir la verdad: la urgente reforma del mercado eléctrico brasileño*, el artículo que abre el libro, fue escrito en inglés y publicado en LinkedIn el 7 de marzo de 2026. Tiene un complemento más breve en portugués, *A urgente reforma do setor elétrico*, publicado en Valor Econômico el 24 de febrero de 2026. En los artículos de Valor Econômico de 2024 a 2026, el texto sigue el manuscrito enlazado en esa misma página.

Las siglas se escriben completas la primera vez que aparecen en cada texto, para que cada artículo y cada introducción de capítulo puedan leerse por sí solos. Después de la cronología figura una lista de siglas. Una errata se señala en una nota al pie, en el lugar que corresponde.

El libro puede leerse de tres maneras. Las introducciones de los capítulos, leídas solas, cuentan toda la historia, con las ideas centrales y las conclusiones de cada período. El resumen al inicio de cada artículo presenta su razonamiento y su conclusión en unas doscientas palabras. Los textos completos presentan cada argumento tal como se publicó, con las cifras disponibles en su momento.

Índice

Sobre las fuentes iii
Lista de artículos vii
Temas clave de un vistazo x
Prefacio — Mercados por diseño xvii
Una cronología a partir de los artículos xxii
Siglas xxv

Capítulo 1
Cuando los precios dejan de decir la verdad *2026* 1
Cuando los precios dejan de decir la verdad: la urgente reforma del mercado eléctrico brasileño 6

Capítulo 2
Un sistema diseñado para el agua *2014–2015* 16
Un problema de gestión del agua 21
La crisis energética de 2015 24
Hora de revisar la operación y la expansión del sector eléctrico 28

Capítulo 3
La coherencia perdida: modelos, instituciones y la crisis que se repite *2016–2021* 32
La bienvenida revisión del método de cálculo del precio de la energía eléctrica 37
Métricas de evaluación y monitoreo 41
El mercado eléctrico y la reestructuración institucional 44
La inconsistencia del sector eléctrico y la crisis que se repite 48

Capítulo 4

Poner precio al tiempo: de los precios horarios a los servicios auxiliares *2018–2024* 52

Precios horarios: oportunidades y desafíos 57

Los nuevos componentes del precio de la energía eléctrica de 2021 61

Repensar la gestión energética y el papel de las fuentes 65

Capítulo 5

La expansión por subsidios y la respuesta del consumidor *2024–2025* 69

Revolución en el mercado minorista de electricidad desafía la regulación 74

La saga de la expansión por subsidios en el sector eléctrico 78

Capítulo 6

En busca de la flexibilidad perdida *2025* 82

En busca de la flexibilidad perdida 87

Ponerle precio a la energía y a la flexibilidad en el mercado eléctrico 93

Capítulo 7

Ni mercado ni planificación: las subastas de capacidad de 2026 *2026* 98

Ni mercado ni planificación: la expansión es por subsidio 103

Cinco problemas de la LRCAP 2026 108

El sector eléctrico y el país de las oportunidades perdidas 118

La barrera regulatoria del sector eléctrico y la subasta de baterías 123

Capítulo 8

Un sistema de precios miope e incompleto *2026* 128

La confusión de los precios y la aversión al riesgo en el sector eléctrico 133

Del curtailment a los altos precios minoristas: el problema está en el sistema de precios miope e incompleto 139

Capítulo 9
Las instituciones, el consumidor y la justicia *2026* 146
Los dos absurdos sobre Itaipú 151
La reforma eléctrica como justicia social 155
El deterioro institucional del sector eléctrico brasileño 159

Capítulo 10
Una agenda para 2027 *2026* 164
Una agenda para el sector eléctrico brasileño a partir de 2027 169
Epílogo — Mirar hacia adelante 174

Lista de artículos

En orden de publicación. Cada título lleva al artículo en este libro; la última columna enlaza con la versión publicada.

Fecha	Título / Medio	Versión publicada
14 oct. 2014	Un problema de gestión del agua O Globo	oglobo.globo.com
24 feb. 2015	La crisis energética de 2015 Valor Econômico	lamps.ind.puc-rio.br
27 nov. 2015	Hora de revisar la operación y la expansión del sector eléctrico Valor Econômico	drive.google.com
1 sept. 2016	La bienvenida revisión del método de cálculo del precio de la energía eléctrica Valor Econômico	lamps.ind.puc-rio.br
21 feb. 2018	Precios horarios: oportunidades y desafíos CanalEnergia	canalenergia.com.br
15 ene. 2019	Métricas de evaluación y monitoreo CanalEnergia	canalenergia.com.br
31 ene. 2019	El mercado eléctrico y la reestructuración institucional Valor Econômico	lamps.ind.puc-rio.br
14 abr. 2020	Los nuevos componentes del precio de la energía eléctrica de 2021 Valor Econômico	valor.globo.com
16 jun. 2021	La inconsistencia del sector eléctrico y la crisis que se repite Valor Econômico	valor.globo.com

Fecha	Título / Medio	Versión publicada
23 abr. 2024	Repensar la gestión energética y el papel de las fuentes Valor Econômico	valor.globo.com
19 jun. 2024	Revolución en el mercado minorista de electricidad desafía la regulación Valor Econômico	valor.globo.com
14 feb. 2025	La saga de la expansión por subsidios en el sector eléctrico Valor Econômico	valor.globo.com
7 mar. 2025	En busca de la flexibilidad perdida MegaWhat	megawhat.energy
25 ago. 2025	Ponerle precio a la energía y a la flexibilidad en el mercado eléctrico Valor Econômico	valor.globo.com
7 mar. 2026	Cuando los precios dejan de decir la verdad: la urgente reforma del mercado eléctrico brasileño LinkedIn	linkedin.com
20 mar. 2026	Los dos absurdos sobre Itaipú MegaWhat	megawhat.uol.com.br
25 mar. 2026	Ni mercado ni planificación: la expansión es por subsidio CNN Brasil	cnnbrasil.com.br
24 abr. 2026	La confusión de los precios y la aversión al riesgo en el sector eléctrico LinkedIn	linkedin.com
20 may. 2026	Cinco problemas de la LRCAP 2026 LinkedIn	linkedin.com
9 jun. 2026	El sector eléctrico y el país de las oportunidades perdidas Valor Econômico	valor.globo.com
25 jun. 2026	Del curtailment a los altos precios minoristas: el problema está en el sistema de precios miope e incompleto LinkedIn	linkedin.com
26 jun. 2026	La reforma eléctrica como justicia social Brazil Journal	braziljournal.com

Fecha	Título / Medio	Versión publicada
2 jul. 2026	El deterioro institucional del sector eléctrico brasileño CNN Brasil	cnnbrasil.com.br
19 ago. 2026	La barrera regulatoria del sector eléctrico y la subasta de baterías CNN Brasil	cnnbrasil.com.br
22 oct. 2026	Una agenda para el sector eléctrico brasileño a partir de 2027 CNN Brasil	cnnbrasil.com.br

Temas clave de un vistazo

Catorce temas recorren los artículos. Para cada uno describo a continuación cómo lo trata el libro, y le siguen los artículos en los que aparece.

Flexibilidad

La flexibilidad es la capacidad de las centrales, del almacenamiento y de los consumidores de cambiar rápidamente su producción o su consumo y mantener el sistema en equilibrio. Brasil perdió la flexibilidad que sus embalses le daban antes sin precio, y sostengo que ahora debe tener un precio propio, separado del de la energía.

Cuando los precios dejan de decir la verdad: la urgente reforma del mercado eléctrico brasileño 6
Hora de revisar la operación y la expansión del sector eléctrico 28
Precios horarios: oportunidades y desafíos 57
Los nuevos componentes del precio de la energía eléctrica de 2021 61
Repensar la gestión energética y el papel de las fuentes 65
La saga de la expansión por subsidios en el sector eléctrico 78
En busca de la flexibilidad perdida 87
Ponerle precio a la energía y a la flexibilidad en el mercado eléctrico 93
El sector eléctrico y el país de las oportunidades perdidas 118
Una agenda para el sector eléctrico brasileño a partir de 2027 169

Subsidios

Los subsidios destinados a dar un impulso inicial a la eólica y la solar se convirtieron en un mecanismo que produce el siguiente subsidio. La Cuenta de Desarrollo Energético, el triple subsidio a las renovables

no controlables y las subastas de capacidad por fuente son los casos principales.

Cuando los precios dejan de decir la verdad: la urgente reforma del mercado eléctrico brasileño 6
Revolución en el mercado minorista de electricidad desafía la regulación 74
La saga de la expansión por subsidios en el sector eléctrico 78
Ponerle precio a la energía y a la flexibilidad en el mercado eléctrico 93
Ni mercado ni planificación: la expansión es por subsidio 103
Cinco problemas de la LRCAP 2026 108
La barrera regulatoria del sector eléctrico y la subasta de baterías 123
Los dos absurdos sobre Itaipú 151
La reforma eléctrica como justicia social 155
El deterioro institucional del sector eléctrico brasileño 159

Precios de corto plazo

El precio de corto plazo liquida cada diferencia entre lo que los agentes contrataron y lo que efectivamente generaron o consumieron, y es la piedra angular del mercado. Pasó de valores semanales a horarios en 2021. Como todavía se fija con un día de antelación e ignora la red, no dice la verdad sobre la operación.

Cuando los precios dejan de decir la verdad: la urgente reforma del mercado eléctrico brasileño 6
Un problema de gestión del agua 21
La bienvenida revisión del método de cálculo del precio de la energía eléctrica 37
La inconsistencia del sector eléctrico y la crisis que se repite 48
Precios horarios: oportunidades y desafíos 57
Los nuevos componentes del precio de la energía eléctrica de 2021 61
Repensar la gestión energética y el papel de las fuentes 65
Cinco problemas de la LRCAP 2026 108
La barrera regulatoria del sector eléctrico y la subasta de baterías 123
La confusión de los precios y la aversión al riesgo en el sector eléctrico 133

Del curtailment a los altos precios minoristas: el problema está en el sistema de precios miope e incompleto 139

Subastas de capacidad

Los contratos de capacidad pagan a las centrales por estar disponibles, mientras el consumidor sigue comprando su energía por separado. Analizo la subasta de marzo de 2026, su precio, sus problemas de incentivos y la subasta de baterías que vino después.

Cuando los precios dejan de decir la verdad: la urgente reforma del mercado eléctrico brasileño 6
La saga de la expansión por subsidios en el sector eléctrico 78
En busca de la flexibilidad perdida 87
Ponerle precio a la energía y a la flexibilidad en el mercado eléctrico 93
Ni mercado ni planificación: la expansión es por subsidio 103
Cinco problemas de la LRCAP 2026 108
El sector eléctrico y el país de las oportunidades perdidas 118
La barrera regulatoria del sector eléctrico y la subasta de baterías 123
El deterioro institucional del sector eléctrico brasileño 159
Una agenda para el sector eléctrico brasileño a partir de 2027 169

Servicios auxiliares

Los servicios auxiliares, como las reservas y la regulación de frecuencia, actúan en escalas de milisegundos a minutos para mantener el sistema en equilibrio. Deben tener precio, cooptimizarse con la energía y remunerarse en igualdad de condiciones a toda fuente que los preste.

Cuando los precios dejan de decir la verdad: la urgente reforma del mercado eléctrico brasileño 6
Precios horarios: oportunidades y desafíos 57
Repensar la gestión energética y el papel de las fuentes 65
Ponerle precio a la energía y a la flexibilidad en el mercado eléctrico 93
Del curtailment a los altos precios minoristas: el problema está en el sistema de precios miope e incompleto 139
Una agenda para el sector eléctrico brasileño a partir de 2027 169

Doble liquidación y tiempo real

En un sistema de doble liquidación, el mercado del día siguiente forma una primera liquidación, y cada desvío respecto de ella se liquida de nuevo al precio en tiempo real. Con precios cada diez minutos, es el núcleo de la reforma que propongo para el mercado de corto plazo.

Los nuevos componentes del precio de la energía eléctrica de 2021 61
En busca de la flexibilidad perdida 87
Ponerle precio a la energía y a la flexibilidad en el mercado eléctrico 93
Del curtailment a los altos precios minoristas: el problema está en el sistema de precios miope e incompleto 139
El deterioro institucional del sector eléctrico brasileño 159
Una agenda para el sector eléctrico brasileño a partir de 2027 169

Generación distribuida y minorista

La generación distribuida mostró a los consumidores escapando de un segmento regulado a través de sus resquicios. La apertura del mercado minorista, las redes de distribución y la remuneración de las distribuidoras forman parte del mismo diseño de mercado.

Revolución en el mercado minorista de electricidad desafía la regulación 74
En busca de la flexibilidad perdida 87
El sector eléctrico y el país de las oportunidades perdidas 118
La reforma eléctrica como justicia social 155
Una agenda para el sector eléctrico brasileño a partir de 2027 169

Respuesta de la demanda y flexibilidad distribuida

La respuesta de la demanda, desde el racionamiento de 2001 hasta el programa creado en 2022, es mi principal evidencia de que los consumidores responden a los precios. Propongo extenderla hacia la flexibilidad distribuida, con agregadores y mercados locales de flexibilidad.

Revolución en el mercado minorista de electricidad desafía la regulación 74
En busca de la flexibilidad perdida 87

El sector eléctrico y el país de las oportunidades perdidas 118
Del curtailment a los altos precios minoristas: el problema está en el sistema de precios miope e incompleto 139
La reforma eléctrica como justicia social 155

Baterías y almacenamiento

Las baterías aparecen a la vez como la tecnología que los precios bien diseñados atraen por sí solos, como en Texas, y como la próxima candidata a un subsidio a través de la subasta de baterías de 2026.

El sector eléctrico y el país de las oportunidades perdidas 118
La barrera regulatoria del sector eléctrico y la subasta de baterías 123
El deterioro institucional del sector eléctrico brasileño 159

Modelos y aversión al riesgo

En Brasil, el despacho y los precios salen de modelos oficiales de optimización. Sigo sus sesgos optimistas, la inconsistencia entre los modelos de largo y de corto plazo y una métrica de aversión al riesgo sin paralelo entre los operadores de sistema del mundo.

Un problema de gestión del agua 21
La crisis energética de 2015 24
Hora de revisar la operación y la expansión del sector eléctrico 28
La bienvenida revisión del método de cálculo del precio de la energía eléctrica 37
Métricas de evaluación y monitoreo 41
El mercado eléctrico y la reestructuración institucional 44
La inconsistencia del sector eléctrico y la crisis que se repite 48
Precios horarios: oportunidades y desafíos 57
La confusión de los precios y la aversión al riesgo en el sector eléctrico 133

Hidroeléctricas y valor del agua

Las hidroeléctricas y el valor del agua, que mide cuánto reduce el agua almacenada el costo futuro del suministro, son el fundamento del diseño brasileño. El libro recorre las crisis de gestión del agua, el papel de

los embalses en la absorción de la variabilidad de las renovables y la flexibilidad no remunerada de las hidroeléctricas.

Un problema de gestión del agua 21
La crisis energética de 2015 24
Hora de revisar la operación y la expansión del sector eléctrico 28
Métricas de evaluación y monitoreo 41
La inconsistencia del sector eléctrico y la crisis que se repite 48
Repensar la gestión energética y el papel de las fuentes 65
La confusión de los precios y la aversión al riesgo en el sector eléctrico 133
Del curtailment a los altos precios minoristas: el problema está en el sistema de precios miope e incompleto 139

Instituciones y gobernanza

Las instituciones determinan si se permite que los precios reflejen la operación. Discuto quién controla los modelos, la separación entre operador y planificador, el comprador único, los presupuestos desatendidos y, en el fondo, el liderazgo.

Un problema de gestión del agua 21
La crisis energética de 2015 24
Hora de revisar la operación y la expansión del sector eléctrico 28
La bienvenida revisión del método de cálculo del precio de la energía eléctrica 37
Métricas de evaluación y monitoreo 41
El mercado eléctrico y la reestructuración institucional 44
La inconsistencia del sector eléctrico y la crisis que se repite 48
Revolución en el mercado minorista de electricidad desafía la regulación 74
La saga de la expansión por subsidios en el sector eléctrico 78
Ni mercado ni planificación: la expansión es por subsidio 103
Cinco problemas de la LRCAP 2026 108
Los dos absurdos sobre Itaipú 151
La reforma eléctrica como justicia social 155
El deterioro institucional del sector eléctrico brasileño 159

Crisis y racionamiento

El racionamiento de 2001, las crisis de 2014–2015 y de 2021 y el apagón del 15 de agosto de 2023 son los hitos de esta historia. Leo la mayoría como el resultado de modelos, precios o reglas que se habían alejado de la operación real.

Un problema de gestión del agua 21
La crisis energética de 2015 24
La inconsistencia del sector eléctrico y la crisis que se repite 48

Lecciones internacionales

La experiencia internacional aparece como lecciones de Texas, California y PJM Interconnection, mercados unos quince años por delante de Brasil, con la salvedad de que ninguno de ellos es un ejemplo de gran virtud.

El mercado eléctrico y la reestructuración institucional 44
Cinco problemas de la LRCAP 2026 108
La barrera regulatoria del sector eléctrico y la subasta de baterías 123

Prefacio — Mercados por diseño

Los mercados eléctricos se diseñan. Se construyen sobre sistemas físicos regidos por las leyes de la física, en los que la oferta y la demanda deben equilibrarse a cada segundo y los flujos de potencia siguen las restricciones de la red. En esos sistemas, la escasez depende del tiempo, de la localización y de la flexibilidad tanto como de la capacidad instalada. El sector involucra además muchas externalidades que exigen diseños específicos, de modo que un mercado de electricidad no surge espontáneamente en una forma que sirva al sistema. Alguien tiene que decidir qué se negocia, cómo se forman los precios, quién contrata con quién y quién paga qué. Esas decisiones constituyen el diseño de mercado.

Cada diseño responde a las necesidades de un lugar. Cada país o estado tiene su propio clima y su propia disponibilidad de recursos, su propio ritmo de crecimiento de la demanda, su propia historia y sus objetivos políticos, e incluso su propia cultura y sus normas morales y sociales. Por esa razón, no hay en el mundo dos mercados eléctricos iguales. No existe el mejor diseño de mercado. Existen diseños mejores y lecciones aprendidas, y el diseño de mercado es una obra en curso que nunca termina, porque las tecnologías, las economías, los objetivos políticos y el propio clima no dejan de cambiar. En palabras de Frank Wolak, "comprender los incentivos que crean los distintos diseños de mercado es esencial para diseñar un suministro eléctrico confiable, de bajo costo y bajo en carbono".

El diseño, sin embargo, no puede impedir que los mercados se formen. Los mercados se forman dondequiera que haya escasez y las personas sean libres para cooperar e intercambiar. Los hogares brasileños lo demostraron cuando construyeron un mercado de créditos de generación

distribuida dentro de un segmento diseñado bajo el supuesto de que allí no podía existir ningún mercado, una historia que conté en *Revolución en el mercado minorista de electricidad desafía la regulación*. El diseño decide si lo que surge sirve al sistema o actúa en su contra.

América Latina ha enfrentado un rápido crecimiento de la carga, y la región respondió con tres instrumentos: (1) contratos de largo plazo que estabilizan los ingresos y dan incentivos para invertir, (2) un marco regulatorio que vincula el crecimiento de la demanda con la construcción de nueva generación y (3) la contratación sistemática mediante subastas, que reduce costos, coordina la contratación de la carga y asegura liquidez. Esa es la fortaleza de la región. Su experiencia con los incentivos de corto plazo y con la integración de renovables intermitentes es limitada. La conexión entre los precios de corto plazo y la operación en tiempo real es débil, y la solar y la eólica se expandieron sobre la base de subsidios. Estados Unidos, en cambio, tiene una larga historia de esfuerzos por acertar con los precios de corto plazo.

El diseño brasileño

Brasil diseñó su mercado para un sistema que era cerca del 90 % hidroeléctrico. La hidroeléctrica es una fuente renovable que puede controlarse. Sus embalses entregaban energía y, sin costo aparente, la flexibilidad que el operador necesitaba para equilibrar la oferta y la demanda de un momento a otro. En ese sistema, la escasez significaba falta de agua a lo largo de meses y años, de modo que el diseño ponía precio a la energía y trataba la flexibilidad como parte del mismo paquete. El despacho y el precio de corto plazo se calculaban con modelos oficiales de optimización. Estos modelos estiman el valor futuro del agua de los embalses y deciden cuánta usar hoy. Como escribí en *La crisis energética de 2015*, el país depende de la gestión del agua almacenada en sus embalses y, por lo tanto, de la fidelidad con que esos modelos representan el sistema.

La reforma de 2004 completó este diseño. Llegó después de la crisis de racionamiento de 2001 y estableció tres directrices. Toda la carga debía estar contratada. Todo contrato debía estar respaldado por una garantía

física, un certificado de energía firme calculado administrativamente. Y las distribuidoras solo podían comprar contratos estandarizados de largo plazo en subastas públicas centralizadas, que el Ministerio de Minas y Energía organizaba como compras con comprador único. La reforma reconectó el crecimiento de la carga con la señal de inversión de largo plazo y abrió un ciclo de expansión robusto y coordinado que siguieron muchos países latinoamericanos.

Lo que cambió

La realidad detrás del diseño empezó a cambiar alrededor de 2010. La construcción de nuevos embalses de regulación se detuvo, frenada por restricciones ambientales y un licenciamiento más estricto. La carga siguió creciendo, cerca de un 45 % entre 2010 y 2024. La eólica y la solar, impulsadas por subsidios, ocuparon ese espacio. Las renovables mantuvieron aproximadamente su participación en la generación, el 87 % en 2024 frente al 89 % que las hidroeléctricas producían solas en 2010. Sin embargo, la participación de las fuentes no controlables pasó de menos del 1 % de la generación total en 2010 al 30 % de la porción renovable en 2024. Como planteé en *La saga de la expansión por subsidios en el sector eléctrico*, estas fuentes suministran energía pero consumen flexibilidad. El sistema siguió siendo renovable y perdió controlabilidad.

El diseño no cambió con el sistema. El precio de corto plazo se sigue calculando el día anterior a la operación y sin representar la red. Los servicios auxiliares que equilibran el sistema en segundos y minutos no tienen precio. La eólica y la solar recibieron tres subsidios, que inflaron su "precio percibido" frente a las tecnologías competidoras y alimentaron una expansión sin disciplina económica. Una vez que el mercado dejó de pagar lo que se había vuelto escaso, el operador mantuvo el sistema en equilibrio mediante acciones que nunca llegaron al precio. Las centrales térmicas se despacharon fuera del orden de mérito, las hidroeléctricas absorbieron rampas solares sin un pago explícito y los costos se trasladaron a los consumidores mediante cargos. Los precios dejaron de decir la verdad sobre la operación.

A partir de ahí, cada corrección creó la necesidad de otra. Los consumidores pagan los subsidios del sector en sus tarifas a través de la Cuenta de Desarrollo Energético, que creció en promedio un 16,5 % al año desde 2004. Se propusieron subastas de capacidad para fuentes específicas con el fin de corregir el desequilibrio que habían creado los subsidios a otras fuentes, y a la subasta de capacidad de 2026 le siguió una subasta de baterías. Esto es lo que entiendo por pérdida de flexibilidad en el título de este libro. Un sistema que antes tenía flexibilidad en abundancia hoy carece de ella, no tiene un precio que revele su valor y la paga mediante subsidios, cargos y contratos de largo plazo.

El plan del libro

El libro reúne veinticinco artículos que publiqué entre 2014 y 2026. Se abre con una síntesis que escribí en marzo de 2026, *Cuando los precios dejan de decir la verdad: la urgente reforma del mercado eléctrico brasileño*, porque ese artículo expone en una sola pieza el argumento que los demás construyen paso a paso. A partir del segundo capítulo, el libro sigue el orden de publicación, para que el lector vea cómo el argumento toma forma a medida que se sucedían los acontecimientos. En 2026, el año en que más escribí, los capítulos agrupan los artículos por tema y se superponen por algunos meses.

1. El Capítulo 1 presenta la tesis y la agenda de reforma a través del artículo de marzo de 2026.
2. El Capítulo 2 vuelve a la crisis de 2014–2015 en un sistema diseñado para el agua y operado con modelos que siempre fueron más optimistas que la realidad.
3. El Capítulo 3 sigue la coherencia perdida entre modelos, instituciones y operación, desde 2016 hasta la crisis que se repitió en 2021.
4. El Capítulo 4 recorre el paso de los precios semanales a los horarios y los argumentos para ponerles precio a los servicios auxiliares y a la flexibilidad.

5. El Capítulo 5 muestra a los consumidores respondiendo a los precios mediante la generación distribuida, mientras los subsidios engendran nuevos subsidios.
6. El Capítulo 6 fecha la pérdida de flexibilidad y muestra dónde puede recuperarse, en los mercados en tiempo real, en la respuesta de la demanda y en las redes de distribución.
7. El Capítulo 7 analiza la subasta de reserva de capacidad de marzo de 2026 y la subasta de baterías que le siguió.
8. El Capítulo 8 diagnostica un sistema de precios miope e incompleto.
9. El Capítulo 9 se ocupa de las instituciones, el consumidor y la justicia, desde Itaipú hasta el debilitamiento de las instituciones del sector.
10. El Capítulo 10 cierra con la agenda que propuse para el próximo gobierno, que comienza en 2027.

En todos estos capítulos defiendo la misma idea. Los precios deben decir la verdad sobre la operación del sistema, para conectar el mercado, y sus incentivos, con las necesidades del sistema. Cuando lo hacen, inversores y emprendedores dirigen capital, tecnología e inteligencia hacia donde el valor económico es mayor. Cuando no lo hacen, los costos de lo que el sistema necesita reaparecen en subsidios, cargos y contratos administrativos, donde ya no orientan la inversión de nadie.

Una cronología a partir de los artículos

Los hechos que siguen son los que fechan los propios artículos. Cada uno va seguido de los artículos que lo relatan.

2001 Brasil atraviesa un racionamiento de electricidad, y el Comité de Revitalización estudia sus causas y sienta las bases de un nuevo marco regulatorio (p. 6).

2001 Durante el racionamiento, la Ley de Eficiencia Energética (Ley 10.295/2001) fija niveles mínimos de eficiencia para los equipos, y los propios consumidores eligen electrodomésticos más eficientes (p. 123).

2002 La Ley 10.438 crea la Cuenta de Desarrollo Energético, con un presupuesto ajustado al crecimiento del mercado y una fecha de extinción en 2027 (p. 78).

2004 El nuevo marco regulatorio exige contratar toda la carga, respaldar cada contrato con una garantía física y que las distribuidoras compren mediante subastas centralizadas. El sistema es 90 % hidroeléctrico (pp. 6, 93).

2005 A partir de este año, prácticamente todas las subastas de energía nueva restringen la competencia por tecnología (p. 159).

2010 Las hidroeléctricas producen cerca del 89 % de la generación y las renovables no controlables menos del 1 % de la generación total, y Brasil empieza a incentivar los parques eólicos y solares (pp. 78, 87).

2012 El almacenamiento cae de un récord de más del 70 % a un mínimo histórico de cerca del 30 %, con caudales afluentes apenas inferiores al promedio (p. 24).

2013 La Medida Provisoria 579 (Ley 12.783) elimina la fecha de extinción de la Cuenta de Desarrollo Energético y añade nuevos subsidios (p. 78).

2014 El precio de corto plazo está en su techo desde 2013. Grandes embalses rozan el cero, el almacenamiento del Sudeste cae a cerca del 25 % y el Tesoro rescata a las distribuidoras (p. 21).

2015 Los embalses del Sudeste se acercan al límite crítico de seguridad del 10 %, y consultores estiman en más del 50 % la probabilidad de racionamiento (p. 24).

2016 El Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico señala la necesidad de revisar los métodos de despacho y de formación de precios (p. 37).

2017 La Consulta Pública n.º 33, sobre la modernización del sector eléctrico, fija la agenda de los precios horarios y pone sobre la mesa la discusión de un mercado basado en ofertas (pp. 57, 44).

2021 El precio spot pasa a ser horario, aunque todavía se fija con un día de antelación (pp. 61, 65).

27 de mayo de 2021 El Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico se reúne en sesión extraordinaria por una nueva crisis hídrica, con los embalses del Sudeste a cerca del 32 % (p. 48).

2022 La Resolución Normativa n.º 1.040/2022 de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica crea un programa voluntario de respuesta de la demanda, que en octubre de 2024 ya había superado 9 GWh (p. 87).

2022 Una interpretación del marco legal impulsa la venta de créditos de generación distribuida dentro del mercado regulado (p. 6).

2023 La deuda de Itaipú queda totalmente saldada, y la tarifa debería bajar (p. 151).

15 de agosto de 2023 Un apagón afecta a 25 estados y al Distrito Federal (p. 87).

2024 La Cuenta de Desarrollo Energético llega a poco más de R$ 40 mil millones, y las fuentes no controlables alcanzan el 30 % de la generación renovable (p. 78).

2025 El Operador Nacional del Sistema Eléctrico estima en 96 % la probabilidad de pérdida de carga por insuficiencia de potencia hasta 2029 (p. 118).

Diciembre de 2025 El Electric Reliability Council of Texas, operador de Texas, introduce la cooptimización de la energía y los servicios auxiliares (p. 169).

17 de febrero de 2026 La generación solar alcanza un pico de 40 GW alrededor del mediodía, y las hidroeléctricas absorben la rampa del atardecer (p. 6).

18 de marzo de 2026 La subasta de reserva de capacidad contrata 18.977 MW por unos R$ 38,9 mil millones al año (p. 103).

30 de julio de 2026 Se abre la consulta pública sobre la primera subasta de baterías del sistema nacional (p. 123).

2027 Un nuevo gobierno inicia su mandato, en el año fijado originalmente para el fin de la Cuenta de Desarrollo Energético (pp. 169, 78).

Siglas

ABIAPE	Asociación Brasileña de Inversores en Autoproducción de Energía
ACL	ambiente de contratación libre, el mercado libre, en el que los consumidores eligen a su proveedor
ACR	ambiente de contratación regulada, en el que los consumidores cautivos compran a la distribuidora local a una tarifa regulada
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
BNDES	Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social
CAISO	Operador Independiente del Sistema de California
CAPEX	gasto de capital
CCEE	Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica, el operador del mercado, que calcula el precio spot y liquida el mercado
CDE	Cuenta de Desarrollo Energético, el fondo a través del cual los subsidios del sector se traspasan a los consumidores en sus tarifas
Cepel	Centro de Investigaciones de Energía Eléctrica, el brazo de investigación de Eletrobras, que mantiene los modelos oficiales
CMSE	Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico
COVID-19	enfermedad por coronavirus de 2019
CP 33	Consulta Pública n.º 33, de 2017, sobre la modernización del sector eléctrico

CVaR	valor en riesgo condicional, la medida de riesgo que los modelos oficiales aplican, en forma anidada, al costo total de operación
DESSEM	el modelo de programación del día siguiente mantenido por el Cepel
DSO	operador del sistema de distribución
EPE	Empresa de Pesquisa Energética, la agencia brasileña de planificación energética
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas, el operador del sistema de Texas
FERC	Comisión Federal Reguladora de Energía de EE. UU., el regulador federal del sector energético
FGTS	Fondo de Garantía por Tiempo de Servicio
GD	generación distribuida
GSF	factor de ajuste de la generación hidroeléctrica (generation scaling factor)
Inpe	Instituto Nacional de Investigaciones Espaciales
IPCA	índice oficial de precios al consumidor
LAMPS	Laboratorio de Programación Matemática y Estadística Aplicadas, de la PUC-Rio
LRCAP	subasta de reserva de capacidad
MME	Ministerio de Minas y Energía
Newave	el modelo de planificación de largo y medio plazo mantenido por el Cepel
ONS	Operador Nacional del Sistema Eléctrico
PJM	PJM Interconnection, en Estados Unidos
PLD	precio de liquidación de diferencias, el precio spot, con el que se liquidan las diferencias entre los contratos y la generación o el consumo efectivos
Procel	Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica
PUC-Rio	Pontificia Universidad Católica de Río de Janeiro

RD	respuesta de la demanda
SAR	superficie de aversión al riesgo, un nivel mínimo de almacenamiento para una época dada del año
US$	dólar estadounidense

Capítulo 1

Cuando los precios dejan de decir la verdad

2026

En este capítulo

Cuando los precios dejan de decir la verdad: la urgente reforma del mercado eléctrico brasileño 6

Introducción

El 17 de febrero de 2026, la generación solar en Brasil alcanzó un pico de 40 GW alrededor del mediodía. Las centrales hidroeléctricas redujeron su producción mientras el sol estaba alto y subieron rápidamente en rampa al inicio de la noche, cuando la producción solar cayó bruscamente con la puesta del sol. Este servicio es lo que llamamos flexibilidad, y ese día mantuvo el sistema en equilibrio. El precio spot no lo valoró adecuadamente. El precio se fija con un día de antelación, y muchas de las acciones que el operador tomó en tiempo real para gestionar la variación nunca llegaron a la formación de precios. Este único día de operación contiene el argumento de este libro, y abro con el artículo que cuenta su historia porque expone en una sola pieza la tesis a la que los capítulos siguientes, de 2014 a 2026, llegan paso a paso.

El argumento parte de la física, porque un mercado eléctrico se construye sobre un sistema físico que debe igualar oferta y demanda a cada segundo, con flujos de potencia que circulan como la red lo permite. Por eso la escasez depende del tiempo, de la localización y de la flexibilidad tanto como de la capacidad instalada, y un buen diseño internaliza lo que es verdaderamente escaso para que los agentes reciban las señales correctas. Cada país tiene su propio clima, sus recursos, su historia, sus instituciones y sus objetivos políticos, de modo que no hay dos mercados eléctricos iguales ni un único diseño que sea el mejor para todos. La adaptación es parte del diseño, pero pequeñas intervenciones pueden cambiar profundamente los incentivos, y los subsidios exigen un cuidado especial.

Los precios de corto plazo son la piedra angular de esta estructura. Incluso en un mercado basado en contratos de largo plazo, como el brasileño, toda diferencia entre los volúmenes contratados y la generación o el consumo efectivos se liquida al precio spot. Los generadores renovables que recientemente sufrieron recortes (curtailment), o, como prefiero decir, que no fueron despachados, conservaron sus ingresos por contratos y aun así perdieron sumas enormes en esa liquidación. Cuando se rompe el vínculo entre los precios y la operación, el sistema sigue operando, pero el mercado deja

de pagar lo que es escaso. A esa ruptura la llamo la "raíz de todos los males". Pronto el operador tiene demasiado de lo que no necesita y muy poco de lo que necesita, y llegan los pedidos de subsidios, las subastas por tecnología, los litigios, el debilitamiento de las instituciones y la captura regulatoria.

En Brasil, el vínculo se rompió en varios frentes. La construcción de embalses se detuvo, y la eólica y la solar, que suministran energía pero consumen flexibilidad, ocuparon el lugar de la hidroeléctrica en la expansión. Los precios se siguen fijando con un día de antelación, y los servicios auxiliares no tienen precio. Son las reservas y los ajustes rápidos que mantienen estable el sistema, de los milisegundos a los minutos. Tres subsidios inflaron el "precio percibido" de las renovables frente a las tecnologías competidoras. La Cuenta de Desarrollo Energético, a través de la cual estos subsidios llegan a las tarifas de los consumidores, creció en promedio un 16,5 % al año. A partir de 2022, la venta de créditos de generación distribuida dentro del mercado regulado desafió un diseño que no logró adaptarse y que, en consecuencia, perdió su capacidad de autorregulación. A finales de 2025, la competencia se había convertido en una carrera por el próximo subsidio. Contrapongo todo esto a la reforma de 2004, que reconectó el crecimiento de la carga con la inversión, y cierro el artículo con una agenda estructural.

Ideas centrales

1. Los mercados eléctricos se construyen sobre sistemas físicos, en los que la escasez depende del tiempo, de la localización y de la flexibilidad tanto como de la capacidad instalada, y su diseño debe internalizar lo que es verdaderamente escaso.
2. No hay dos mercados eléctricos iguales ni existe un único mejor diseño. La adaptación es parte del diseño, pero pequeñas intervenciones, sobre todo los subsidios, pueden volver los incentivos contra su propósito.

3 Los precios de corto plazo son la piedra angular incluso de un mercado basado en contratos de largo plazo, porque todo desvío respecto de un contrato se liquida al precio spot.

4 La ruptura del vínculo entre precios y operación es la "raíz de todos los males", porque el operador pasa a tener demasiado de lo que no necesita y muy poco de lo que necesita, y llegan los subsidios, las subastas por tecnología, los litigios y la captura regulatoria.

5 En Brasil, la construcción de embalses se detuvo, la eólica y la solar se expandieron y los precios se siguen fijando con un día de antelación, sin precio para los servicios auxiliares, de modo que el precio subvaloró la flexibilidad que aportaron las hidroeléctricas para absorber la rampa solar de 40 GW del 17 de febrero de 2026.

6 Tres subsidios inflaron el "precio percibido" de las renovables y la Cuenta de Desarrollo Energético creció un 16,5 % al año, hasta que la competencia se volvió una carrera por el próximo subsidio.

7 La reforma de 2004, con toda la carga contratada, cada contrato respaldado por una garantía física y subastas centralizadas, reconectó el crecimiento de la carga con la inversión, y muchos países latinoamericanos la siguieron.

8 La agenda estructural es reducir los subsidios, alinear los precios spot con el tiempo real, crear mercados de servicios auxiliares, desarrollar instrumentos de gestión de riesgo e integrar a los operadores de distribución con el operador nacional. Las subastas de capacidad, tal como se proponen, solo añaden una capa más de subsidios.

Conclusiones

La falta de flexibilidad en Brasil es, en su raíz, un problema de diseño de mercado. Cuando los precios dejan de reflejar la operación, los contratos, las subastas y los subsidios pierden su conexión con lo que el sistema necesita. Por eso el remedio empieza por precios que muestren cómo opera realmente el sistema. Las subastas de capacidad que se saltan este

paso solo añaden una capa de subsidios que más adelante habrá que corregir.

Los artículos

Cuando los precios dejan de decir la verdad: la urgente reforma del mercado eléctrico brasileño es el único artículo de este capítulo. Lo escribí en inglés para LinkedIn, donde apareció el 7 de marzo de 2026, después de que una versión más breve del mismo argumento en portugués, *A urgente reforma do setor elétrico*, se publicara en Valor Econômico el 24 de febrero. El artículo va del principio a la evidencia. Explica por qué los precios de corto plazo son la piedra angular de los mercados eléctricos y documenta el caso brasileño con tres figuras. Estas muestran la brecha entre los precios del día anterior y el costo marginal de la generación efectivamente despachada, los perfiles solar e hidroeléctrico del 17 de febrero de 2026 y el crecimiento de la Cuenta de Desarrollo Energético. El artículo recuerda luego la reforma de 2004 y termina con la agenda a la que vuelve el Capítulo 10.

Cuando los precios dejan de decir la verdad: la urgente reforma del mercado eléctrico brasileño

Título original: *When Prices Stop Telling the Truth: The Urgent Reform of the Brazilian Electricity Market*

LinkedIn · 7 de marzo de 2026

Versión publicada: linkedin.com

Artículo complementario: *A urgente reforma do setor elétrico*, Valor Econômico, 24 de febrero de 2026

RESUMEN

Los mercados eléctricos se construyen sobre sistemas físicos, en los que la escasez depende del tiempo, de la localización y de la flexibilidad tanto como de la capacidad instalada, y su diseño debe internalizar lo que es verdaderamente escaso. El precio de corto plazo es su piedra angular, aun con contratos de largo plazo, pues liquida los desvíos contractuales. Si el precio se desvincula de la operación, el mercado deja de pagar lo escaso. Llamo a esa ruptura la "raíz de todos los males". El operador acumula lo innecesario y carece de lo necesario. En Brasil, cesó la construcción de embalses, crecieron eólica y solar, y los precios se fijan la víspera, sin precio para servicios auxiliares. El 17 de febrero de 2026, las hidroeléctricas absorbieron una rampa solar de 40 GW, flexibilidad que el precio de la víspera subvalora. Tres subsidios inflaron el precio percibido de las renovables, y la Cuenta de Desarrollo Energético creció un 16,5 % anual en promedio. El diseño perdió su autorregulación, y la competencia se volvió una carrera por el próximo subsidio. La reforma de 2004 reconectó la carga creciente con la inversión. La agenda estructural es reducir subsidios, acercar el precio al tiempo real, crear mercados de servicios auxiliares, desarrollar instrumentos de gestión de riesgo

e integrar los operadores de distribución al nacional. Las subastas de capacidad propuestas solo añaden otra capa de subsidios.

Los mercados eléctricos son únicos porque se construyen sobre sistemas físicos regidos por las leyes de la física, y no por contratos ni por la voluntad política. La oferta y la demanda deben equilibrarse a cada segundo, los flujos de potencia siguen las restricciones de la red, y no los caminos contractuales, y la escasez depende del tiempo, de la localización y de la flexibilidad tanto como de la capacidad instalada. Por lo tanto, el diseño de mercado debe reconocer estas realidades físicas e internalizar lo que es verdaderamente escaso, a fin de transmitir las señales correctas a los agentes. Al mismo tiempo, los mercados eléctricos también se diseñan para enfrentar desafíos específicos y realidades regionales.

Como cada país o estado tiene su propio clima y su propia disponibilidad de recursos, así como su propia historia, sus instituciones y sus objetivos políticos, no hay en el mundo dos mercados eléctricos iguales. Por esa razón, no existe un único mejor diseño de mercado. Existen diseños mejores y lecciones aprendidas. Y como las tecnologías, las economías, las prioridades políticas e incluso el propio clima evolucionan con el tiempo, la adaptación no es un fracaso del diseño de mercado, sino parte intrínseca de él. No obstante, precisamente porque el diseño de mercado opera moldeando incentivos, hay que tener cuidado al añadir incluso pequeños elementos de diseño o intervenciones regulatorias, pues cambios aparentemente menores pueden alterar de manera fundamental los incentivos, distorsionar las señales de precio y producir resultados que se alejan mucho de su intención original. Esto es particularmente crítico cuando se trata de subsidios.

Los precios de corto plazo constituyen la piedra angular de los mercados eléctricos y crean el vínculo entre todos los demás instrumentos y las escaseces del sistema. Cuando los precios internalizan la realidad operativa del sistema y revelan la disposición a pagar de los consumidores, así como la escasez de los recursos de red y de las tecnologías de generación necesarios para mantener el sistema en

equilibrio, todo el circuito económico-tecnológico se activa para corregir cualquier déficit o excedente de corto plazo. En un mercado donde los precios reflejan los "dolores" de la realidad operativa, inversores y emprendedores responden dirigiendo capital, tecnología e inteligencia hacia donde el valor económico es mayor.

Esto ocurre incluso en mercados basados mayoritariamente en contratos a plazo (forward) de larga duración, porque los desvíos entre los volúmenes contratados y el consumo o la generación efectivos se liquidan a los precios spot de corto plazo. Por lo tanto, los precios spot de corto plazo garantizan el vínculo entre el mercado de contratos de largo plazo, con sus incentivos, y las necesidades operativas de corto plazo que el sistema tendrá en el futuro. Si esto no le parece obvio al lector, basta con preguntar a los generadores renovables que recientemente sufrieron recortes (curtailment) o, como prefiero llamarlo, que dejaron de ser despachados. Aunque sus ingresos por contratos siguen siendo los mismos, perdieron sumas enormes por la liquidación, a precios de corto plazo, de las diferencias entre su generación efectiva y sus posiciones contractuales. Lamentablemente, Brasil ofrece muchos ejemplos de este efecto, con diversas empresas de generación que contratan hasta su límite regulatorio máximo (cercano a su producción media) y pasan por alto, así, la importancia de considerar tanto la viabilidad como el precio capturado de su generación al definir sus posiciones en contratos a plazo de larga duración.

Si se rompe el vínculo entre los mercados y la operación, el sistema seguirá operando, pero los mercados dejarán de remunerar lo que es escaso o necesario. Especialmente en países latinoamericanos como Brasil, pero en alguna medida en cualquier mercado eléctrico, esta ruptura constituye un gran problema; es "la raíz de todos los males". En poco tiempo, el operador del sistema tendrá exceso de lo que no necesita y escasez de lo que es necesario. A partir de ahí, ya sabemos cómo sigue la película y cómo se deterioran las cosas: pedidos de más subsidios, reglas especiales y subastas por tipo de tecnología, disputas judiciales, debilitamiento de las instituciones sectoriales y captura regulatoria por grupos de gran influencia política. Todo esto se ha justificado, en alguna medida, por la supuesta incapacidad del mercado para atraer o frenar

inversiones de manera eficiente, así como por narrativas oportunistas que dominan el debate explotando efectos colaterales coyunturales, sin relación con las causas reales del deterioro del sistema.

Dejemos la teoría y vayamos a la realidad del sector eléctrico brasileño. Con la interrupción de la construcción de nuevos embalses en la década pasada, ya que las restricciones ambientales y unas exigencias de licenciamiento más estrictas limitaron significativamente la expansión de los grandes proyectos hidroeléctricos, el país pasó a depender cada vez más de fuentes renovables intermitentes, como la eólica y la solar. A diferencia de las demás fuentes de generación, la solar y la eólica suministran energía, pero consumen flexibilidad de corto plazo del sistema debido a la naturaleza intermitente de su disponibilidad, algo para lo que el actual diseño del mercado eléctrico en Brasil todavía no está preparado.

Además de la ausencia de precios para los servicios auxiliares, el modelo sectorial fija el precio mayorista de corto plazo de la electricidad con un día de antelación. Como resultado, todos los errores entre lo previsto y lo que efectivamente ocurre de un día para otro, así como la mayor parte de los costos de las acciones operativas tomadas para corregirlos, se liquidan por fuera del mercado. Esto queda claro en la Figura 1, en la que los precios spot, fijados el día anterior, se apartan significativamente de lo que ocurre en tiempo real.

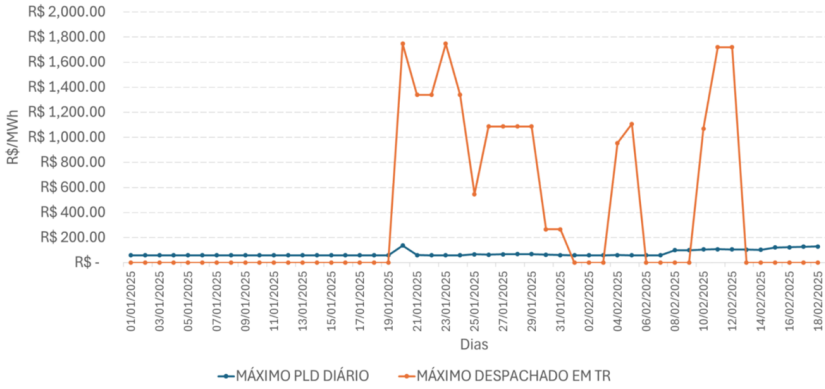


Figura 1 Precios spot (azul) y costo marginal de la generación despachada (naranja). Fuente: operadores del mercado y del sistema brasileños, la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) y el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS). US$ 1 ≈ R$ 5.

En este diseño, no cobramos el costo que imponen quienes introducen incertidumbre en el sistema ni remuneramos adecuadamente a quienes ayudan a enfrentarla. Por ejemplo, como muestra la Figura 2, el 17 de febrero de 2026 la generación solar alcanzó un pico de 40 GW alrededor del mediodía. En ese horario, la generación hidroeléctrica se redujo significativamente y, más tarde, al inicio de la noche, volvió a subir en rampa para compensar la brusca caída de la producción solar a la puesta del sol. Pese a su papel crítico para mantener el equilibrio del sistema en tiempo real, este servicio, comúnmente llamado flexibilidad, no está adecuadamente valorado en los precios spot fijados el día anterior, ya que muchas de las acciones operativas implementadas en tiempo real para gestionar la variación resultante de la demanda neta no se incorporan al proceso de formación de precios.

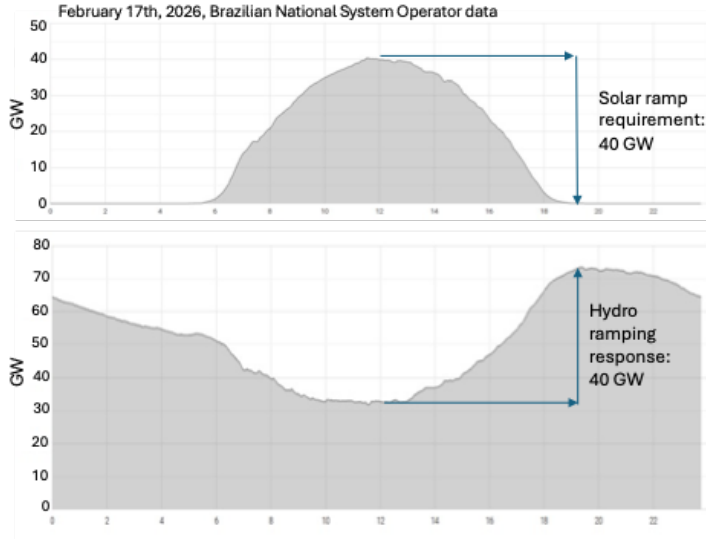


Figura 2 Generación total solar e hidroeléctrica del sistema eléctrico brasileño el 17 de febrero de 2026. Fuente: operador del sistema brasileño (ONS).

A estas distorsiones se suma el atajo peligroso adoptado mediante subsidios para garantizar que las fuentes renovables pudieran instalarse y prosperar frente a la generación convencional. Hoy las renovables reciben tres tipos de subsidios: (1) un descuento del 50 % en la tarifa de uso de la red, (2) la exención de contribuir a los servicios auxiliares y (3) la exención del pago de los costos adicionales que impone su incertidumbre. Este conjunto de subsidios se superpone a precios de corto plazo ya despojados de cualquier señal de escasez asociada a la inflexibilidad que crean estas fuentes. El resultado fue la aparición de un "precio percibido" sistemáticamente inflado en relación con las tecnologías de generación competidoras, que alimentó una expansión acelerada y subsidiada de la generación eólica y solar, sin los frenos económicos que un mercado bien diseñado debería imponer. La Figura 3 ilustra el crecimiento exponencial de los subsidios trasladados a los consumidores a través de las tarifas en Brasil. La Cuenta de Desarrollo Energético (CDE), impulsada en gran medida por los subsidios a las renovables, ha crecido a una tasa media anual del 16,5 %.

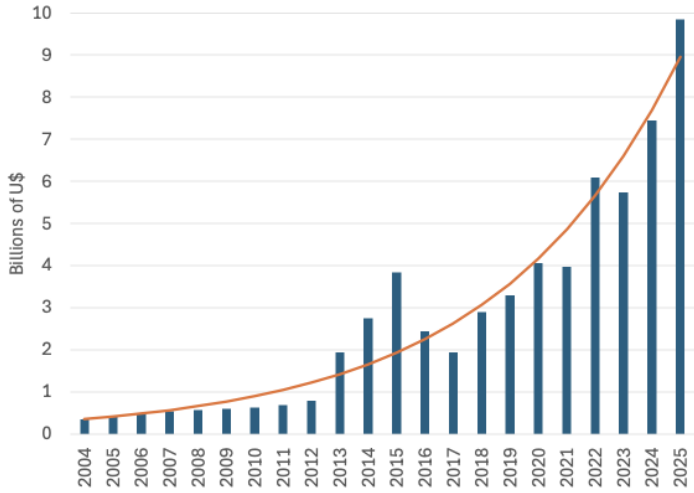


Figura 3 Cuenta de Desarrollo Energético (CDE): subsidios trasladados a los consumidores a través de las tarifas. Fuente: Asociación Brasileña de Inversores en Autoproducción de Energía (ABIAPE).

A partir de 2022, cuando el costo de los subsidios asignados a los consumidores residenciales alcanzaba niveles históricos, la generación distribuida (GD) recibió un fuerte impulso gracias a una interpretación del marco legal vigente que permitió compartir y vender, mediante el sistema de medición neta (net metering), la energía producida por pequeños parques solares dentro de las redes de distribución. En este contexto, la GD desafió el statu quo y el diseño de mercado vigente al vender créditos de energía de GD dentro del mercado regulado, en el que la comercialización solo estaba permitida a la distribuidora (un minorista monopolista y regulado, que compite en el mercado mayorista). Fue, por lo tanto, un ejemplo claro de una nueva tecnología que desafiaba el diseño de mercado y la regulación existentes, que no lograron adaptarse adecuadamente ni internalizar el nuevo paradigma. Como consecuencia, el diseño de mercado vigente perdió su capacidad de autorregulación, ya que ni los precios mayoristas ni las tarifas minoristas se reorganizaron para reflejar las nuevas tecnologías, así como la variabilidad y la distribución espacial de los recursos de generación y de consumo que hoy determinan la operación de corto plazo del sistema.

Es en este escenario, en el que el precio de corto plazo ya no representa la realidad operativa del sistema, donde la competencia deja de operar en beneficio del sistema y de los consumidores y pasa a ser una competencia por el próximo subsidio. Es también en este escenario donde se instala el caos económico y regulatorio, y el poder del lobby ocupa el lugar de la inteligencia de mercado como la estrategia más eficaz para ganar el juego. Este es el estado del mercado eléctrico de Brasil a finales de 2025.

Tras el gran racionamiento de electricidad de 2001 en Brasil, el Comité de Revitalización estudió las principales causas que llevaron al colapso y, a partir de un sólido análisis técnico, sentó los cimientos de un nuevo marco regulatorio. En el centro de este nuevo sistema regulatorio había tres directrices principales, diseñadas para asegurar señales de precio de largo plazo claras que fomentaran la inversión en nueva capacidad al ritmo del rápido crecimiento de la demanda propio de las economías en desarrollo:

1. La primera directriz establecía que el 100 % de la carga debía estar contratada. Una penalización ex post por subcontratación, junto con un límite al traspaso de costos de las distribuidoras, garantizaba los incentivos para una contratación oportuna.
2. La segunda directriz exigía que todo contrato estuviera respaldado por un índice de confiabilidad energética, denominado garantía física, un sello calculado administrativamente que representa una versión probabilística de los certificados de energía firme utilizados para las centrales hidroeléctricas.
3. Por último, la tercera directriz restringía las compras de las distribuidoras a contratos estandarizados de largo plazo, adquiridos exclusivamente en subastas públicas de compra con comprador único que, a diferencia de lo que ocurre en otros países latinoamericanos, como Chile, organizaba de forma centralizada el Ministerio de Minas y Energía.

Mientras las dos primeras directrices aseguraban que habría capacidad física suficiente para abastecer todo el consumo, la tercera garantizaba a las distribuidoras, que tienen derecho a trasladar a los consumidores sus costos de compra, un esquema sistemático de contratación transparente

y competitivo. A partir de su implementación, en 2004, el nuevo diseño regulatorio reconectó el crecimiento de la carga con la señal de inversión de largo plazo, determinada por el equilibrio en el mercado de contratos a plazo. El resultado fue un nuevo ciclo de expansión robusto y coordinado, una experiencia que siguieron muchos países de América Latina y que se vio como un caso interesante en todo el mundo.

Desde 2004, muchos aspectos relevantes de la operación de los sistemas eléctricos en América Latina han cambiado, y la mayoría de las premisas que antes sustentaban las aproximaciones adoptadas y el diseño de mercado elegido ya no son válidas. Como resultado, el marco regulatorio actual en toda América Latina enfrenta numerosos desafíos. Sin embargo, siguiendo la misma lógica que sustentó las reformas de los años 2000, los desafíos actuales exigen un examen cuidadoso de sus causas, en lugar de centrarse en sus efectos y consecuencias.

En este sentido, durante mucho tiempo los países latinoamericanos subestimaron el papel de los precios spot de corto plazo, debido a la relativa abundancia de recursos hidroeléctricos y a la capacidad de estas centrales de "resolver" la mayor parte de las escaseces operativas de corto plazo gracias a su significativa capacidad de rampa y a su inercia, atributos que les confieren una alta flexibilidad. Ahora, con la integración masiva de recursos renovables intermitentes, las lecciones aprendidas por los países que lidian con estas cuestiones desde hace más de una década se vuelven extremadamente valiosas.

Así, la solución estructural a los desafíos que enfrenta hoy Brasil ante la falta de flexibilidad está mucho más asociada a (1) una reducción gradual, pero rápida, de los subsidios, (2) la aproximación de los precios spot a la operación del sistema en tiempo real, (3) la creación de mercados de servicios auxiliares y (4) el desarrollo de nuevos instrumentos de gestión de riesgo y canales de comercialización que a las subastas de capacidad propuestas, un mecanismo conocido por debilitar la señal de escasez de los precios y distorsionar los incentivos a la inversión.

Esta agenda de reforma, sin embargo, no se limita al mercado mayorista. También requiere una integración más profunda entre los operadores de los sistemas de distribución y el operador nacional del sistema, así como la construcción de las bases físicas y regulatorias

necesarias en el segmento de distribución para que los consumidores, los agregadores y los generadores distribuidos participen activamente en el mercado y respondan a las señales de precio.

Estos temas no agotan el menú de mejoras necesarias, pero apuntan hacia un camino más estructural y autorregulado, menos dependiente de subsidios y reservas de mercado que el que se sigue actualmente. La idea de pagar por capacidad solo para garantizar que determinadas fuentes controlables sigan en el juego no es solo un subsidio usado para corregir las distorsiones creadas por otro subsidio (el de las renovables), sino también la prueba de que el actual diseño de mercado y el marco regulatorio (las reglas del juego) no lograron fomentar lo que el sistema realmente necesita.

Por lo tanto, las subastas de reserva de capacidad propuestas, caracterizadas por (i) productos específicos por fuente, lo que reduce la competencia; (ii) criterios de evaluación estáticos y basados en un único atributo; (iii) la ausencia de liquidación contra los precios de corto plazo (a diferencia de los mecanismos de opción de compra ya consolidados en el país, estos contratos de capacidad están completamente desconectados de las condiciones físicas del sistema); y (iv) una demanda definida administrativamente, desconectada de la disposición a pagar de quienes finalmente cargan con los costos, no resuelven el problema estructural. En cambio, solo añaden otra capa de subsidios que, tarde o temprano, habrá que corregir.

Capítulo 2

Un sistema diseñado para el agua

2014–2015

En este capítulo

Un problema de gestión del agua 21
La crisis energética de 2015 24
Hora de revisar la operación y la expansión del sector eléctrico 28

Introducción

En octubre de 2014, importantes embalses brasileños estaban cerca de cero, y el almacenamiento del Sudeste, donde están los principales embalses, rondaba el 25 %. El discurso oficial hasta las elecciones era que no había crisis. Desde 2013, el precio de corto plazo venía señalando la escasez al mantenerse en su techo. Las distribuidoras solo pueden trasladar esos costos a los consumidores mediante las tarifas del año siguiente. Su flujo de caja se desequilibró, y tuvieron que ser rescatadas con recursos del Tesoro. Escribí los tres artículos de este capítulo durante esa crisis y en el año siguiente. Describen el sistema del que trata este libro en el momento en que sus debilidades se hicieron visibles.

El sistema fue concebido para aprovechar el agua. Cuando los embalses están llenos, las centrales hidroeléctricas atienden más del 90 % del consumo, y las centrales térmicas las complementan y ayudan a ahorrar agua en los años adversos. Por eso todo depende de cómo los modelos computacionales oficiales planifican el uso del agua almacenada. En 2012 el sistema ya había dado una alerta. El almacenamiento cayó de un récord superior al 70 % a un mínimo histórico de cerca del 30 %, aunque los caudales afluentes estuvieron apenas por debajo del promedio. Atribuí parte del problema a cuatro deficiencias de los modelos y de las reglas que los alimentan: (1) los modelos simplificaban la transmisión, las restricciones de seguridad y los embalses individuales; (2) sus previsiones de caudales para el Nordeste sobrestimaban el agua desde hacía veinte años; (3) la regulación no premiaba los datos precisos de las centrales ni exigía auditorías sistemáticas; y (4) los modelos suponían que las centrales y líneas atrasadas llegarían a tiempo. Así, los modelos veían un futuro siempre más abundante que la realidad. Con los embalses vacíos, las hidroeléctricas necesitan además más agua por cada megavatio-hora, de modo que cuanto peor es la situación, más difícil es la recuperación. Brasil no tenía un índice de escasez oficial y auditado para decidir sobre el racionamiento, como si el país no tuviera un índice de inflación.

En noviembre de 2015, la crisis había dejado al descubierto también a las instituciones. Durante tres años, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico había despachado centrales térmicas en contra de

la metodología oficial, por razones de seguridad del sistema. Ese despacho adicional costó miles de millones y dejó sin previsibilidad a hidroeléctricas, térmicas, consumidores y comercializadores. Además, estaba cada vez más influido por organismos del gobierno, como el Ministerio de Minas y Energía. El modelo oficial todavía agregaba los embalses, apenas representaba la red de transmisión y preveía los caudales a partir de su propio pasado. Desde hacía más de una década existían versiones con embalses individuales y transmisión detallada. Propuse pruebas de estrés públicas de los modelos frente a alternativas, un operador con una autonomía amplia y ágil sobre sus modelos y que rindiera cuentas a la sociedad, y datos de entrada auditados constantemente.

En el mismo artículo planteé un segundo problema, que siguen los capítulos posteriores. La expansión venía de centrales térmicas, parques eólicos y centrales hidroeléctricas de pasada, cuyos embalses son tan pequeños que deben turbinar toda el agua que llega. Un parque generador así necesita que las térmicas generen durante más tiempo, con costos más altos y más emisiones. Los embalses también "almacenan viento", porque pueden retener el agua equivalente a un excedente de generación eólica. Por esta razón, la eólica y la solar deberían expandirse junto con la hidroeléctrica. Prohibir los grandes embalses para proteger el medio ambiente local tiene costos globales que la sociedad no estaba sopesando. En el Norte, los nuevos proyectos inundarían menos de 10.000 km², mientras que la Amazonia Legal perdió en promedio 14.315 km² al año por deforestación entre 2000 y 2013.

Ideas centrales

1. El sistema brasileño fue concebido para aprovechar el agua, y cuando sus embalses están llenos, las hidroeléctricas atienden más del 90 % del consumo.
2. Como todo depende de cómo los modelos computacionales oficiales planifican el uso del agua, la calidad de esos modelos determina con qué seguridad se opera el sistema.

3 Los modelos simplificaban el sistema sin necesidad, sobrestimaron durante veinte años los caudales afluentes del Nordeste, se basaban en datos no auditados y suponían que las centrales atrasadas llegarían a tiempo, de modo que veían un futuro mejor que la realidad.

4 En 2012, el almacenamiento cayó de más del 70 % a cerca del 30 % en un año de caudales casi promedio, una alerta dada antes de la crisis.

5 En 2014, el precio estaba en su techo y el Tesoro rescató a las distribuidoras. Bajar el techo y cargar a los generadores la generación de emergencia resolvió el problema inmediato, pero creó distorsiones e incertidumbre regulatoria.

6 Brasil no tenía un índice de escasez oficial, transparente y auditado para decidir sobre el racionamiento, como si no tuviera un índice de inflación.

7 El despacho térmico en contra de la metodología oficial, bajo una creciente influencia del gobierno, costó miles de millones y eliminó la previsibilidad. El remedio son pruebas de estrés públicas, un operador autónomo que rinda cuentas y datos auditados.

8 Expandir el sistema sin embalses de regulación significa más generación térmica, ya que los embalses "almacenan viento", y prohibirlos tiene costos globales que deben sopesarse.

Conclusiones

En 2014 y 2015, la causa visible de la crisis fue una sequía, pero sus raíces estaban en la gestión del agua. Los modelos suponían un futuro más abundante que el que llegó, sus datos no se auditaban y el operador actuaba fuera de su propia metodología. El diseño dependía de los embalses, y en noviembre de 2015 yo ya advertía que la expansión en curso estaba renunciando al recurso barato que daba seguridad y robustez al sistema.

Los artículos

Un problema de gestión del agua, publicado en O Globo el 14 de octubre de 2014, sostiene que la sequía dejó al descubierto un problema más profundo en la gestión del agua de los embalses y reclama la autonomía del operador del sistema, del operador del mercado y del regulador. *La crisis energética de 2015*, en Valor Econômico el 24 de febrero de 2015, explica por qué un sistema diseñado para el agua depende de sus modelos de planificación, enumera cuatro deficiencias de esos modelos y de las reglas que los alimentan y pide un índice oficial de escasez. *Hora de revisar la operación y la expansión del sector eléctrico*, en Valor Econômico el 27 de noviembre de 2015, se ocupa de las instituciones que rigen la operación y la expansión. Es el primer artículo del libro que defiende los embalses como almacenamiento para la variabilidad de la eólica y la solar.

Un problema de gestión del agua

Título original: *Um problema de gestão da água*
O Globo · 14 de octubre de 2014
Versión publicada: oglobo.globo.com

RESUMEN

Con importantes embalses rozando el cero y el almacenamiento del Sudeste en torno al 25 %, el discurso oficial negaba la crisis hasta las elecciones. Sostengo que la sequía expuso un problema más profundo en la gestión del agua de los embalses. El sistema funciona con programas que simplifican innecesariamente la realidad operativa. Sus datos técnicos, sin auditoría constante, quedan desactualizados. El retraso de las nuevas centrales se volvió la regla, pero los programas suponen que llegarán a tiempo. Operar imaginando un futuro siempre mejor y más simple que la realidad deja al sistema vulnerable incluso a caudales poco adversos. Con poca agua almacenada, térmicas que queman combustibles carísimos fijan el precio de corto plazo, que está en su techo desde 2013. Como las distribuidoras solo trasladan ese costo en las tarifas del año siguiente, su flujo de caja se desequilibró y el Tesoro tuvo que rescatarlas. Bajar artificialmente el precio techo y cargar a los generadores la generación de emergencia resuelve problemas coyunturales, pero crea distorsiones económicas e incertidumbre regulatoria. El sector debe acercar sus programas de planificación a la realidad, dar a las distribuidoras liquidez y flexibilidad para gestionar sus contratos y garantizar la autonomía del operador del sistema, del operador del mercado y del regulador.

El sector eléctrico brasileño atraviesa una grave crisis energética, con importantes embalses rozando el cero. No es casualidad que atraviese también una fuerte crisis financiera, con distribuidoras "pidiendo auxilio" al Tesoro para pagar sus cuentas. El discurso hasta las elecciones es que no hay crisis, aunque atravesamos una de las sequías más severas

jamás registradas, con el almacenamiento del Sudeste (donde están los principales embalses) en torno al 25 %. Pero, más allá de la sequía, la crisis energética tiene raíces más profundas, relacionadas con la forma en que gestionamos el agua de los embalses.

La operación del sistema se realiza hoy con programas informáticos que simplifican innecesariamente su realidad operativa y que se alimentan con datos técnicos que no se someten a una auditoría constante y, por eso, quedan desactualizados. En lugar de ser la excepción, retrasar la entrada en operación de nuevas centrales pasó a ser la regla. Alimentamos los programas diciendo que las centrales A, B y C entrarán en operación a finales de este año, pero esperamos a llegar allí para corregir la información que todos ya conocían: las centrales solo empezarán a funcionar en 2016.

Operar el sistema imaginando que el futuro será siempre mejor y más simple que la realidad lo vuelve vulnerable incluso a condiciones de caudales afluentes no muy severas. Así, en una situación de sequía, que es la realidad desde 2013 y justo cuando el sistema debería estar preparado para una maratón, sufre un infarto ya en los primeros kilómetros y desde entonces sobrevive con respiración asistida.

La lógica económica de la oferta y la demanda está implícita en la operación del sistema y en la fijación del precio de la energía. Como hay poca agua almacenada y no hay perspectivas de caudales altos, tenemos que utilizar centrales térmicas que queman combustibles carísimos. Este costo es la base de formación del precio de la energía en el corto plazo, que desde 2013 señala la escasez de la oferta al alcanzar el precio techo.

Como las distribuidoras solo pueden trasladar a los consumidores el costo de las compras en el corto plazo mediante el aumento de las tarifas del año siguiente, el flujo de caja de esas empresas sufrió un gran desequilibrio. El agujero superó el propio valor de las empresas y obligó al gobierno a rescatarlas con un aporte del Tesoro. Bajar artificialmente el techo del precio de corto plazo y asignar a los generadores los costos de la generación de emergencia son dos ejemplos de medidas que resuelven problemas coyunturales, pero crean grandes distorsiones económicas e incertidumbre regulatoria.

Esta crisis pone en evidencia la fragilidad de la manera en que se ha implementado el marco regulatorio del sector eléctrico. Acercar los programas que planifican la operación a su realidad operativa y crear mecanismos regulatorios que garanticen liquidez y flexibilidad a las distribuidoras para gestionar sus contratos son los grandes desafíos que el sector debe superar ahora para recuperar su estabilidad y atraer nuevas inversiones. En este proceso, garantizar la autonomía de organismos como el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) y la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) es fundamental.

La crisis energética de 2015

Título original: *A crise energética de 2015*
Valor Econômico · 24 de febrero de 2015
Versión publicada: lamps.ind.puc-rio.br

RESUMEN

La crisis eléctrica de 2015 es real y ya causó un agujero inédito de miles de millones. Atribuyo las crisis energética y financiera a hechos que, aislados, parecen inofensivos, pero juntos crean un entorno regulatorio inestable y de incentivos peligrosos. Nuestro sistema se concibió para aprovechar el agua, y las hidroeléctricas atienden más del 90 % del consumo con embalses llenos. Todo depende de cómo los modelos del operador planifican el uso del agua. En 2012, el almacenamiento cayó de un récord de más del 70 % a un mínimo histórico de cerca del 30 %, con caudales algo inferiores al promedio. Señalo cuatro deficiencias: los modelos simplifican demasiado las restricciones de transmisión, seguridad y embalses; la previsión de caudales del Nordeste sobrestima el agua desde hace veinte años, igual que con biomasa, pequeñas hidroeléctricas y eólica; la regulación no premia datos precisos ni exige auditorías sistemáticas; y los modelos suponen que centrales y líneas atrasadas llegarán a tiempo. Así ven un futuro siempre más abundante que la realidad; la recuperación se complica porque las hidroeléctricas pierden eficiencia con embalses vacíos. Consultores estiman en más del 50 % la probabilidad de racionamiento, pero el gobierno apuesta por una reversión. No hay índice oficial y auditado de escasez, como si faltara el de inflación.

Vivimos hoy una crisis grave en el sector eléctrico. Quiera usted o no, quiera o no el gobierno, la crisis existe, es real y ya provocó un agujero de miles de millones sin precedentes, que nos lleva a dos preguntas: ¿cómo sortear la crisis energética de corto plazo y cómo corregir los factores latentes que generaron las crisis energética y financiera? Las

causas de ambas crisis tienen sus raíces en un conjunto de hechos que, aisladamente, parecen inofensivos, pero que, en conjunto, crean un entorno regulatorio inestable y de incentivos peligrosos, que causan un daño real a la economía y a la sociedad.

Nuestro sistema eléctrico fue concebido para aprovechar la vasta disponibilidad de recursos hídricos que tenemos. Cuando los embalses están llenos, la participación de las centrales hidroeléctricas en la atención del consumo supera el 90 %. Sin embargo, como los caudales de los ríos y las lluvias son inciertos, necesitamos centrales térmicas para complementar la operación y ayudar a ahorrar agua en momentos de hidrología adversa. Pero esas térmicas representan menos del 30 % del consumo.

Brasil depende básicamente de la gestión de las reservas de agua de sus embalses para atender el consumo de electricidad. Para enfrentar con seguridad la alternancia entre estaciones húmedas y secas, los modelos computacionales que utiliza el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) necesitan representar fielmente el sistema eléctrico e hídrico para simular lo que puede ocurrir en cada posible escenario hidrológico a lo largo del año.

En 2012, el sistema eléctrico ya había dado una segunda alerta, después de la de 2010, de que algo andaba mal en la manera en que se operaban los embalses. El caso de 2012 es emblemático, pues empezamos el año con un récord histórico de almacenamiento (superior al 70 %) y lo terminamos también con un récord histórico, pero inverso: el almacenamiento más bajo (cerca del 30 %). Lo intrigante es que los caudales afluentes de ese año no fueron severamente secos, solo un poco inferiores al promedio. Y entonces nos preguntamos: ¿qué llevó a este vaciamiento de los embalses en 2012?

Parte de la respuesta está en la manera en que planificamos el uso del agua de los embalses para producir electricidad. Los modelos computacionales de planificación de la operación que utiliza actualmente el ONS tienen dificultades para aproximar de manera satisfactoria la realidad operativa. Como resultado, la planificación se vuelve miope y la operación, estructuralmente arriesgada.

Podemos resumir cuatro puntos de mejora de estos modelos que deberían analizarse. Los dos primeros son de carácter técnico/computacional:

1. diversas restricciones operativas reales del sistema eléctrico, como las restricciones de transmisión y de seguridad, las restricciones individuales de cada embalse y la cascada hidráulica, están extremadamente simplificadas en el modelo computacional que planifica el uso del agua;
2. el modelo de previsión de caudales afluentes de la región Nordeste sobrestima sistemáticamente (desde hace 20 años) la cantidad de agua que llega a esta región, y lo mismo ocurre con la generación de energía de las centrales de biomasa, las pequeñas centrales hidroeléctricas y las eólicas.

Los dos últimos, en cambio, son de carácter técnico/regulatorio:

3. la regulación no emplea mecanismos de incentivo eficientes para que las empresas informen los datos técnicos más precisos sobre sus centrales y, lamentablemente, tampoco exige que el ONS realice auditorías sistemáticas de muchos de los datos relevantes para garantizar la fidelidad de los modelos a la realidad, y
4. por último, los sistemáticos retrasos en el cronograma de expansión, y el hecho de que no se consideren en los modelos, hacen que estos no ahorren agua, pues imaginan un futuro en el que las fechas de entrada en operación de las nuevas centrales y líneas de transmisión siempre se cumplirán.

En el contexto actual, los modelos indican siempre reservas de agua más optimistas de lo que deberían, imaginando un futuro siempre más abundante y simple que la realidad. Otro punto relevante y poco comentado es la baja eficiencia de producción de las hidroeléctricas cuando operan con los embalses vacíos. En esta situación, se necesita un volumen mayor de agua, en comparación con el que se necesitaría con niveles normales de almacenamiento, para producir el mismo megavatio-hora de energía. Es decir, cuanto peor es la situación, más difícil y cara se vuelve la recuperación.

Desde julio de 2014 ya tenemos indicaciones técnicas para emplear algún tipo de mecanismo preventivo de reducción del consumo. Pero el gobierno niega cualquier posibilidad y apuesta por una reversión, aun viviendo un escenario nunca antes visto. Hoy, lamentablemente, nos encaminamos hacia una coyuntura en la que la probabilidad de tener que racionar ya supera la increíble barrera psicológica del 50 %, según datos divulgados recientemente por consultores especializados que, obviamente, consideran en sus análisis hipótesis y datos distintos de los oficiales.

Cuando no conocemos algo, lo habitual es ser más cautelosos de lo normal. ¿El hecho de que estemos lidiando con una sequía severa confirmada desde 2014 nos da la prerrogativa de apostar por la reversión o nos impone el deber de prepararnos para lo peor? Imagine que usted es un padre de familia y pierde el empleo. Después de un año gastando sus ahorros sin conseguir un nuevo empleo, ¿seguiría saliendo a cenar y manteniendo su antiguo nivel de vida, como si nada estuviera pasando?

Diversos estados ya están racionando agua. Los principales embalses del Sudeste ya rozan el límite crítico de seguridad del 10 %. Embalses importantes, como el de Ilha Solteira, ya cayeron por debajo de ese límite, y sus centrales fueron desconectadas. El gran problema ahora es que no existe un cartel que avise del final del camino. No hay una metodología oficial, transparente, reproducible y auditada para calcular un índice de escasez energética que indique si es necesario o no un racionamiento.

Es como si no tuviéramos un índice de inflación y solo pudiéramos reivindicar y presionar a los gobernantes con nuestras propias percepciones. En última instancia, esto crea una enorme distancia entre los agentes y el gobierno, y trae más incertidumbre a un sector que depende de su atractivo para sostenerse.

Hora de revisar la operación y la expansión del sector eléctrico

Título original: *Hora de rever a operação e expansão do setor elétrico*
Valor Econômico · 27 de noviembre de 2015
Versión publicada: drive.google.com

RESUMEN

La crisis energética obliga a reevaluar las acciones del gobierno y las instituciones que rigen la operación y expansión del sector. El primer problema es la operación. Desde hace tres años, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico despacha constantemente térmicas contra la metodología oficial, alegando seguridad del sistema. Ese despacho cuesta miles de millones y quita previsibilidad a hidroeléctricas, térmicas, consumidores y comercializadores. Organismos gubernamentales como el Ministerio de Minas y Energía influyen cada vez más en esas decisiones. El modelo oficial agrega embalses, apenas representa la transmisión y prevé caudales solo con su pasado, aunque hace más de una década existen versiones individualizadas. Propongo pruebas de estrés públicas frente a modelos alternativos, un operador con autonomía ágil sobre sus modelos que rinda cuentas a la sociedad, y datos auditados constantemente. El segundo problema es la expansión. Nuevas térmicas, eólicas e hidroeléctricas con embalses mínimos exigen más generación térmica, costos y emisiones de CO_2. Prohibir grandes embalses para proteger el medio ambiente local impone costos globales. En el Norte, los nuevos proyectos inundarían menos de 10.000 km²; la Amazonia Legal perdió en promedio 14.315 km² anuales por deforestación entre 2000 y 2013. Los embalses también almacenan viento, y la eólica y la solar deben crecer con la hidroeléctrica.

La crisis energética que enfrenta el país nos obliga a reevaluar las acciones del gobierno y el papel de las entidades que rigen la operación y la expansión del sector eléctrico.

Tenemos una metodología oficial, programada en forma de modelos computacionales, para determinar cómo deben producir las centrales térmicas a fin de proteger los embalses y minimizar el costo total de la operación. En los últimos tres años, sin embargo, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) las ha despachado constantemente, en contra de esta metodología, alegando el mantenimiento de la seguridad del sistema. Pero este despacho adicional no es gratuito. Viene produciendo un costo de miles de millones y diversos efectos colaterales para los agentes del sector, la economía y la sociedad.

La gran discrepancia entre las acciones recomendadas por los modelos y lo que realiza el ONS lo vuelve extremadamente vulnerable y crea un ambiente de inestabilidad regulatoria. Las hidroeléctricas ya no saben cuándo volverán a producir y dejarán de comprar energía en el corto plazo. Las térmicas, que ya alcanzaron su límite de horas de uso, no saben cuándo harán su mantenimiento. Los consumidores pagan precios que no reflejan la operación, con cargos distorsionados, y los comercializadores se quedan sin espacio para crear buenos negocios.

El uso de modelos tiene diversas ventajas. Los modelos nos permiten simular el impacto de medidas o situaciones adversas antes de que realmente se implementen u ocurran. De esta forma, proporcionan transparencia y previsibilidad a los agentes. Por último, pero no menos importante, permiten acumular conocimiento con mejoras basadas en los errores o imprevistos del pasado. Pero, para que esa ventaja salga del plano conceptual, es necesario invertir fuertemente en la retroalimentación continua entre el modelo y su perfeccionamiento.

En pleno siglo XXI, aun con la gran capacidad de procesamiento paralelo en la nube ya disponible, utilizamos un modelo agregado de embalses que apenas representa la red de transmisión, cuando en el mercado existen, desde hace más de una década, versiones de esta metodología individualizadas por embalse y capaces de representar en detalle las restricciones de transmisión. Además, en plena era del Big

Data, seguimos utilizando un modelo de previsión de caudales que solo mira su propio pasado y desprecia la información climática disponible.

Defiendo una reforma de la gestión de estos modelos y metodologías. Los modelos deberían ponerse a prueba, públicamente, mediante pruebas de estrés y comparaciones con modelos alternativos. En este escenario, el ONS, responsable de la operación, debería tener una autonomía amplia y ágil sobre las mejoras de los modelos y rendir cuentas de sus decisiones a la sociedad. Los datos de entrada deberían auditarse constantemente para crear presión sobre todas las partes involucradas a fin de mejorar la calidad de la información. Esto aportaría una gran ganancia de robustez, precisión y confiabilidad a los modelos, propiedades indispensables para que haya un acercamiento real y sincero entre ellos y la operación que realiza el ONS.

Además, estos despachos "por fuera" de la metodología han estado cada vez más influidos por organismos vinculados al gobierno (el Ministerio de Minas y Energía, por ejemplo). Estos organismos no deberían interferir en las atribuciones del ONS, que debe operar el sistema con independencia de intereses políticos coyunturales.

El segundo problema es el de la expansión del parque generador. Como la expansión de nuevas centrales se está dando con térmicas, eólicas e hidroeléctricas (con embalses tan pequeños que están obligadas a turbinar toda el agua que llega), vamos a necesitar térmicas generando durante más tiempo. Ellas compensan el trabajo que realizaban los embalses más grandes, que regulan los caudales afluentes y transfieren agua de las estaciones húmedas a las secas. La consecuencia de esta política de expansión del sistema es un costo de operación más elevado y un aumento considerable de las emisiones de CO_2.

La alternativa es conocida, pero se ha ignorado: retomar los estudios que consideran embalses más grandes. La sociedad y los organismos responsables no están poniendo en la balanza que, para mitigar el impacto ambiental local de la inundación, prohibir los grandes embalses genera un impacto global sobre el medio ambiente, la tarifa, la seguridad energética y la sociedad. Obviamente, no debemos salir a construir cualquier embalse, sino reevaluar la manera en que medimos sus impactos positivos y negativos.

Si observamos la Región Norte, por ejemplo, el área de inundación necesaria para aprovechar por completo los embalses de los nuevos proyectos es inferior a 10.000 km² (cerca del 0,15 % del área de la selva amazónica), mientras que el área deforestada media (de 2000 a 2013) de la Amazonia Legal, según datos del Instituto Nacional de Investigaciones Espaciales (Inpe), fue de 14.315 km² por año.

Además, las fuentes alternativas, como la eólica y la solar, aun siendo beneficiosas para el sistema, no pueden sustituir a las hidroeléctricas con embalse, pues son estas, las hidroeléctricas, las que producen en ausencia de viento o de radiación solar. Los embalses de las hidroeléctricas también desempeñan el papel de una tecnología para "almacenar viento", pues guardan el agua energéticamente equivalente a los excedentes de la generación eólica. Así, la expansión de las fuentes alternativas debe darse en consonancia con la expansión de las hidroeléctricas. De lo contrario, se despacharán más térmicas para compensar la variabilidad inherente de las fuentes renovables alternativas.

Por último, la combinación de una operación no transparente, realizada bajo la interferencia del gobierno y de manera incompatible con lo que propone la metodología oficial, con una expansión que no ve los múltiples beneficios de los embalses (principal recurso barato y todavía disponible que aporta seguridad y robustez al sistema) pone en evidencia un problema estructural y de gobernanza en el sector eléctrico. Necesitamos acercar la metodología de operación a la realidad operativa, fortalecer el papel de las entidades y considerar, dentro del proceso de expansión del parque generador, los impactos positivos y negativos globales que cada fuente produce en la operación del sistema y en el medio ambiente.

Capítulo 3

La coherencia perdida: modelos, instituciones y la crisis que se repite

2016–2021

En este capítulo

La bienvenida revisión del método de cálculo del precio de la energía eléctrica 37
Métricas de evaluación y monitoreo 41
El mercado eléctrico y la reestructuración institucional 44
La inconsistencia del sector eléctrico y la crisis que se repite 48

Introducción

La coherencia entre cómo se planifica la operación y cómo ocurre en la realidad es la cualidad que el sector eléctrico brasileño olvidó. Su ausencia genera ineficiencia, judicialización y corrupción, y reduce el atractivo del sector para el capital privado. En 2016, después de la crisis de los años anteriores, el comité del gobierno que monitorea el sector eléctrico anunció una revisión de los métodos usados para despachar las centrales y formar los precios. Celebré la revisión con la condición de que restableciera esa coherencia perdida. Escribí los cuatro artículos aquí reunidos entre 2016 y 2021, y abordan la coherencia desde cuatro ángulos: los modelos, la medición de sus resultados, las instituciones que los operan y la crisis que su inconsistencia volvió a producir en 2021.

Los modelos importan porque todo el diseño depende de ellos. El modelo de operación determina el precio spot, al que el mercado liquida lo que cada agente generó o consumió por encima o por debajo de sus contratos. También determina las garantías físicas y los parámetros que deciden cómo compiten las tecnologías en las subastas de nueva generación. Las garantías físicas son los certificados de energía firme que respaldan cada contrato. Cuando el modelo de planificación de largo plazo ignora la transmisión, los embalses individuales, la eficiencia no lineal de las hidroeléctricas y los criterios de seguridad que efectivamente se aplican, construye una visión optimista del futuro. La reserva de agua queda entonces mal preparada para el estrés, y el modelo de corto plazo pasa la mayor parte del tiempo llevándose sustos con la realidad. Buena parte de la volatilidad del precio spot proviene de este proceso. Por eso sostuve que hay que corregir la representación del futuro antes de que alguien calibre los parámetros de aversión al riesgo, o terminamos calibrando la aversión a un riesgo imaginario. En 2019 añadí un paso práctico. La operación planificada y la realizada deberían compararse mediante métricas publicadas, así como el país sigue sus índices de inflación, porque nadie podía saber si los desvíos venían de previsiones de caudales erróneas o de un modelo demasiado simplificado.

Las instituciones explican por qué fue tan difícil recuperar la coherencia. El operador del sistema y el operador del mercado debían

usar modelos de un único proveedor, el Centro de Investigaciones de Energía Eléctrica de Eletrobras, que no respondía al operador del sistema. El operador no podía elegir sus propias herramientas. El planificador trabajaba separado del operador, aunque el operador tiene la información que el planificador necesita y la planificación existe para servir a la operación. Con la responsabilidad repartida entre varios organismos, nadie es plenamente responsable de nada, y la cuenta va al consumidor. El modelo centralizado basado en costos auditados había servido bien en los años noventa, y desde el fin del racionamiento, a comienzos de los años 2000, un mercado basado en ofertas se ve cada vez más como el camino a seguir. La Consulta Pública n.º 33, de 2017, puso esta discusión sobre la mesa. Llegar allí requiere personas calificadas, instituciones organizadas para que funcionen los incentivos de autoajuste y un cronograma realista.

La crisis volvió en 2021, y el 27 de mayo el comité del gobierno se reunió en sesión extraordinaria. Los embalses del Sudeste estaban en torno al 32 % al inicio de la estación seca, tras una de las peores estaciones húmedas registradas, y el precio spot todavía rondaba una mediana de R$ 250/MWh. La causa era la que yo había descrito en 2016. El valor del agua mide cuánto baja el costo futuro del suministro cuando el agua se mantiene almacenada. En 2021 provenía de un modelo de largo plazo que ignoraba la red, los embalses individuales y más de quince años de evidencia de caudales afluentes decrecientes. Su sesgo optimista pasaba a las decisiones operativas y a los precios actuales, mientras el modelo de programación de corto plazo veía todas las restricciones que el de largo plazo ignoraba. El resultado es una secuencia que el sector conoce desde 2013. Las centrales térmicas se despachan demasiado tarde, los embalses se vacían antes de tiempo y los precios se mantienen artificialmente bajos. Luego el operador, que desconfía de sus modelos, despacha centrales fuera del orden de mérito, y los precios llegan al techo regulatorio cuando ya no hay nada más que hacer.

Ideas centrales

1. La coherencia entre la planificación de la operación y la realidad es la cualidad que el sector olvidó, y su ausencia genera ineficiencia, judicialización y corrupción.
2. El modelo de operación es la piedra angular del diseño brasileño, porque determina el precio spot, las garantías físicas y los parámetros de las subastas de nueva generación.
3. La inconsistencia entre la operación planificada y la realizada explica buena parte de la volatilidad del precio spot.
4. Antes de calibrar la aversión al riesgo hay que corregir la representación del futuro dentro del modelo, o el sector calibra la aversión a un riesgo imaginario.
5. La operación planificada y la realizada deberían compararse mediante métricas publicadas e independientes, como un registro del despacho fuera del orden de mérito y los errores de las previsiones de 1 a 48 meses hacia adelante.
6. La estructura institucional no deja a nadie responsable de los resultados, con un proveedor de modelos que no responde al operador, un operador que no puede elegir sus modelos y un planificador separado del operador.
7. El modelo centralizado basado en costos sirvió en los años noventa, y un mercado basado en ofertas requiere personas calificadas, instituciones reorganizadas y un cronograma realista.
8. La crisis de 2021 repitió las anteriores desde 2013, y el remedio es dar al operador libertad para elegir sus modelos y exigirle cuentas por la correspondencia entre la operación planificada y la realizada.

Conclusiones

Entre 2016 y 2021 el diagnóstico no cambió, y tampoco el resultado. Los modelos que planifican el uso del agua y forman los precios siguieron construyendo una visión optimista del futuro, y la estructura

institucional no dejó a nadie responsable de la brecha. El remedio que propuse sigue dos principios básicos de la gestión empresarial: dar libertad y exigir resultados.

Los artículos

La bienvenida revisión del método de cálculo del precio de la energía eléctrica, en Valor Econômico el 1 de septiembre de 2016, enuncia el principio de coherencia y explica por qué el modelo de operación es la piedra angular del diseño. *Métricas de evaluación y monitoreo*, en CanalEnergia el 15 de enero de 2019, propone indicadores publicados de la correspondencia entre la operación planificada y la realizada. *El mercado eléctrico y la reestructuración institucional*, en Valor Econômico el 31 de enero de 2019, al inicio de un nuevo gobierno, analiza los obstáculos institucionales a un mercado basado en ofertas. *La inconsistencia del sector eléctrico y la crisis que se repite*, en Valor Econômico el 16 de junio de 2021, muestra el mismo mecanismo en acción en la crisis hídrica de ese año y pide un operador libre para elegir su software y responsable de sus resultados.

La bienvenida revisión del método de cálculo del precio de la energía eléctrica

Título original: *A bem-vinda revisão do método de cálculo da energia elétrica*
Valor Econômico · 1 de septiembre de 2016
Versión publicada: lamps.ind.puc-rio.br

RESUMEN

La coherencia entre planificación operativa y realidad es la cualidad olvidada del sector eléctrico; su ausencia genera ineficiencia, judicialización y corrupción. El Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico planteó revisar las metodologías de despacho y formación de precios. La celebro si replantea quién responde por los modelos e introduce auditoría de datos. El Centro de Investigaciones de Energía Eléctrica, de Eletrobras e independiente del operador, provee en exclusiva los modelos obligatorios de los operadores del sistema y del mercado. Las opciones van del código abierto a reorganizar por completo instituciones y responsabilidades. Un grupo de trabajo de agentes, universidades y gobierno debe probarlas en cerca de un año. Nuestros estudios muestran que la inconsistencia entre operación planificada y realizada genera gran sobrecosto y explica buena parte de la volatilidad del precio de corto plazo. El modelo de largo plazo ignora transmisión, embalses individuales, eficiencia hidroeléctrica no lineal y criterio de seguridad. Ve así un futuro optimista, y el de corto plazo vive asustándose con la realidad. El modelo de operación es la piedra angular del diseño, del precio a las garantías físicas y los parámetros de subasta. Antes de calibrar la aversión al riesgo hay que corregir el cálculo del futuro, o calibraremos aversión a un riesgo imaginario.

La principal cualidad olvidada en los últimos años en el sector eléctrico, y cuya ausencia produjo gran parte de los problemas que acumulamos hoy, es la coherencia. La falta de coherencia trae diversos efectos colaterales

conocidos en el sector: ineficiencia, judicialización y corrupción. Esos efectos, que reducen el atractivo del sector para el capital privado y su sostenibilidad de largo plazo, pueden mitigarse mediante la búsqueda de la coherencia perdida entre la planificación de la operación y la realidad.

En la última acta del Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE), el gobierno señaló la necesidad de revisar las metodologías de despacho y de formación de precios, de forma que se dé más transparencia y eficiencia al mercado de energía eléctrica. La revisión anunciada por el gobierno es bienvenida y, si se hace bien, será beneficiosa para el mercado. Pero el tema es complejo y debería implicar una amplia discusión técnica.

Necesitamos recuperar la coherencia e introducir robustez regulatoria en las metodologías. Para que esta revisión no sea solo un cambio regulatorio más, de los que solo introducen ruido en la planificación de todos los agentes y crean así más incoherencia, es necesario repensar la estructura institucional de quienes son responsables de los modelos e introducir algún proceso de control y auditoría de los datos.

Pero no podemos caer en el error de la burocracia y del control centralizado ineficiente. Necesitamos encontrar un diseño que conduzca individualmente a todos los agentes, de la generación al consumidor, del operador del sistema al operador del mercado, hacia la eficiencia y la consistencia. Los agentes tienen que recibir incentivos para invertir en tecnología que les permita medir y prever mejor sus propios datos. El operador tiene que ser inducido a seleccionar el mejor modelo y a ser consistente con él.

Actualmente estamos anclados en un diseño regulatorio antiguo, poco ágil y que no induce eficiencia ni coherencia, en el que el Cepel (Centro de Investigaciones de Energía Eléctrica), entidad vinculada al grupo Eletrobras e independiente del ONS (Operador Nacional del Sistema Eléctrico), es el único proveedor y mantenedor de la cadena de modelos que tanto el operador del sistema como el del mercado deben utilizar.

Se pueden concebir muchos diseños: desde un diseño de "código abierto" (en el que el código de los modelos es abierto y recibe contribuciones periódicas) hasta una reorganización jerárquica completa de las instituciones y de las responsabilidades. Por eso, esta revisión debe ser amplia y debe involucrar a los agentes, a las universidades (de Brasil

y del exterior; sí, tenemos mucho que aprender de los investigadores extranjeros) y al gobierno. Necesitamos formar un grupo de trabajo para poner a prueba las ideas y sus impactos mediante estudios de simulación de toda la cadena. Necesitamos encontrar la estructura institucional que induzca la coherencia. Y esto no es cosa de cuatro meses, pero tampoco puede llevar mucho más de un año.

Nuestros estudios más recientes sobre el impacto de la inconsistencia entre la operación planificada y la efectivamente realizada, derivada de las simplificaciones de los modelos, muestran resultados que corroboran la alta relevancia de este tema y su fuerte impacto en términos de sobrecosto. Gran parte de los problemas que conocemos hoy se ven amplificados por este tipo de inconsistencia y por imprecisiones en los datos de entrada.

Por ejemplo, gran parte de la volatilidad del PLD (precio de liquidación de diferencias, que es el precio de corto plazo, o spot, de la energía), que tanto atormenta a los agentes del sector, puede explicarse por este proceso. Cuando planificamos la reserva de agua con un modelo simplificado del sistema, que, por ejemplo, ignora las restricciones de transmisión, las restricciones individuales de los embalses y la no linealidad de la eficiencia de las hidroeléctricas, y no considera el criterio de seguridad ni la asignación de las reservas que efectivamente se aplican, creamos dentro del modelo una visión del futuro que es, en general, optimista. Así, la reserva de agua estará siempre mal preparada para situaciones de estrés. Como consecuencia, el sistema se vuelve gradualmente más vulnerable y el modelo de corto plazo pasa la mayor parte del tiempo llevándose sustos con una realidad que el modelo de largo plazo no supo percibir.

El susto del modelo de operación se traduce en los altos picos del PLD que señalan la escasez de recursos. Pero podemos añadir al conjunto de fuentes de inconsistencia las incertidumbres clásicas no modeladas, como la variabilidad de la carga y de los costos de combustible, y las imprecisiones en los datos de entrada, como el cronograma de entrada en operación. Estas generan efectos bastante similares porque, nuevamente, la operación planificada se aleja de la realizada.

El modelo de operación, en nuestro diseño sectorial actual, es la piedra angular, e influye desde el PLD hasta el cálculo de las garantías físicas (certificados de energía firme) y los parámetros que definen la competitividad de las distintas tecnologías en las subastas de nuevos proyectos de generación. Por lo tanto, el modelo de operación influye directa o indirectamente en toda la cadena del sector eléctrico, incluido el propio atractivo del sector para el capital privado. Así, antes de calibrar los parámetros de aversión al riesgo del actual modelo computacional, debemos revisar cómo estamos calculando el futuro dentro de él, para no caer en la trampa de calibrar parámetros de aversión a un riesgo imaginario, que no será el que vamos a enfrentar.

Acercar los modelos a la realidad eleva la transparencia y la credibilidad de las entidades del sector, reduce al mínimo los litigios y aumenta la previsibilidad de los precios de la energía en el corto y el largo plazo. Una mayor previsibilidad de los precios, a su vez, beneficia a todos los agentes e inversores que hacen los deberes y aleja a quienes buscan ganancias solo anticipándose a las medidas regulatorias paliativas que la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) y el ONS se ven obligados a tomar para corregir las distorsiones creadas por la falta de coherencia.

Métricas de evaluación y monitoreo

Hoy en día no sabemos si nos estamos desviando de lo planificado porque nos equivocamos mucho en los caudales o porque simplificamos demasiado el modelado del sistema eléctrico; todo está mezclado y sin medir

Título original: *Métricas de avaliação e monitoramento*
CanalEnergia · 15 de enero de 2019
Versión publicada: canalenergia.com.br

RESUMEN

En Brasil se invierte mucho en que el modelo de planificación operativa converja y corra rápido. Ni una fracción se destina a evaluar sus políticas operativas en la práctica. Sin indicadores, la sociedad no tiene referencias para debatir. No sabemos si nos desviamos del plan por errores de caudal o por exceso de simplificación. Un historial publicado del despacho fuera del orden de mérito mostraría cuánto desconfía el operador de los modelos. Esas cifras están dispersas en informes; ninguna institución imparcial las publica. Tampoco seguimos los errores de previsión de caudales, carga y pequeñas renovables en el horizonte de planificación. La coherencia con el plan importa sobre todo en sistemas hidrotérmicos, donde se sopesa el beneficio de guardar agua y el costo de no usarla hoy. Equivocarse ahí puede costarle caro a la sociedad. Propongo medir la correspondencia entre operación planificada e implementada para que el Operador Nacional del Sistema Eléctrico evalúe su desempeño. Si las previsiones a 1–48 meses fallan fuera de los márgenes estadísticos, los modelos de corto plazo reciben señales erróneas de costo de oportunidad. Los recursos más baratos se malgastan y se agotan. Índices sectoriales regulares, como los de inflación, ayudarían hoy a los agentes y a la transición a un mercado basado en ofertas.

En el sector eléctrico brasileño, históricamente se dedican muchos esfuerzos (con razón) a hacer que el modelo computacional de planificación de la operación de largo y mediano plazo converja de manera estable y a garantizar un desempeño computacional adecuado con métodos de selección de cortes, etc. Sin embargo, no dedicamos ni una fracción de esa energía a crear metodologías de evaluación y control de calidad de las políticas operativas derivadas de estos modelos cuando se implementan en la práctica. Ante tal falta de control y la ausencia de indicadores que permitan un consenso mínimo sobre la adecuación de una política operativa dada, la sociedad se queda sin parámetros ni referencias para llevar adelante las discusiones y los cambios necesarios.

Hoy en día no sabemos si nos estamos desviando de lo planificado porque nos equivocamos mucho en los caudales o porque simplificamos demasiado el modelado del sistema eléctrico; todo está mezclado y sin medir. El historial, con una metodología publicada de manera clara y transparente, de la frecuencia, la cantidad y el costo de la energía despachada fuera del orden de mérito por motivos de seguridad energética podría indicar el grado de desconfianza del operador respecto de los modelos. Sin embargo, este es solo un ejemplo de cifras que existen dispersas en informes del sector, pero que ninguna institución imparcial organiza ni publica de manera sistemática. No hacemos el seguimiento de los errores de previsión de los caudales, de la carga y de la inyección renovable (pequeñas centrales) a lo largo del horizonte de mediano y largo plazo utilizado en la planificación. No basta con acertar en promedio con un mes de antelación; es importante que las previsiones sean consistentes en el mediano y el largo plazo.

La consistencia entre la planificación y la realidad operativa es una señal de gran relevancia, sobre todo en un sistema hidrotérmico, donde el recurso hídrico es un recurso escaso que debe gestionarse a lo largo del tiempo. Así, la etapa de planificación es importante porque permite decidir el uso óptimo de este recurso en función de la relación entre el beneficio económico de almacenarlo para el futuro y el costo de no utilizarlo hoy. Estudios recientes realizados por investigadores del Laboratorio de Programación Matemática y Estadística Aplicadas (LAMPS) de la Pontificia Universidad Católica de

Río de Janeiro (PUC-Rio) muestran que equivocarse en este cálculo puede representar un enorme costo para la sociedad, con diversas repercusiones. Una metodología para el seguimiento de la planificación frente a la realidad sería, por lo tanto, una iniciativa innovadora y totalmente alineada con la idea que sustenta los modelos multietapa y con la importancia de que sean temporalmente consistentes.

La creación y el uso de métricas para el seguimiento de la correspondencia entre la operación planificada y la efectivamente implementada serían un primer gran paso para permitir que el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) ponga a prueba su desempeño y mejore la coherencia entre sus modelos y sus acciones operativas. Si las previsiones realizadas por los modelos de planificación para el horizonte de 1 a 48 meses hacia adelante no se verifican en la práctica, dentro de los márgenes estadísticos, eso significa que estamos trayendo de la planificación señales erróneas de costo de oportunidad a los modelos de corto plazo. La consecuencia de este desacople es bien conocida: un uso sistemáticamente ineficiente y el agotamiento de los recursos más baratos del sistema.

Hoy en día tenemos algunas iniciativas dispersas, con metodologías poco transparentes y no publicadas. Así como seguimos los índices de inflación, la balanza comercial, etc., podríamos tener una gama de índices sectoriales publicados con regularidad, con una amplia discusión técnica sobre las metodologías de cálculo, transparencia e imparcialidad. Tales métricas traerían grandes beneficios a los agentes incluso en el actual modelo sectorial, en el que la operación se define de manera centralizada, y serían un paso importante en la transición hacia un modelo de mercado basado en ofertas.

El mercado eléctrico y la reestructuración institucional

Título original: *O mercado elétrico e a reestruturação institucional*
Valor Econômico · 31 de enero de 2019
Versión publicada: lamps.ind.puc-rio.br

RESUMEN

El sector eléctrico opera bajo la coordinación centralizada del Operador Nacional del Sistema Eléctrico, basada en costos auditados. Ese esquema sirvió bien en los noventa, cuando descubríamos los beneficios de la gestión hídrica integrada. Desde el racionamiento de inicios de los 2000, el mercado basado en ofertas gana reconocimiento como solución eficiente a su agotamiento. Crisis tras crisis, el modelo centralizado no reacciona a tiempo a adversidades climáticas, físicas, económicas y políticas. Aun tras la reforma de 2004, persistió la falta de incentivos a la eficiencia y a responder por los datos. Sostengo que uno de los principales obstáculos es institucional. Faltan personas calificadas, la academia tiene currículos desactualizados y las empresas invierten poco en ella. Los organismos sectoriales y gubernamentales arrastran viejos vicios, burocracia y proteccionismo institucional. Primero, operador y planificador trabajan separados, aunque el operador tiene lo que el planificador necesita. Segundo, el operador no puede elegir sus modelos, monopolio del brazo de investigación de Eletrobras. Con la responsabilidad diluida, nadie responde por nada, y la cuenta va al consumidor. La consulta pública de 2017 sobre modernizar el sector puso estos temas sobre la mesa. El nuevo gobierno abre una ventana, si formamos personas, organizamos instituciones para el autoajuste y fijamos un cronograma realista de cuatro años.

El modelo operativo vigente en el sector eléctrico brasileño tiene como supuesto la coordinación centralizada de los recursos energéticos por

parte del Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), sobre la base de costos auditados. Ese modelo tuvo un papel fundamental en los años noventa, cuando descubríamos los beneficios de la gestión integrada de los recursos hídricos en un sistema con una amplia diversidad y complementariedad de regímenes hidrológicos. Sin embargo, desde el fin del racionamiento, a comienzos de los años 2000, la implementación de un mercado basado en ofertas es cada vez más reconocida como la solución que favorece la eficiencia ante el agotamiento del actual modelo sectorial.

El modelo actual, en el que todos los datos y las visiones de futuro se gestionan de manera centralizada, viene mostrándose, crisis tras crisis, incapaz de reaccionar a tiempo ante las adversidades climáticas, físicas, económicas y políticas. Incluso después de la amplia reforma regulatoria de 2004, la ausencia de incentivos a la eficiencia operativa y la falta de coherencia en la responsabilización de los agentes por sus acciones y por la precisión de los datos técnicos que informan permanecieron, en gran medida, inalteradas. Y, a pesar de las innumerables demostraciones de agotamiento del modelo centralizado y del creciente clamor por un modelo más coherente con los incentivos de mercado, aun así se ha avanzado poco en el debate técnico sobre esa transición.

No existe en el sector una discusión objetiva y técnica sobre propuestas prácticas para un mercado basado en ofertas que considere las peculiaridades del sector eléctrico brasileño. Y, al contrario de lo que se dice por ahí, la experiencia internacional puede ayudarnos mucho. La ausencia de una masa crítica de personas realmente calificadas para abordar y encauzar estas discusiones es un gran vacío. Sin embargo, la academia no viene preparando los recursos humanos para esta discusión y mantiene planes de estudio desactualizados para enfrentar esta nueva realidad, en la que conceptos de la economía y de la ingeniería se mezclan de manera indisociable. Las empresas tampoco realizan grandes inversiones en la academia para elevar el nivel técnico del sector, a diferencia de los países desarrollados, donde la asociación entre industria y academia ya se ha confirmado como el principal sustrato para la transición entre modelos. Las entidades sectoriales y gubernamentales, por su parte, están en su mayoría dominadas por vicios y visiones

antiguas que impiden las actualizaciones más obvias y necesarias de personal y de estructura, por lo general a causa de la burocracia y del proteccionismo institucional.

No obstante, en la actual estructura jerárquica de las instituciones sectoriales reside uno de los mayores obstáculos para que esta discusión ocurra y para que el statu quo pueda cuestionarse mediante mecanismos internos del propio sector. La estructura actual se organizó con el paso del tiempo precisamente para impedir la discusión amplia. Además, una segunda consecuencia de esta estructura organizativa proteccionista es el aislamiento institucional y una gran pérdida de eficiencia en la interacción entre entidades que deberían trabajar en estrecha cooperación.

Algunos ejemplos interesantes de grandes ineficiencias son fácilmente identificables. El primero se da en la separación completa entre el ONS (Operador Nacional del Sistema Eléctrico), responsable de operar el sistema eléctrico de manera eficiente, y el planificador, responsable de proyectar el sistema para que el primero pueda desempeñar su papel de la mejor forma posible. Independientemente de cómo estos dos agentes realicen sus tareas, utilizando los resultados de un mercado o de manera totalmente centralizada, el principio general que se desprende de la definición de estos dos organismos ya nos indica que deberían caminar juntos. Al fin y al cabo, el operador tiene la información que el planificador necesita, y el planificador planifica para provecho del operador. Sin embargo, hoy tenemos una separación total entre los dos agentes, que se traduce en datos y criterios desconectados y en una falta de coordinación entre la expansión y la operación.

Un segundo ejemplo se deriva de la falta de libertad del operador para elegir sus modelos computacionales de operación. En contra de la experiencia internacional y del sentido común, el suministro de los modelos computacionales que el operador debe utilizar para optimizar el uso de los recursos energéticos es un monopolio del Cepel (Centro de Investigaciones de Energía Eléctrica), brazo de estudios de Eletrobras, que no responde al ONS.

Esta restricción, además de crear las ineficiencias típicas que produce cualquier reserva de mercado, impide cualquier política efectiva de

rendición de cuentas o de premio al ONS por la eficiencia y la coherencia en el uso de los recursos energéticos. En este escenario, en el que la responsabilidad por las ineficiencias está repartida entre varias instituciones, nadie es 100 % responsable de nada. El resultado lo conocemos bien: muchos ganan por los motivos equivocados, la cuenta va al consumidor y los beneficiarios luchan por mantener el statu quo.

La implementación de un mercado trae consigo la posibilidad de una ganancia sistémica de grandes proporciones con la reorganización de las instituciones y la realineación de sus papeles e incentivos. La Consulta Pública n.º 33 (CP 33), de 2017, que trata de la modernización de las reglas del sector eléctrico brasileño, puso sobre la mesa esta y muchas otras discusiones importantes. Tenemos ahora una ventana de oportunidad única en este inicio de gobierno para comenzar los cambios. Pero necesitamos un programa que reconozca la complejidad de esta agenda y que no llegue con fórmulas cerradas, pues el debate técnico previo y el análisis de la experiencia internacional son de vital importancia.

Por último, es necesario preparar recursos humanos para una transición sólida, organizar las entidades para que los incentivos de autoajuste sean efectivos y crear un cronograma realista para los próximos cuatro años.

La inconsistencia del sector eléctrico y la crisis que se repite

El precio spot (PLD), que tiene en cuenta la operación del sistema en condiciones adversas, no capta un riesgo inminente que todos perciben

Título original: *A inconsistência do setor elétrico e a repetida crise*
Valor Econômico · 16 de junio de 2021
Versión publicada: valor.globo.com

RESUMEN

El 27 de mayo de 2021, el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico se reunió extraordinariamente por una nueva crisis hídrica. Los embalses del Sudeste iniciaban la estación seca en torno al 32 %, tras una de las peores estaciones húmedas registradas. Aun así, el precio spot, calculado con modelos que simulan condiciones adversas, rondaba una mediana de R$ 250/MWh. Por suerte, el problema más concreto es fácil de identificar. El operador debe calcular el valor del agua con el modelo oficial de largo plazo. Este ignora la red, las restricciones de cada embalse y más de 15 años de evidencias de caudales afluentes decrecientes. Su sesgo optimista pasa a la operación y a los precios. El modelo de corto plazo ve las restricciones que el otro ignora. Esta inconsistencia produce una secuencia conocida: térmicas despachadas tarde, embalses vaciados pronto, precios artificialmente bajos antes de la crisis, despacho fuera del orden de mérito por un operador que desconfía de los modelos y precios en el techo regulatorio cuando ya nada puede hacerse. Los mismos efectos produjeron las crisis desde 2013. Propongo dos principios básicos de gestión corporativa. El operador debería elegir libremente el software que juzgue más eficiente. Y debería responder por la adherencia entre lo planificado y lo realizado.

El 27 de mayo de 2021, el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE) se reunió de forma extraordinaria para evaluar la nueva crisis hídrica del país. El diagnóstico fue el que todos ya conocían: embalses del Sudeste en niveles muy bajos para el inicio de la estación seca (aproximadamente el 32 % de su capacidad máxima), uno de los peores registros de caudales afluentes entre septiembre de 2020 y mayo de 2021 (la estación húmeda, en la que los embalses se llenan para enfrentar la estación seca) y la necesidad de relajar restricciones y coordinar los diversos usos del agua para que podamos atravesar la estación seca sin racionar.

Mientras tanto, el PLD (precio de liquidación de diferencias, el precio spot), que debería señalar a los agentes del mercado la escasez energética para la próxima estación seca, ya configurada en la situación actual, se muestra complaciente ante lo que todos ya han percibido y se ha mantenido en torno al valor mediano de R$ 250/MWh hasta el 29 de mayo.

Pero ¿por qué vivimos de susto en susto en este sector? ¿Y por qué el PLD, que se calcula con modelos sofisticados que simulan la operación del sistema en condiciones adversas, no capta el riesgo inminente que todos pueden percibir? ¿Por qué tenemos que intervenir sistemáticamente de forma manual con acciones fuera del orden de mérito, incurriendo en costos exorbitantes que trastocan toda la lógica económica del mercado? ¿Hay algo fundamentalmente equivocado que induzca al sector a entrar en crisis y que las esconda de la señal que el PLD debería transmitir? ¡La respuesta es sí!

Y sin ceder a la tentación de volver a la génesis del diseño del sector para decir que este debería migrar hacia un modelo de mercado, conocido como despacho por ofertas, opto aquí por ser bastante pragmático y enfático. Lo hago porque este no es el primer artículo, ni el segundo, que escribo sobre el mismo tema, y porque creo que, antes de una migración hacia un modelo de mercado, tenemos tarea por hacer. Así, empiezo diciendo que, afortunadamente, nuestro problema más concreto en este momento no es tan difícil de identificar. La mayor parte de sus raíces está en la etapa de planificación que el Operador Nacional del Sistema

Eléctrico (ONS) debe realizar utilizando obligatoriamente el software Newave.

Es con este software, desarrollado y mantenido por el Centro de Investigaciones de Energía Eléctrica (Cepel), centro de investigación de Eletrobras, con el que el ONS calcula el valor del agua. Este indicador es de extrema importancia, porque es el que mide cuánto se reducirá el costo futuro de abastecer la demanda de energía eléctrica si mantenemos el agua almacenada para usarla en el futuro. Así, el valor del agua es la clave de la decisión sobre cuánta agua almacenada puede usar hoy el ONS para garantizar que no enfrentará crisis como estas en el futuro. Este indicador es también el componente del PLD que debería traer la alerta de la escasez de la próxima estación seca.

Planteado el contexto, el problema es que existe un sesgo optimista en el cálculo del valor del agua. Este sesgo se deriva de una serie de simplificaciones de la realidad del sistema eléctrico en el software que lo calcula. Y este sesgo se transmite no solo a las decisiones de operación, sino también a los precios de hoy. De este modo, el uso del agua y la fijación de precios de la energía, que deberían estar influidos por la escasez futura ya mapeada dentro del horizonte de planificación, se vuelven miopes ante lo que todos ya pueden ver.

Las simplificaciones introducidas en el Newave, con la excusa de una complejidad computacional ya superada hace algunos años (principalmente gracias a la amplia disponibilidad de computación de alto rendimiento en la nube), son tan profundas que llegan a ignorar la existencia de la propia red eléctrica. En el momento en que calculamos dentro del Newave cuánto vale el agua que se deja para la próxima estación seca, fingimos que no habrá restricciones de la red eléctrica, que no habrá restricciones individuales de los múltiples embalses, que los caudales afluentes estarán cerca de los promedios de largo plazo (pese a que desde hace más de 15 años hay fuertes evidencias de una reducción de esos valores), y así sucesivamente.

Pero el problema no termina ahí. El problema se materializa en la operación del día a día. Es decir, en el momento de operar el sistema real a partir de un valor del agua optimista. En ese momento, el ONS compara ese valor con el costo de las centrales térmicas mediante un

software concebido especialmente para la operación de corto plazo, el DESSEM. Como el DESSEM debe entregar un plan operativo realista para el día siguiente, necesita ver todas las restricciones del sistema, las mismas que se despreciaron en el Newave.

Así, la consecuencia de esta gran inconsistencia entre la realidad considerada en el cálculo del valor del agua y la realidad retratada en el software de corto plazo es una secuencia de eventos habituales en el sector eléctrico: 1) centrales térmicas que no se despachan con la antelación correcta; 2) vaciamiento prematuro de los embalses incluso en situaciones de bajos caudales afluentes; 3) precios de corto plazo artificialmente bajos en los momentos que preceden a las crisis; 4) órdenes de despacho fuera del orden de mérito por la desconfianza del operador y del CMSE en los modelos; y, por último, 5) precios de corto plazo que alcanzan el techo regulatorio cuando la crisis se instala y ya no hay nada que hacer.

Los efectos que causan esta nueva crisis son más o menos los mismos que han producido las crisis desde 2013, la vieja inconsistencia entre la planificación y la operación real. Pueden mitigarse en gran medida con medidas simples, como dar al ONS libertad para elegir el software que considere más eficiente y pedirle cuentas a esta entidad por la adherencia entre la planificación y la operación realizadas.

Estos son principios básicos de gestión corporativa: dar libertad y exigir resultados. Mientras tales medidas no se pongan en práctica, seguiremos viendo a las entidades del sector "tirando cada una para su lado" para evitar racionamientos a toda costa, a agentes que se benefician indebidamente en situaciones de crisis y a otros que pierden gran parte del capital invertido, aun habiendo hecho toda la tarea. Además, esta propuesta simple y casi obvia traería beneficios a otros temas espinosos del sector, como el GSF (factor de ajuste de la generación hidroeléctrica) y las garantías físicas.

Capítulo 4

Poner precio al tiempo: de los precios horarios a los servicios auxiliares

2018–2024

En este capítulo

Precios horarios: oportunidades y desafíos 57
Los nuevos componentes del precio de la energía eléctrica de 2021 61
Repensar la gestión energética y el papel de las fuentes 65

Introducción

Hasta finales de 2020, el precio spot brasileño era un precio semanal. Es el precio que liquida todas las diferencias entre contratos, consumo y generación. Los precios que varían a lo largo de las horas del día indican a generadores y consumidores cuándo la flexibilidad operativa es limitada, del mismo modo que los precios que varían a lo largo de la red les indican dónde la transmisión es limitada. La intención de crear señales horarias se remonta al período posterior al racionamiento de 2001, y la Consulta Pública n.º 33, de julio de 2017, finalmente les puso fecha. Cuando escribí el primer artículo de este capítulo, en febrero de 2018, los precios horarios debían entrar en vigor en 2019. En abril de 2020, la fecha se había trasladado a enero de 2021, y los precios horarios se implementaron ese año. En estos tres artículos sigo ese cambio y después defiendo el siguiente, que es poner precio a los servicios auxiliares y a la flexibilidad.

La formación de precios es la piedra angular de un mercado eléctrico, porque a través de ella compradores y vendedores reconocen la escasez y ajustan cómo consumen y producen. Las diferencias de precio entre horas y a lo largo de la red dan valor a la generación local, al almacenamiento y a la respuesta de la demanda. Estas señales ganaron relevancia a medida que crecieron las renovables intermitentes y que las hidroeléctricas perdieron la capacidad de absorber toda variación intradiaria a costo cero. Los precios horarios también plantean preguntas que siguen abiertas. Los generadores tienen límites de rampa, que restringen la velocidad con la que pueden subir o bajar su producción y acoplan las decisiones de distintas horas. Cuando esos límites se alcanzan, los precios marginales pueden volverse negativos o superar el costo de la central más cara en operación. Ignorar esas señales distorsionaría precisamente el incentivo a invertir en almacenamiento y en respuesta de la demanda. Los precios que tienen en cuenta la incertidumbre de las renovables y de la carga también exigen cooptimizar la energía y las reservas, es decir, programarlas juntas en un único cálculo.

Señalé dos riesgos en la transición. Los agentes tendrían que prever los precios horarios mucho más allá de las pocas semanas que cubre

el modelo oficial de programación, porque el operador del mercado determina los precios pero no los prevé. El modelo oficial de largo plazo, a su vez, todavía ignoraba las restricciones de corto plazo que formarían los nuevos precios. Su valor del agua, que mide cuánto vale el agua almacenada para el futuro, tenía un sesgo optimista. Ese sesgo podía contaminar los precios horarios desde su nacimiento, y también los índices que seleccionan proyectos en las subastas de energía nueva. En 2020 describí lo que revelarían los nuevos precios. Fijados con un día de antelación, todavía no reflejarían los costos reales, pero se acercarían mucho más a la operación real que los precios semanales. Las oscilaciones bruscas entre horas consecutivas sacarían a la luz un costo del sistema antes oculto en cargos. Ponerle precio a ese costo atraería almacenamiento, remuneraría correctamente a las hidroeléctricas e incentivaría la respuesta de la demanda, sin subsidios ni reservas de mercado. Todavía no se esperaban precios negativos en Brasil, por tres razones: la flexibilidad heredada de un sistema predominantemente hidroeléctrico, el efecto aún desconocido de la pandemia sobre la demanda y el piso del precio spot.

En 2024, con la generación solar en ciertos momentos solo por detrás de la hidroeléctrica, defendí el paso siguiente. Hay que distinguir dos tipos de servicio. Los servicios auxiliares son la flexibilidad para desviarse del punto de operación programado en escalas de milisegundos a minutos, y cubren todo lo que la programación no prevé en tiempo real. Los productos de flexibilidad son ofertas de capacidad adicional de rampa, hacia arriba o hacia abajo, para intervalos bien definidos de la programación diaria. En Brasil, las hidroeléctricas y las térmicas prestan casi la totalidad de unos y otros. La energía, las reservas y las rampas deberían cooptimizarse en la programación diaria, con garantía de entrega a través de la red, y los costos marginales de estos servicios deberían dar origen a precios, junto al precio spot. Toda fuente que contribuya se remuneraría en igualdad de condiciones, y el valor del agua se actualizaría de forma coherente. Solo entonces descubrirá el sector qué tecnologías y qué mix de fuentes prevalecerán.

Ideas centrales

1. La formación de precios es la piedra angular de un mercado eléctrico, y las diferencias de precio entre horas y a lo largo de la red revelan dónde están limitadas la transmisión y la flexibilidad.
2. Los precios horarios se volvieron más urgentes a medida que crecieron las renovables intermitentes y que las hidroeléctricas perdieron la capacidad de absorber toda variación intradiaria a costo cero.
3. Cuando los generadores alcanzan sus límites de rampa, los precios marginales pueden volverse negativos o superar el costo de la central más cara en operación, y esas señales premian el almacenamiento y la respuesta de la demanda.
4. Los precios que reflejan la incertidumbre de las renovables y de la carga exigen cooptimizar la energía y las reservas.
5. Un modelo de largo plazo que ignora las restricciones de corto plazo traslada su valor del agua optimista a los nuevos precios y a los índices de las subastas de energía nueva.
6. Se esperaba que el precio horario de 2021, fijado con un día de antelación, revelara costos de oportunidad antes ocultos en cargos.
7. En 2020, Brasil todavía vivía de la flexibilidad heredada de un sistema predominantemente hidroeléctrico, y esa era una de las razones por las que aún no se esperaban precios negativos.
8. El paso siguiente es poner precio a los servicios auxiliares y a los productos de flexibilidad, a costo marginal y junto al precio spot, y remunerar a toda fuente en igualdad de condiciones, para que el mix de fuentes se descubra.

Conclusiones

El paso a los precios horarios en 2021 acercó los precios a la operación y podía sacar a la luz costos antes ocultos en cargos. También dejó el trabajo a medias. Los precios siguieron fijándose con un día de antelación,

los servicios auxiliares siguieron sin precio y el modelo de largo plazo siguió trasladando un valor del agua optimista al corto plazo. En los artículos de esos años ya describía el segundo paso. La flexibilidad y los servicios auxiliares deben tener precio junto a la energía.

Los artículos

Precios horarios: oportunidades y desafíos, publicado en CanalEnergia el 21 de febrero de 2018, expone el principio de la formación de precios y las preguntas abiertas de los precios horarios, desde los límites de rampa hasta el sesgo optimista del modelo de largo plazo. *Los nuevos componentes del precio de la energía eléctrica de 2021*, publicado en Valor Econômico el 14 de abril de 2020, explica lo que revelaría el precio horario y por qué las oscilaciones bruscas entre horas exponen costos reales del sistema. *Repensar la gestión energética y el papel de las fuentes*, publicado en Valor Econômico el 23 de abril de 2024, distingue los servicios auxiliares de los productos de flexibilidad y presenta su fijación de precios como un paso tan natural y necesario como los precios horarios de 2021.

Precios horarios: oportunidades y desafíos

La discusión e intención del sector de crear estas señales horarias, ampliamente utilizadas en otros sistemas, es antigua y se remonta a la época posterior al racionamiento

Título original: *Preços horários: oportunidades e desafios*
CanalEnergia · 21 de febrero de 2018
Versión publicada: canalenergia.com.br

RESUMEN

La formación de precios es la piedra angular de un mercado eléctrico. Las diferencias de precio en la red y durante el día revelan límites de transmisión y flexibilidad operativa. Dan valor a la generación local, el almacenamiento y la respuesta de la demanda. Tras la Consulta Pública n.º 33, de julio de 2017, los precios horarios regirán desde 2019. Son el primer paso para evaluar un mercado basado en ofertas. Ganan relevancia con la expansión de las renovables intermitentes y el agotamiento de la capacidad hidroeléctrica de absorber toda variación intradiaria sin costo. La teoría marginalista deja preguntas abiertas. En los límites de rampa, los precios pueden volverse negativos y mezclar costos de horas distintas. Ignorar esas señales distorsionaría el incentivo al almacenamiento y la respuesta de la demanda. Reflejar la incertidumbre de renovables y carga exige cooptimizar energía y reservas. Veo dos desafíos en la transición. Los agentes deberán prever precios más allá de las pocas semanas del modelo de programación. El modelo oficial de largo plazo aún ignora las restricciones de corto plazo. Su sesgo optimista en el valor del agua puede contaminar los nuevos precios y los índices de subastas de energía nueva. El cambio es bienvenido y da a la academia un nuevo protagonismo.

La piedra angular de un mercado eléctrico es su proceso de formación de precios. A través de él, los agentes compradores y vendedores reconocen

las señales de escasez de los recursos para retroalimentar sus estrategias de consumo y producción. Es a través de la diferencia de precios en distintos puntos de la red y en distintas horas del día como generadores y consumidores entienden que existen límites de transmisión o de flexibilidad operativa y pasan, así, a percibir valor en las inversiones en autogeneración o cogeneración local, en sistemas de almacenamiento y en estrategias de respuesta de la demanda.

La discusión e intención del sector de crear estas señales horarias, ampliamente utilizadas en otros sistemas, es antigua y se remonta a la época posterior al racionamiento. Suele ir acompañada de una segunda discusión, mucho más controvertida, que es la del sistema de mercado basado en ofertas. Pese a esta controversia, los precios horarios son un consenso entre la mayor parte de los especialistas. Se vuelven cada vez más relevantes a medida que aumentamos la participación de las fuentes renovables intermitentes en la matriz eléctrica y ante el agotamiento de la capacidad de las hidroeléctricas para asimilar todas y cada una de las variaciones intradiarias a costo cero.

La Consulta Pública n.º 33 (CP 33), de julio de 2017, reavivó las llamas de las viejas discusiones mediante una agenda proactiva y con objetivos de largo plazo. Como consecuencia de esa iniciativa, la señal de precios horarios entrará en vigor en 2019, con su publicación a partir de este año. La implementación de este nuevo sistema de precios creará diversas oportunidades y desafíos, y representa el primer e importante paso para analizar una posible migración hacia un sistema de mercado basado en ofertas.

Sin embargo, la definición de precios horarios ya plantea, por sí sola, preguntas que siguen abiertas en la literatura del área y para las cuales se han creado distintas soluciones caso por caso. No hay consenso sobre cuál es el mejor modelo de formación de precios capaz de recuperar los principales costos fijos y otros costos de oportunidad de los generadores. La solución clásica, basada en la teoría marginalista, en la que el precio se determina a partir del costo incremental de producir el siguiente megavatio, puede producir precios difíciles de comprender a primera vista, con valores negativos (observados en diversos países) y que mezclan la estructura de costos de distintas horas del día. Esto ocurre

cuando el sistema choca con los límites de subida o de bajada de potencia de los generadores, que acoplan decisiones de distintas horas del día. Ahora bien, si ignoramos esas señales, distorsionamos precisamente el incentivo a invertir en centrales de almacenamiento o en respuesta de la demanda que podrían aliviar esas restricciones.

Estos desafíos se amplifican aún más en presencia de una fuerte variación de la carga o de la generación renovable intermitente. Así como es imposible pensar en precios que no consideren la incertidumbre de los caudales afluentes y el costo de oportunidad del uso del recurso hídrico en los meses futuros, no podemos concebir precios horarios sin incorporar la incertidumbre de las renovables y de la carga y los costos de oportunidad relativos a las restricciones operativas en las demás horas del día. Este tema se discute ampliamente en los países que ya hicieron esta transición, que reconocen la necesidad de considerar, en la metodología de operación y de determinación de los precios, la cooptimización de la energía y de las reservas de generación, la capacidad ociosa y disponible que se utiliza como seguro contra las incertidumbres de corto plazo.

Una segunda cuestión relevante es: ¿cómo enfrentarán los agentes del sector el cambio a los precios horarios? Hay dos puntos importantes que deben abordarse para garantizar una transición suave. El primero es la previsibilidad de los precios horarios. Aunque ya existe una metodología de planificación de la generación horaria, mediante el software DESSEM del Centro de Investigaciones de Energía Eléctrica (Cepel), que en principio dará origen a los precios horarios en 2019, los agentes y la academia deben empezar a pensar en sus propias metodologías de previsión de los precios horarios para un horizonte más largo que el que ve el DESSEM, hoy de pocas semanas. Esto se debe a que no es función del operador del mercado prever los precios, sino solo determinarlos. Los consumidores, generadores y comercializadores, en cambio, necesitan trazar sus estrategias de contratación, cobertura e inversión de largo plazo y, para ello, tendrán que prever los precios en ese horizonte. En esta carrera, ganará quien tenga la mejor visión de la representación del sistema físico y de las incertidumbres que afectan a la operación real.

El segundo punto es algo más sutil: el modelo oficial de planificación de largo plazo, Newave (también mantenido por el Cepel), aún no incorpora las restricciones de corto plazo que hoy ya se aplican en la práctica y que también pasarán a formar el precio a partir de 2019. Estas simplificaciones de los modelos de largo plazo han sido estudiadas en trabajos científicos y aparecen como causantes de un fuerte sesgo optimista, que afecta desde los precios hasta los niveles de los embalses. Este efecto se perpetuará si los modelos de largo y de corto plazo no se compatibilizan, y contaminará toda la información de los nuevos precios horarios, que corren el riesgo de nacer ya ahogados por este sesgo optimista del valor del agua. Además, gran parte de las metodologías que dan soporte a la expansión de la generación, como el cálculo de los índices que definen qué proyectos se comprarán en las subastas de energía nueva, depende de que los modelos de planificación consideren las restricciones de corto plazo.

El cambio a los precios horarios es bienvenido y trae consigo grandes desafíos y oportunidades. El procedimiento de fijación horaria de precios pondrá el foco en una serie de dificultades que enfrentamos en el corto plazo. Este proceso abrirá las puertas a una discusión más realista y técnica sobre la migración hacia un mercado de corto plazo basado en ofertas, y dará a la academia un nuevo papel de protagonismo y responsabilidad en la dinámica del sector.

Los nuevos componentes del precio de la energía eléctrica de 2021

Título original: *As novas componentes do preço da energia elétrica de 2021*
Valor Econômico · 14 de abril de 2020
Versión publicada: valor.globo.com

RESUMEN

En enero de 2021, el precio de corto plazo de Brasil, que liquida las diferencias entre contratos, consumo y generación, será horario. El director general del Operador Nacional del Sistema Eléctrico aseguró que la covid-19 no retrasará el cambio. El modelo de la programación diaria definirá los nuevos precios. Fijados un día antes, aún no reflejarán costos reales, pero se acercarán mucho más a la operación que los semanales. Bien calculados, revelarán los costos de oportunidad de los recursos escasos y atraerán inversiones. En los límites de rampa, los precios pueden alejarse, al alza o a la baja, del costo variable de la central más cara en operación. En sistemas de base térmica con mucha eólica y solar no son raros los precios negativos ni los picos. Brasil aún no tendrá precios negativos por la flexibilidad heredada de un sistema mayoritariamente hidroeléctrico, una caída incierta de la demanda por la covid-19 y el piso del precio. Sostengo que las oscilaciones bruscas entre horas no son necesariamente incorrectas ni perjudiciales. Revelan un costo sistémico antes oculto en cargos. Ponerle precio puede atraer almacenamiento, remunerar correctamente a las hidroeléctricas e incentivar la respuesta de la demanda. Así, el sistema atraerá económicamente las tecnologías que necesita, sin subsidios ni reservas de mercado.

Según afirmó recientemente el director general del Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) en un webinario del sector, la actual crisis de la covid-19 no retrasará el cambio del precio de corto plazo de la energía eléctrica, previsto para entrar en vigor en enero de 2021.

Los precios de corto plazo de la energía eléctrica tienen como principal función práctica la liquidación, en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), de todas las diferencias entre contratos, consumo y generación. Por eso reciben el nombre de precios de liquidación de diferencias (PLD). En menos de un año, el modelo computacional con el que el ONS calcula hoy la programación diaria de los generadores se utilizará también para definir los nuevos precios de corto plazo de la energía eléctrica en base horaria. **Si se calcula bien, el PLD horario tiene el potencial de revelar a los agentes los costos de oportunidad de los recursos escasos del sistema y de producir importantes incentivos financieros para atraer nuevas inversiones.**

Este cambio tendrá un impacto profundo en todos los agentes del sector eléctrico brasileño. La complejidad inherente a las características tecnológicas, climáticas, políticas y económicas que afectan al proceso de formación de precios exige una mirada atenta de los reguladores, incluso en los mercados más eficientes y maduros de la economía moderna. Es crucial entender las características y los desafíos que este nuevo sistema impone para crear los mecanismos de monitoreo y perfeccionamiento correctos para enero de 2021, cuando el PLD horario deberá entrar en vigor.

Con el cambio, la CCEE calculará el PLD horario a partir de los costos marginales de la nueva operación diaria realizada por el ONS. Esos precios todavía no reflejarán los costos reales del sistema, porque se determinarán (ex ante) con un día de antelación, pero se acercarán mucho más a la operación real que los actuales precios semanales. Empezaremos a ver en el PLD una nueva dimensión de costos de oportunidad del sistema, hasta ahora ocultos tras las ineficiencias de una operación no optimizada. Y son estos nuevos componentes los que permiten explicar que el PLD horario pueda ser distinto, hacia arriba o hacia abajo, del costo variable de la central más cara en operación, un tema que viene incomodando a muchos agentes y generando mucho debate en los foros del sector.

En los países de base térmica y con alta integración de centrales renovables intermitentes, como la eólica y la solar, no son raros los

episodios de precios negativos o de picos de precios en horas críticas, con fuerte variación de la demanda o de la generación renovable. Una de las causas tiene que ver con las limitaciones tecnológicas de variación de la producción de los distintos tipos de generadores, conocidas como límites de rampa de subida y de bajada de la generación. Cuando se alcanzan, los precios revelan costos de oportunidad del sistema asociados a la escasez de recursos tecnológicos de generación capaces de acompañar la variación del consumo o de la generación renovable a lo largo de las horas. Esos costos no tenían precio y no aparecían en el PLD.

Hay ejemplos reales en mercados internacionales, ampliamente discutidos en foros especializados. Por ejemplo, un aumento del consumo o una fuerte caída de la generación solar o eólica entre horas consecutivas puede obligar al operador a despachar una central cara en la segunda hora, aunque exista otra más barata que no se utiliza por completo. En este caso, si el costo de la central más cara es mayor que el doble del costo de la inmediatamente más barata, podemos observar precios negativos. De manera análoga, una rápida reducción de la demanda o un aumento de la generación renovable pueden producir picos de precios por encima del costo de la central más cara en uso. En ambos casos, puede haber situaciones que desafían el sentido común del sector. Podemos observar centrales de generación que producen incluso en horas en que el precio está por debajo de su costo variable, y situaciones en que el precio supera el costo variable de centrales que no se están utilizando.

La posibilidad de un PLD horario distinto del costo del generador más caro transmite un nuevo mensaje al sector: el costo de operación no depende solo del consumo diario total neto de la generación renovable, sino también de su perfil a lo largo de las horas. Los perfiles muy variables pueden imponer costos elevados por la necesidad de generadores rápidos. Estas características también dependen de la red de transmisión, que puede no ser capaz de evacuar la energía y puede acentuar el efecto. Ahora bien, las oscilaciones bruscas de los precios entre horas consecutivas no son necesariamente incorrectas ni perjudiciales. Solo revelan un componente del costo sistémico antes oculto en cargos. Sacar a la luz este nuevo componente puede atraer por la vía económica centrales de almacenamiento, remunerar correctamente

a las hidroeléctricas e incentivar una verdadera respuesta de la demanda. **Las tecnologías que resuelven las necesidades del sistema serán atraídas por la vía económica, y no mediante subsidios o reservas de mercado. Además, la correcta remuneración de las tecnologías genera presión competitiva para innovar y es un impulsor sostenible de nuevas inversiones.**

La instalación masiva de generación renovable intermitente, tanto de gran escala como distribuida, y una reducida capacidad ociosa de intercambio producen, en general, las condiciones propicias para que se alcancen los límites locales de rampa. Sin embargo, es importante subrayar que todavía no tendremos precios negativos en Brasil, porque tenemos una flexibilidad heredada del legado de un sistema mayoritariamente hidroeléctrico, un efecto aún desconocido de reducción de la demanda debido a la crisis de la covid-19, y porque utilizamos un piso (límite inferior) para el valor del PLD. **En cualquier caso, estos ejemplos demuestran que los precios pueden escapar a la regla práctica según la cual el PLD es el costo variable del generador más caro que está produciendo. Ayudan a arrojar luz sobre la discusión actual acerca de las variaciones de precios en el Nordeste y demuestran la diversidad de desafíos y oportunidades para la cual todos los agentes deben prepararse, porque 2021 está a la vuelta de la esquina.**

Repensar la gestión energética y el papel de las fuentes

Aunque vivimos en un escenario de exceso de oferta de generación, hay carencias en la gestión inteligente de los embalses y de los atributos de las fuentes

Título original: *Repensando a gestão energética e o papel das fontes*
Valor Econômico · 23 de abril de 2024
Versión publicada: valor.globo.com

RESUMEN

El mix energético brasileño se destaca tras el auge de la eólica desde 2010 y de la solar en el último lustro, en alta tensión y distribuida. A ciertas horas, la solar solo queda detrás de la hidroeléctrica. Aun con exceso de oferta, los embalses y los atributos de las fuentes están mal gestionados. No guardamos agua para la incertidumbre renovable de mañana, y los generadores se conectan casi donde quieren. Sostengo que es imperativo un nuevo sistema de precios que señale los costos de oportunidad de los atributos operativos de las fuentes. Hay que distinguir dos tipos de servicio. Los servicios auxiliares son la flexibilidad para desviarse de la programación en escalas de milisegundos a minutos, para cubrir en tiempo real lo imprevisto. Los productos de flexibilidad son ofertas de rampa adicional, al alza o a la baja, en intervalos definidos de la programación diaria. Hoy, hidroeléctricas y térmicas prestan casi todos estos servicios. Energía, reservas y rampas deberían cooptimizarse en la programación diaria, con garantía de entrega por la red. Se pagarían a costo marginal, junto al precio spot. Toda fuente que contribuya se remuneraría en igualdad de condiciones. El valor del agua también debe actualizarse coherentemente. Solo así descubriremos qué tecnologías y qué mix prevalecerán.

Con el creciente uso de energías renovables intermitentes (eólica y solar), Brasil se destaca por su mix energético. Tras el gran salto de la eólica desde 2010, la solar ha ganado un protagonismo notable en los últimos cinco años con una fuerte expansión, tanto en alta tensión como en su forma distribuida (generación distribuida, GD). En determinados momentos del día, esta fuente alcanza el segundo lugar en generación eléctrica, solo por detrás de las tradicionales hidroeléctricas.

Pero, aunque vivimos en un escenario de exceso de oferta de generación, se notan carencias en la gestión inteligente de los embalses y de los atributos de las fuentes. Hoy no guardamos el agua necesaria para compensar la incertidumbre que mañana traerán las renovables, y los generadores se instalan prácticamente donde quieren en la red, aun sabiendo lo importante que es que la expansión de la generación se coordine con la de la transmisión. Ante los desafíos inherentes a la transición energética y al cambio climático, que nos obligan a lidiar con grandes incertidumbres asociadas al uso de los recursos de generación renovables, el país necesita evolucionar en la forma en que gestiona sus recursos electroenergéticos.

La cuestión no es solo cuánta energía se genera, sino cómo se gestiona a lo largo del tiempo, cómo se transporta a través de la red y cómo la absorben los consumidores. Un sistema eléctrico repleto de recursos renovables intermitentes necesita generadores con mucha flexibilidad operativa y recursos de almacenamiento. En este contexto, un nuevo sistema de precios, capaz de señalar los verdaderos costos de oportunidad de los atributos operativos de las fuentes, se vuelve más que necesario; es un imperativo.

Los servicios auxiliares abarcan la flexibilidad que los generadores pueden ofrecer para desviarse de su punto nominal en escalas de milisegundos a minutos. Es decir, es la flexibilidad de corto plazo necesaria para sortear incertidumbres y fenómenos no modelados en el proceso de programación vía mercado. Permiten al operador no solo mantener el sistema en sincronía en tiempo real, haciendo frente a las variaciones instantáneas de la carga y de la generación, sino también compensar la indisponibilidad de generadores y líneas en caso

de contingencias, o incluso compensar errores mayores en las previsiones de la generación solar y eólica.

Del otro lado figuran los productos de flexibilidad, menos explorados en la práctica. La definición de flexibilidad puede ser bastante amplia y abarcar incluso aspectos de la red. Aun así, estos productos se han asociado ampliamente a ofertas que los agentes presentan para poner a disposición del operador del sistema una capacidad adicional de variación de la generación, hacia arriba o hacia abajo, que se utilizará en intervalos de tiempo bien definidos de la programación diaria. En general, se trata de capacidad de rampa de la generación, o de cualquier otro recurso que reproduzca ese efecto, como la reducción de la demanda.

Descritos así, parece existir cierta intersección conceptual entre ambos. Sin embargo, la diferencia queda clara por la forma en que se utilizan. Dicho de manera simple, los servicios de flexibilidad buscan atraer más recursos de rampa a la programación nominal del operador, mientras que los servicios auxiliares se emplean para todo lo demás que esta no contemple en la operación en tiempo real.

Las fuentes convencionales controlables, hidroeléctricas y térmicas, predominan en la prestación de todos estos servicios en Brasil. Casi todos los errores de previsión de la generación eólica y solar que hoy absorbe el sistema los resuelven las hidroeléctricas, en la etapa de ajuste de la programación diaria, y todas las fuentes que participan en los servicios auxiliares, en tiempo real. Así, dada la gran relevancia que asume en la transición energética la compensación de la incertidumbre, de la falta de inercia y de la variabilidad de las renovables, una revisión del sistema de remuneración es prioritaria. No obstante, se debe remunerar en igualdad de condiciones a todas y cada una de las fuentes que contribuyan a ese papel. Solo así podremos descubrir, y no definir, qué tecnologías y qué mix de fuentes predominarán en el futuro del sistema.

Tenemos un amplio menú para promover estos servicios: desde las tradicionales hidroeléctricas y las térmicas rápidas ya instaladas y en operación, pasando por las centrales de bombeo y las baterías, hasta la famosa respuesta de la demanda, que, según el precio, podría incentivar al emergente mercado minorista a crear productos nunca vistos (aquí en Brasil). Pero, para que esto funcione, necesitamos un nuevo esquema

de programación diaria de la generación. En él, los productos energía, reservas y flexibilidad de rampa deben cooptimizarse con garantía de entrega a través de la red.

En el plano regulatorio, el mercado también necesita ajustarse para acercarse a la nueva realidad operativa. Necesitamos precios que reflejen los costos de oportunidad de los servicios que prestan las fuentes. Así como hoy obtenemos de la programación diaria los costos marginales de operación que dan origen al precio de liquidación de diferencias (PLD), el precio de corto plazo de la energía que liquida las diferencias entre los contratos y la generación, obtendríamos también los costos marginales de estos nuevos servicios. Así, mientras el PLD remunera a los generadores por lo que se espera que ocurra al día siguiente, los precios de la flexibilidad y de los servicios auxiliares pasarían a remunerar a los agentes según su capacidad de variar la energía a lo largo de las horas y de responder en tiempo real. Estos nuevos precios complementarían el esquema de remuneración por costos marginales, hoy criticados por no reflejar el valor de los recursos energéticos que permiten absorber la incertidumbre de las renovables. Ayudarían a reequilibrar el valor de las fuentes, reflejando en su atractivo comercial, de forma transparente y económicamente coherente, los papeles que desempeñan.

Esta es una evolución del sistema de precios tan natural y necesaria como lo fue la de los precios horarios implementada en 2021. Encuentra respaldo en la literatura y en la práctica de la mayoría de los mercados eléctricos desarrollados del mundo. Pero, además, para garantizar la sostenibilidad de estos servicios a lo largo de los años, el cálculo del valor del agua, que realizan los modelos de mediano y largo plazo, también necesita actualizarse de forma coherente. Solo así las hidroeléctricas y las térmicas se coordinarán de modo que guarden el agua necesaria para garantizar estos servicios en el futuro.

Un nuevo sistema con precios de servicios auxiliares y de flexibilidad cooptimizados con la energía no sería la solución de todos los problemas, pero daría a las inversiones un norte menos miope frente a los nuevos papeles de las fuentes.

Capítulo 5

La expansión por subsidios y la respuesta del consumidor

2024–2025

En este capítulo

Revolución en el mercado minorista de electricidad desafía la regulación 74
La saga de la expansión por subsidios en el sector eléctrico 78

Introducción

Hacia 2024, los consumidores residenciales habían hecho lo que la regulación suponía que no podían hacer. La generación distribuida es la que producen pequeñas centrales solares conectadas a las redes de distribución. Un resquicio de las reglas permitió asignar sus créditos a otras unidades de consumo de la misma área de concesión. Los consumidores lo usaron para financiar un mercado paralelo de esos créditos dentro de las distribuidoras y ahorraron cerca del 20 % en sus facturas. No tenían otro canal. En el ambiente de contratación regulada, los hogares deben comprar energía a la distribuidora local a una tarifa regulada y no pueden elegir a su proveedor. El episodio mostró que los consumidores, durante mucho tiempo imaginados como estáticos, responden a los precios a gran escala en cuanto las reglas les dejan una vía para hacerlo.

Leo en ello una lección sobre cómo se forman los mercados. Con escasez y libertad para cooperar e intercambiar, los mercados surgen y se adaptan incluso bajo reglas adversas, de un modo muy parecido a como la vida se adapta a las presiones del medio. Poner obstáculos a la liberalización de los consumidores es, por tanto, contraproducente. El sector necesita una agenda definitiva para una transición económicamente correcta, eficiente y ética hacia la libre elección. Si los hogares pudieran entrar en el ambiente de contratación libre, donde los consumidores eligen a su proveedor, a los segmentos fuertes les resultaría más difícil sostener reivindicaciones que solo los benefician a ellos. La generación distribuida también tendría que competir con comercializadores minoristas que venden energía de generación centralizada con costos de capital mucho menores. El riesgo está en el viejo recetario del lobby. Cada agente lucha por su propio subsidio, su medida cautelar o su "jabuti" (una disposición ajena al objeto de la ley), y el sector cae en un dilema del prisionero. La cooperación beneficiaría a todos a largo plazo, pero la mejor estrategia individual de cada agente es rechazarla.

En febrero de 2025 me ocupé del costo de los subsidios. La Cuenta de Desarrollo Energético se creó en 2002 por la Ley 10.438, con un propósito

claro, un presupuesto ajustado al crecimiento del mercado y una fecha de extinción en 2027. En 2013, la Medida Provisoria 579 eliminó esa fecha y añadió nuevos subsidios. La cuenta saltó entonces de menos de R$ 5 mil millones en 2012 a poco más de R$ 40 mil millones en 2024. La eólica y la solar, que reciben un descuento en la tarifa de uso de la red, están entre las fuentes que concentran la mayor parte de esos subsidios. La composición de la matriz también cambió de un modo que los totales no muestran. Las hidroeléctricas produjeron cerca del 89 % de la generación en 2010, y las renovables todavía produjeron el 87 % en 2024. Sin embargo, las fuentes no controlables pasaron de menos del 1 % de la generación total en 2010 al 30 % de la matriz renovable en 2024, y la controlabilidad del sistema cayó.

Hasta 2010, las centrales controlables suministraban energía y flexibilidad a la vez, y los consumidores pagaban el conjunto a través del precio de la energía, en reales por megavatio-hora. La eólica y la solar ganaron después presencia como proveedoras de energía y, al mismo tiempo, consumidoras de flexibilidad, y el diseño de mercado nunca se actualizó. El resultado es un triple subsidio. El primero es directo, el descuento en la tarifa de uso de la red. Los otros dos son indirectos. Las fuentes controlables compensan la incertidumbre de las renovables sin una remuneración adecuada, y las renovables ni asumen ese costo ni tienen incentivos para invertir en baterías. En lugar de actuar sobre esta causa, el Ministerio de Minas y Energía pasó a discutir subastas de capacidad para hidroeléctricas, térmicas y baterías. Lo llamé la "saga de la expansión por subsidios", en la que las reservas de mercado subsidian la expansión de una fuente para resolver el problema creado por la expansión subsidiada de otra.

Ideas centrales

1 El mercado de créditos de generación distribuida mostró que los consumidores residenciales responden a los precios a gran escala, con ahorros de cerca del 20 % en sus facturas gracias a un mercado paralelo dentro del regulado.

2 Los mercados surgen siempre que la escasez se encuentra con la libertad de cooperar e intercambiar, por lo que obstaculizar la liberalización de los consumidores es contraproducente.

3 Cuando cada agente lucha por su propio subsidio, su medida cautelar o su "jabuti", el sector cae en un dilema del prisionero.

4 La Cuenta de Desarrollo Energético perdió su fecha de extinción en 2013 y pasó de menos de R$ 5 mil millones en 2012 a poco más de R$ 40 mil millones en 2024.

5 Las renovables mantuvieron aproximadamente la misma participación en la generación entre 2010 y 2024, pero las fuentes no controlables pasaron de menos del 1 % de la generación total en 2010 al 30 % de la matriz renovable en 2024.

6 La eólica y la solar suministran energía y consumen flexibilidad, y un diseño obsoleto les otorga un triple subsidio, uno directo y dos indirectos.

7 Las subastas de capacidad por fuente repiten el recetario y usan reservas de mercado para corregir el problema creado por subsidios anteriores.

Conclusiones

En esos años, los consumidores mostraron que responden a los precios siempre que la regulación les deja un canal, mientras el sistema de subsidios respondía a sus propios efectos colaterales con nuevos subsidios. La respuesta de los consumidores apunta hacia la liberalización y hacia señales de precio correctas. El sistema de subsidios apunta hacia las subastas de capacidad de 2026, que analiza el capítulo 7.

Los artículos

Revolución en el mercado minorista de electricidad desafía la regulación, publicado en Valor Econômico el 19 de junio de 2024, reacciona a la explosión del mercado de créditos de generación distribuida y extrae

de ella los argumentos a favor de la liberalización de los consumidores. *La saga de la expansión por subsidios en el sector eléctrico*, publicado en Valor Econômico el 14 de febrero de 2025, usa la historia de la Cuenta de Desarrollo Energético y el debate sobre las subastas de capacidad para mostrar cómo el sector corrige los efectos colaterales de los subsidios con más subsidios. También anuncia que la falta de un mercado en tiempo real que ponga precio a la flexibilidad sería el tema de mi próximo artículo, que abre el capítulo 6.

Revolución en el mercado minorista de electricidad desafía la regulación

La explosión del mercado de créditos de generación distribuida nos advierte que es contraproducente poner obstáculos a la liberalización de los consumidores

Título original: *Revolução no varejo elétrico desafia regulação*
Valor Econômico · 19 de junio de 2024
Versión publicada: valor.globo.com

RESUMEN

El explosivo y controvertido mercado de créditos de generación distribuida muestra que los consumidores residenciales, antes imaginados incapaces de reaccionar a los precios, responden a gran escala. Por un resquicio regulatorio, financiaron un mercado paralelo de esos créditos dentro de las distribuidoras, con ahorros de cerca del 20 %. Sostengo que el obstáculo era el diseño del mercado regulado, que obliga a los hogares a comprar a la distribuidora local a tarifa regulada. Como la vida, los mercados surgen y se adaptan, incluso bajo reglas adversas, si hay escasez y libertad para cooperar e intercambiar. Obstaculizar la liberalización del consumidor es, por tanto, contraproducente. El sector necesita una agenda definitiva para una transición económicamente correcta, eficiente y ética hacia la libre elección. Abrir el mercado libre a los hogares dificultaría sostener reivindicaciones interesadas de segmentos fuertes. También obligaría a la generación distribuida a competir con comercializadores minoristas que venden energía de grandes centrales, con costos de capital muy inferiores. El riesgo es el viejo recetario del lobby, un dilema del prisionero en que cada agente lucha por su subsidio, medida cautelar o "jabuti" (disposición ajena al objeto de la ley). Surgirán otros mercados paralelos, y las entidades del sector deben avanzar en liberalizar y corregir las señales de precio.

El reciente giro hacia el mercado minorista y hacia el explosivo y controvertido mercado de créditos de generación distribuida (GD) nos ofrece algunas claves interesantes sobre el futuro del sector.

El consumidor, antes imaginado estático e incapaz de reaccionar al precio, le ganó la partida al sector y respondió a gran escala. Al primer resquicio de la regulación, que permitió asignar créditos de GD a unidades de consumo dentro de la misma área de concesión, los consumidores financiaron la creación de un verdadero mercado paralelo de esos créditos. Un mercado operado desde las propias entrañas de las distribuidoras, donde ahorros de alrededor del 20 % aliviaron los gastos de miles de consumidores residenciales agobiados por el exceso de subsidios y las ineficiencias del sector. Sin embargo, el avance de este mercado demuestra la gran dificultad que tiene el sector para definir una agenda promercado coherente y saca a la luz los efectos nocivos de postergar el proceso de liberalización y de mantener señales de precios equivocadas.

La gran verdad es que lo que impide la respuesta del consumidor es el propio diseño del ambiente de contratación regulada (ACR), segmento del mercado en el que los consumidores residenciales están obligados a comprar energía a la distribuidora local a una tarifa regulada. Así, ante la imposibilidad de elegir a su proveedor, el consumidor respondió con un nuevo modelo de negocio, que le proporcionó una reducción de costos inédita. Cooperó con desarrolladores de GD en esquemas de facturas compartidas y financió nuevas tecnologías para gestionar facturas de forma mucho más eficiente que algunas distribuidoras. Además, en respuesta a la reducción de costos derivada de los descuentos obtenidos con la GD, se observaron aumentos relevantes del consumo en las unidades que se adhirieron a este esquema.

Gran lección para el sector: cuando se dan ciertas condiciones y existe libertad de elección, el costo de la escasez de un bien o servicio actúa como una fuerza potencial que presiona todo el circuito económico, técnico y regulatorio que existe entre productores y consumidores. La presión causada por la escasez empuja las ideas y la innovación, que a su vez se filtran por los poros de la regulación y descubren los caminos más cortos hacia el océano de dinero de los consumidores. La GD y los

consumidores residenciales crearon un ejemplo en el que un mercado surgió dentro de un segmento regulado, concebido precisamente porque se pensaba que el mercado no podía, o no debía, darse allí. Legítimo o ilegítimo, justo o injusto, tenemos que admitir que es un fenómeno importantísimo de comprender. Un caso de estudio con numerosos matices y lecciones para los próximos pasos que el sector debe dar para garantizar un futuro sostenible a los consumidores.

Salvando las distancias, el desarrollo de los mercados sigue mecanismos análogos a los mecanismos orgánicos que sustentan la evolución de la vida. Nadie sabe exactamente cómo empezó la vida, pero, dadas las condiciones apropiadas, surge y se desarrolla en consonancia con los mecanismos físicos y químicos intrínsecos a la naturaleza. Resiste y se adapta a las presiones del medio y encuentra equilibrios muy distintos del original. Esta analogía biológica no es solo poética, es también pragmática: nos recuerda que los mercados se desarrollan en consonancia con la naturaleza social y cooperativa de la humanidad y encuentran caminos para adaptarse y prosperar, incluso frente a regulaciones desafiantes. Es imperativo, por tanto, que al diseñar nuevas políticas y regulaciones tengamos en cuenta la propensión natural de los mercados a surgir orgánicamente cada vez que exista la posibilidad de cooperación e intercambio en respuesta a la escasez. Como la cooperación entre los consumidores y el sistema se vuelve cada vez más relevante, creo que es lo que ocurre aquí.

Por lo tanto, la explosión del mercado de créditos de GD nos advierte, alto y claro, que es contraproducente poner obstáculos a la liberalización de los consumidores, como hemos visto en intentos recientes. En este sentido, parece más razonable y productivo concentrar todos los esfuerzos en la creación de una agenda sectorial definitiva para la transición. En esa agenda, debemos dar prioridad a la identificación de los mecanismos económicamente correctos, eficientes y éticos para realizar la transición del modelo actual, que tuvo un papel importante en el pasado, hacia uno nuevo basado en la libre elección y en arreglos de mercado.

La ampliación del ambiente de contratación libre (ACL) a los consumidores residenciales encierra un potencial beneficio estructural.

Las reivindicaciones de segmentos fuertes del sector a favor de decisiones que claramente solo benefician al segmento en cuestión serán mucho más difíciles de sostener en un mercado atomizado. La Cuenta COVID es un ejemplo. La propia liberalización tendrá un efecto de contrapeso al desarrollo desenfrenado de la GD, que tendrá que reinventarse cuando deba competir con comercializadores minoristas que venden energía de generación centralizada con gastos de capital (CAPEX) muy inferiores. Tendrá que surgir un nuevo equilibrio, y la GD tendrá que adaptar su modelo de negocio. Más allá de eso, también nos veremos obligados a revisar la distribución de los subsidios entre el ACR y el ACL. Tendrán que darse conversaciones difíciles.

No obstante, el riesgo es caer en el viejo recetario del lobby. Muchos preferirán el ACL y el ACR tal como están, con precios bajos de un lado y una reserva de mercado con una tarifa regulada alta del otro. Y ahí se encuentra el gran mal que impide avanzar al sector eléctrico: la corrupción en la génesis de la agenda de cambios del sector. En el actual *modus operandi*, en lugar de discutir cómo garantizar la libre elección y las señales de precio correctas para un equilibrio más sostenible entre las fuentes, pasamos a luchar por más subsidios individuales. Caemos, por tanto, en una variante del famoso dilema del prisionero de la teoría de juegos. En este dilema, sabemos que la cooperación entre todos los agentes generaría mayores beneficios de largo plazo para todos. Sin embargo, dado el *status quo*, la mejor estrategia individual de un agente pasa a ser no cooperar y luchar por su propio subsidio, su medida cautelar o su "jabuti" de cabecera (una disposición ajena al objeto de la ley). Es más o menos así como el famoso John Nash, que demostró la existencia de este tipo de equilibrio en juegos no cooperativos, explicaría la situación que vivimos hoy en el sector eléctrico.

Es cuestión de tiempo que aparezcan otros mercados paralelos en respuesta al desdén con que se trata a los consumidores residenciales, que ya demostraron ser capaces de responder a las señales de precio. Ahora son las entidades del sector las que tienen que estar a la altura y avanzar en la agenda de liberalización y de corrección de las señales de precio y de los incentivos.

La saga de la expansión por subsidios en el sector eléctrico

El país usa reservas de mercado para subsidiar la expansión de una fuente a fin de resolver el problema creado por la expansión subsidiada de otra

Título original: *A saga da expansão por subsídios no setor elétrico*
Valor Econômico · 14 de febrero de 2025
Versión publicada: valor.globo.com

RESUMEN

Sostengo que el sector eléctrico brasileño tiende a corregir con más subsidios los efectos colaterales de los subsidios, como muestran la Cuenta de Desarrollo Energético y las subastas de capacidad. La cuenta nació en 2002 con un propósito claro, presupuesto ligado al crecimiento del mercado y extinción prevista para 2027. En 2013, la famigerada Medida Provisoria 579 eliminó el plazo y añadió subsidios. La cuenta saltó de menos de R$ 5 mil millones en 2012 a poco más de R$ 40 mil millones en 2024. Eólica y solar, con descuento en la tarifa de uso de la red, figuran entre sus principales beneficiarias. Las renovables aún aportaron el 87 % de la generación en 2024, cerca del 89 % hidroeléctrico de 2010. Las no controlables pasaron de menos del 1 % de la generación al 30 % de la matriz renovable, y el sistema perdió controlabilidad. Suministran energía pero consumen flexibilidad, y el diseño de mercado nunca se actualizó. Esto configura un triple subsidio, uno directo y dos indirectos. Las subastas de capacidad por fuente repiten el recetario con reservas de mercado, sin mercado en tiempo real que ponga precio a la flexibilidad. Legisladores y reguladores deberían evitar soluciones simples para problemas complejos y apoyarse en la visión más imparcial de la academia.

El mercado de electricidad brasileño enfrenta desafíos estructurales agravados por un sistema de subsidios que perdió su dirección original. El caso de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) es emblemático para entender cómo el desequilibrio generado por políticas públicas mal diseñadas y el mantenimiento prolongado de subsidios innecesarios pueden provocar un "cortocircuito" regulatorio y comprometer, con efectos en cascada, la sostenibilidad de todo un sector. Este artículo busca ilustrar, a través del ejemplo de la CDE y de las subastas de capacidad, la tendencia que tiene el sector eléctrico brasileño a intentar corregir los efectos colaterales causados por los subsidios utilizando más subsidios.

Creada en 2002 por la Ley 10.438, la CDE tenía un objetivo claro: promover el desarrollo energético en Brasil, asegurando la universalización del acceso a la energía eléctrica y financiando subsidios estratégicos para las fuentes renovables. La CDE tenía también una lógica previsible, con un presupuesto ajustado al crecimiento del mercado y un plazo definido para su extinción en 2027. Este modelo original buscaba equilibrio y eficiencia en la asignación de recursos, sin generar impactos tarifarios excesivos.

En 2013, tras la famigerada Medida Provisoria 579 (Ley 12.783), el propósito inicial de la CDE quedó desfigurado. Se eliminó la previsión de extinción en 2027 y se incluyeron en la cuenta nuevos subsidios, como los nuevos incentivos a las renovables y al carbón mineral y el reembolso de los costos de suministro de los sistemas aislados. El impacto de esta medida fue el inicio de un crecimiento exponencial de la CDE, que saltó de menos de R$ 5 mil millones en 2012 a poco más de R$ 40 mil millones en 2024. La ausencia de un límite claro transformó la cuenta en un mecanismo prácticamente ilimitado de transferencia de recursos, dirigidos por lobbies políticos y agendas muy poco transparentes.

Entre las fuentes que hoy concentran la mayor parte de los subsidios de la CDE están las renovables intermitentes no controlables (eólicas y solares). Estas fuentes (también conocidas como fuentes incentivadas, por los incentivos que les confiere la regulación vigente) fueron, y seguirán siendo, esenciales para la diversificación de la matriz energética, pero llegaron a una etapa de madurez que exige una revisión de los subsidios. Uno de los incentivos concedidos a estas fuentes es el

descuento en la tarifa de uso de la red (el costo del uso de la transmisión), que en la práctica se traduce en la división del beneficio entre el generador y el consumidor. Sin embargo, el mantenimiento de estos incentivos ha creado desequilibrios estructurales entre las fuentes y ha distorsionado innumerables incentivos de mercado.

Hasta 2010, las fuentes renovables no controlables representaban en Brasil menos del 1 % de la generación total. Las hidroeléctricas, a su vez, como fuentes renovables controlables, produjeron aproximadamente el 89 % de la energía total del país ese año. En 2024, la proporción de generación renovable total en Brasil se mantuvo prácticamente igual y alcanzó el 87 % de la generación total. Sin embargo, la participación de las fuentes no controlables dentro de la matriz renovable creció significativamente y pasó a representar el 30 % de esta. Como resultado, la capacidad de control del sistema eléctrico brasileño sufrió una reducción significativa entre 2010 y 2024.

En ese contexto, hasta 2010, la generación convencional controlable era la principal proveedora de energía y de flexibilidad (en la que, por simplicidad, incluyo la controlabilidad para atender la punta de carga, la flexibilidad para variar la potencia y todos los servicios auxiliares). Los consumidores pagaban por ese conjunto de servicios a través de la cantidad negociada de la primera, es decir, de la energía suministrada, en reales por megavatio-hora. A partir de 2014, sin embargo, un nuevo tipo de agente ganó mayor representatividad en el mercado y desafió el diseño vigente: las renovables no controlables. Curiosamente, estas fuentes entraron en el mercado actuando a la vez como proveedoras y consumidoras; suministraban energía, pero consumían flexibilidad. Aun así, el mercado brasileño, a contracorriente de la experiencia internacional, no se actualizó para este nuevo escenario.

Este desajuste generó un gran desincentivo para las fuentes controlables, utilizadas para garantizar el suministro en la punta de carga, y configura un triple subsidio a las renovables no controlables. El primero es el subsidio sectorial directo, derivado del descuento en la tarifa de uso de la red. El segundo y el tercero son indirectos y se derivan de la falta de igualdad de condiciones entre fuentes generada por un diseño de mercado obsoleto. Mientras que las controlables están hoy

obligadas a compensar la incertidumbre y la inflexibilidad causadas por las renovables no controlables, sin recibir una remuneración correcta por ello, a las renovables no controlables no se les exige asumir esos costos ni se las incentiva a invertir en baterías.

En lugar de actuar directamente sobre la causa de este enorme desequilibrio, el Ministerio de Minas y Energía pasó a discutir subastas de capacidad para hidroeléctricas, térmicas y baterías. El riesgo, sin embargo, es que sigamos el mismo recetario que nos trajo hasta aquí, solo que ahora con las controlables. Cuando hablamos de subsidios, la solución más fácil es, en general, la peor posible. Ya estamos discutiendo subastas por fuente, y la disputa sobre qué tecnología se quedará con la primera parte de la demanda de flexibilidad ya comenzó. Gran parte de las discusiones actuales sobre nuevas subastas de capacidad y de energía, así como sobre qué fuente debería tener preferencia para suministrar cada tipo de producto, ignora la naturaleza multiatributo intrínseca de las fuentes y el conocimiento actual sobre formas eficientes de subastar estos servicios.

Además, estamos discutiendo la precontratación de largo plazo, bajo gran incertidumbre, de enormes bloques de capacidad y flexibilidad para la operación en tiempo real, sin siquiera tener un mercado en tiempo real que ponga precio a los déficits de flexibilidad y remunere a quienes ya la proveen desde hace años (tema para el próximo artículo). Es la saga de la expansión por subsidios del sector eléctrico brasileño: usaremos reservas de mercado para subsidiar la expansión de una fuente a fin de resolver el problema creado por la expansión subsidiada de otra.

Sin caer en el cliché de que la culpa es de los lobbies, creo que todos tienen derecho a defender sus puntos de vista y sus soluciones. No obstante, los legisladores y los reguladores tienen la última palabra. Por lo tanto, deberían protegerse de la trampa de las soluciones simples para problemas complejos. Olvidan que tienen a su disposición a toda la academia, que puede aportar visiones más imparciales y contribuir a decisiones más eficaces.

Capítulo 6

En busca de la flexibilidad perdida

2025

En este capítulo

En busca de la flexibilidad perdida 87
Ponerle precio a la energía y a la flexibilidad en el mercado eléctrico 93

Introducción

En los años ochenta y noventa, los vuelos internacionales solían operar con grandes Boeing 747, y cada pasajero podía llevar en bodega hasta dos maletas de 32 kg sin costo adicional. El espacio sobraba, el costo marginal de una maleta era bajo y las aerolíneas vendían una tarifa todo incluido. Cuando aviones más pequeños y más eficientes en combustible hicieron que el equipaje compitiera con los pasajeros, las aerolíneas empezaron a cobrar por separado el asiento y el equipaje. Usé esta historia en 2025 para explicar el mercado eléctrico brasileño. El paralelo no es perfecto, pero en 2004, cuando se hizo la última reforma del sector, el sistema era 90 % hidroeléctrico, y las centrales hidroeléctricas ofrecían una enorme flexibilidad de corto plazo. El diseño que adoptamos cobraba solo por la energía, el producto escaso, y suponía que la flexibilidad vendría incluida, sin costo marginal.

Hasta 2010, cerca de 90 % de la generación era hidroeléctrica y prácticamente todo el resto, térmica, lo que daba a la oferta una elevada capacidad de control. A partir de 2010, Brasil incentivó la eólica y la solar con subsidios pensados como un impulso inicial, y ese impulso se convirtió en un crecimiento desenfrenado y descoordinado de fuentes no controlables en la red de transmisión y en la distribución. La carga creció cerca de un 45 % entre 2010 y 2024 y se detuvo la construcción de nuevos embalses, de modo que la eólica y la solar ocuparon el espacio. Estas fuentes entregan energía y consumen flexibilidad. En el Nordeste, por cada 100 MWh de generación eólica prevista, 6 MWh hidroeléctricos quedan retenidos como reserva secundaria. La reserva secundaria es uno de los servicios auxiliares que mantienen el sistema en equilibrio en tiempo real. Estos servicios no tienen precio ni remuneración según la oferta y la demanda. El punto crítico llegó el 15 de agosto de 2023, cuando un apagón afectó a 25 estados y al Distrito Federal. El operador pasó entonces a recortar la generación eólica y solar con mucha más frecuencia, y la generación distribuida empezó a invertir los flujos de potencia en las redes de distribución.

Las subastas de capacidad surgieron como la solución del momento. Copian los contratos rígidos de largo plazo del mercado regulado,

indexados al índice oficial de precios al consumidor. Además, las subastas reservan demanda para fuentes específicas y dan prioridad a centrales térmicas cuyos costos variables pueden superar el techo del precio spot. También chocan con los contratos más cortos del mercado libre y con la liberalización prevista para 2030. La alternativa ya estaba sobre la mesa en la Consulta Pública n.º 33, de 2017. Uno de sus pasos más importantes es el desarrollo de mercados secuenciales en tiempo real. En esos mercados, un generador que no entrega lo que programó compra su déficit al precio en tiempo real y, de ese modo, paga a quien aportó la flexibilidad, sea cual sea la tecnología. La respuesta de la demanda mostró que los consumidores pueden aportar esa flexibilidad. Un programa voluntario creado por el regulador en 2022 dio a los grandes consumidores un mercado explícito de ofertas para el despacho diario de sus reducciones, que ya había superado los 9 GWh en octubre de 2024. El programa mostró también cuán lejos estaban los precios del costo real de la operación. El precio spot se mantuvo a menudo por debajo de R$ 100/MWh, mientras que las centrales térmicas despachadas fuera de los modelos de formación de precios registraban costos variables superiores a R$ 1.000/MWh.

El último lugar donde buscar es la distribución, a la que llamé el "deep system" porque es la capa más profunda y menos explorada de flexibilidad del sector. Es un "presal" de flexibilidad, con grandes reservas que son más difíciles de explotar. La generación distribuida con recorte de generación y almacenamiento automatizados, las tarifas inteligentes y la automatización residencial y comercial pueden agregarse, y la flexibilidad resultante puede negociarse en tiempo real entre las distribuidoras y el operador nacional por intermedio de agregadores. Esto exige nuevos protocolos de comunicación entre el operador nacional y los operadores de los sistemas de distribución. En agosto de 2025 cerré el argumento con una prescripción. La flexibilidad debe tratarse como un conjunto de productos distintos de la energía, cobrada a quienes la demandan y pagada a quienes la suministran. En Texas, las baterías ya prestan el 90 % de la regulación de frecuencia y obtienen gran parte de sus ingresos en los mercados de servicios auxiliares. Atar al sector

durante décadas a contratos de capacidad por fuente, sin perfeccionar el mercado de corto plazo, solo profundizaría su falta de competencia.

Ideas centrales

1. Hasta 2010, una matriz de generación de cerca de 90 % hidroeléctrica y casi todo el resto térmica daba a la oferta brasileña una elevada capacidad de control.
2. Los subsidios pensados como impulso inicial para la eólica y la solar se convirtieron en un crecimiento descoordinado de fuentes no controlables en la transmisión y la distribución, y el apagón del 15 de agosto de 2023 marcó el punto crítico.
3. El diseño de 2004 cobraba solo por la energía y suponía que la flexibilidad venía incluida sin costo marginal, como las tarifas todo incluido de la era del Boeing 747.
4. La carga creció cerca de un 45 % entre 2010 y 2024 y la construcción de embalses se detuvo, de modo que la flexibilidad se volvió escasa mientras los servicios auxiliares seguían sin precio.
5. Las subastas de capacidad copian los contratos rígidos e indexados a la inflación del mercado regulado, reservan demanda para fuentes específicas y chocan con la liberalización prevista para 2030.
6. Los mercados secuenciales en tiempo real, ya propuestos en la Consulta Pública n.º 33, pagan a quien cubre un desvío al costo marginal de operación, sea cual sea la tecnología.
7. El programa de respuesta de la demanda creado en 2022 superó los 9 GWh en octubre de 2024 y expuso precios spot a menudo inferiores a R$ 100/MWh, mientras las térmicas despachadas fuera de los modelos de precios costaban más de R$ 1.000/MWh.
8. La distribución es la capa más profunda de flexibilidad, y llegar a ella exige agregadores y nuevos protocolos entre el operador nacional y los operadores de los sistemas de distribución.

Conclusiones

En 2025, la causa de la pérdida de flexibilidad ya estaba clara. El diseño de 2004 ponía precio solo a la energía, los subsidios multiplicaron las fuentes que consumen flexibilidad y el mercado no ofrecía ningún precio a quienes la suministran. La salida combina mercados en tiempo real, precios para los servicios auxiliares y la flexibilidad de los consumidores y de las redes de distribución. El primero de estos elementos está sobre la mesa desde 2017. Como escribí al final de *Ponerle precio a la energía y a la flexibilidad en el mercado eléctrico*, necesitamos un camino intermedio, más estructurante y sostenible.

Los artículos

En busca de la flexibilidad perdida, publicado por MegaWhat el 7 de marzo de 2025, es el artículo anunciado al final del capítulo anterior. Sitúa en el tiempo la pérdida de flexibilidad, critica las subastas de capacidad y presenta los mercados en tiempo real, la respuesta de la demanda y las redes de distribución como los lugares donde puede encontrarse flexibilidad. *Ponerle precio a la energía y a la flexibilidad en el mercado eléctrico*, publicado en Valor Econômico el 25 de agosto de 2025, explica el problema mediante la separación de las tarifas aéreas, documenta los tres subsidios a las renovables y sostiene que la flexibilidad debe tener precio como productos distintos de la energía.

En busca de la flexibilidad perdida

Título original: *Em busca da flexibilidade perdida*
MegaWhat · 7 de marzo de 2025
Versión publicada: megawhat.energy

RESUMEN

Hasta 2010, cerca de 90 % de la generación era hidroeléctrica y casi todo el resto, térmica, lo que hacía al sistema muy controlable. Los subsidios, impulso inicial a eólicas y solares, derivaron en un crecimiento desenfrenado y descoordinado de fuentes no controlables en transmisión y distribución. El punto crítico fue el apagón del 15 de agosto de 2023, en 25 estados y el Distrito Federal. Se multiplicaron los recortes de generación y la generación distribuida invirtió flujos. Las subastas de capacidad, solución del momento, copian los contratos largos, rígidos e indexados a la inflación del mercado regulado, crean reservas de mercado por fuente y chocan con la liberalización prevista para 2030. Sostengo que la reforma de la Consulta Pública n.º 33 ya ofrece la alternativa. En mercados secuenciales en tiempo real, quien incumple compra el déficit al precio en tiempo real y paga a quien aportó flexibilidad, de cualquier tecnología. El programa de respuesta de la demanda de 2022 superó 9 GWh en octubre de 2024. Expuso precios spot a menudo inferiores a R$ 100/MWh, mientras térmicas despachadas fuera de los modelos costaban más de R$ 1.000/MWh. La última etapa es la distribución, un "presal" de flexibilidad que agregadores y nuevos protocolos entre operadores nacional y de distribución pueden desbloquear.

El sistema eléctrico brasileño estuvo basado alguna vez, de forma predominante, en fuentes de generación controlables, o flexibles. Hasta 2010, cerca de 90 % de la generación era hidroeléctrica y el resto lo producían prácticamente centrales térmicas, lo que confería a la oferta de energía una elevada capacidad de control frente a las oscilaciones de corto y largo plazo de la demanda.

Para expandir la matriz energética con fuentes renovables y diversificadas, aprovechando su alta controlabilidad, Brasil incentivó, a partir de 2010, la instalación de parques eólicos y solares. El objetivo era reducir el uso de centrales térmicas a combustibles fósiles y disminuir la dependencia de las centrales hidroeléctricas con grandes embalses, que tienen mayor impacto ambiental. El apoyo inicial a esas tecnologías se basó en subsidios que buscaban acelerar su madurez competitiva.

Sin embargo, como se describe en el artículo "La saga de la expansión por subsidios en el sector eléctrico" ("A Saga da Expansão por Subsídios do Setor Elétrico", Valor Econômico, columna de Opinión, 14 de febrero de 2025), el propósito original de esos subsidios se desvirtuó significativamente. En lugar de servir como un impulso inicial para nuevas fuentes, se convirtieron en un mecanismo que distorsionó la expansión del sector y promovió el crecimiento desenfrenado y descoordinado de recursos no controlables tanto en la red troncal de transmisión como en la red de distribución.

Ese crecimiento alcanzó un punto crítico el 15 de agosto de 2023, cuando un apagón de grandes proporciones afectó a 25 estados y al Distrito Federal. Entre las causas del incidente se destacó la inadecuación de los tiempos de respuesta que los parques eólicos habían informado al Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), que comprometían la confiabilidad de los servicios de balance de potencia.

En respuesta, el ONS pasó a realizar recortes operativos de generación eólica y solar con mucha más frecuencia. En el nivel de la distribución, el problema apareció tanto en el área comercial, con la generación distribuida (GD) desafiando al mercado regulado y reduciendo el consumo en miles de megavatios, como en el área técnica, con inversiones de flujo que afectan a los sistemas de protección y sobrecargan transformadores. Así, aunque el ONS no tiene competencia ni capacidad técnica para realizar los mismos recortes que realiza en alta tensión, algunas distribuidoras empezaron a dificultar administrativamente los nuevos accesos de GD.

Ante este escenario, las subastas de capacidad surgieron como la solución del momento. Con una fuerte participación de centrales térmicas y contratos muy similares a los antiguos contratos por

disponibilidad, la flexibilidad se definió mediante fórmulas que priorizan fuentes con menor tiempo de respuesta y menor generación mínima. Aunque esta iniciativa tiene potencial para atraer nuevos generadores que aporten flexibilidad al sistema, la estrategia tiene limitaciones evidentes, que es importante señalar:

Primero, las subastas de capacidad imitan el modelo de contratos de largo plazo del ambiente regulado, que ya se mostró caro, por su reajuste según el índice oficial de precios al consumidor (IPCA), desconectado del sector, y excesivamente rígido para lidiar con las oscilaciones de medio y largo plazo de la demanda. Aun así, el diseño de largo plazo se sigue adoptando pese a la gran incertidumbre sobre la demanda real de estos productos en el futuro y a la tendencia a la baja de los costos de las nuevas tecnologías de almacenamiento y de las demás fuentes.

En segundo lugar, estas subastas crearán reservas de mercado, con licitaciones exclusivas por fuente y la priorización de centrales térmicas con costos variables que pueden superar el techo del precio spot (PLD, el precio de liquidación de diferencias), sin atacar la raíz del problema: el exceso de subsidios y la falta de señales de precios de mercado alineadas con la realidad operativa. Además, las nuevas subastas chocan con la idea de una expansión basada en contratos más cortos —generalmente de hasta cinco años—, ampliamente negociados en el ambiente de contratación libre (ACL) y fundamentales para la lógica de liberalización del sector prevista para 2030.

En contraste con la estrategia adoptada por el Ministerio de Minas y Energía (MME) para obtener nueva flexibilidad mediante subastas de capacidad, está la agenda de reformas del diseño del mercado de corto plazo, prevista en los resultados de la Consulta Pública n.º 33 (CP 33). Uno de los pasos más importantes en esa dirección es el desarrollo de los mercados secuenciales en tiempo real. En esos mercados, siempre que un generador comprometido a entregar una determinada cantidad de megavatios hora no logra cumplir su obligación, debe comprar su déficit al precio del mercado en tiempo real, financiando así a los generadores que demostraron flexibilidad al ajustar los niveles programados el día anterior para compensar el desequilibrio causado.

Así, no importa si el déficit lo cubrió una central hidroeléctrica o parques híbridos con almacenamiento. El pago por el costo causado irá a quienes resolvieron el problema, independientemente de la fuente. Además, ese pago se basará en el costo marginal de operación del sistema, lo que incentiva cualquier innovación que aporte la flexibilidad necesaria en cada momento. De esta forma, el mercado en tiempo real no solo optimiza con mayor precisión el uso de los recursos a lo largo del día, sino que también crea un mecanismo no discriminatorio y tecnológicamente agnóstico, que remunera a todos los que, por medio de su flexibilidad, contribuyan a compensar el déficit generado por los inflexibles. Esto corrige muchas de las injusticias actuales de nuestro diseño de mercado.

Una excepción al actual alejamiento de una agenda promercado para estimular la flexibilidad en el sector es el nuevo programa de respuesta de la demanda (RD) voluntaria. Establecido por la Resolución Normativa n.º 1.040/2022 de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), este recurso, históricamente subestimado, parece haber encontrado por fin su momento y su diseño adecuado en el sector eléctrico brasileño. Además, la RD vino a demostrar, de una vez por todas, que los consumidores sí responden a las señales de precio.

Los nuevos programas de RD dieron protagonismo al gran consumidor en las discusiones sobre cómo obtener flexibilidad en el sector eléctrico. Innovando con un formato promercado, el ONS y la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) crearon un mercado explícito de ofertas para el despacho diario de la RD, que ya superó los 9 GWh en octubre de 2024. Con la RD, el operador puede acceder a un vasto e inexplorado potencial de flexibilidad industrial y remunerar servicios esenciales que antes prestaban exclusivamente los generadores.

Además, la RD reveló una discrepancia flagrante en el sector: mientras el precio spot (PLD) se mantuvo con frecuencia por debajo de R$ 100/MWh, las centrales térmicas despachadas fuera de los modelos de formación de precios, en el proceso denominado pos-DESSEM (posterior al DESSEM, el modelo de programación del día siguiente), registraban costos variables superiores a R$ 1.000/MWh. De este modo, la RD mostró que los precios del sector no reflejan, ni de lejos, los costos operativos

reales de la atención de la carga, como deberían. Así, los beneficios que la RD ha demostrado para el sistema son claros:

1. Remunera las ofertas de los consumidores por servicios prestados voluntariamente al sistema, con base en la demanda real del sistema por flexibilidad y con precios asociados a los costos de oportunidad de desplazar centrales térmicas más caras y alimentadas con combustibles fósiles.
2. Crea una nueva y relevante fuente de ingresos para los consumidores, a quienes se les paga por encima de sus costos de oportunidad por suministrar una flexibilidad que muchas veces estaba disponible y no se utilizaba.
3. Añade al menú del operador un producto de alto valor agregado, con respuestas casi instantáneas, que, aunque en Brasil todavía es incipiente, en sistemas más maduros figura en diversos mercados, desde subastas de medio plazo hasta servicios auxiliares.
4. Por último, es un excelente promotor de la mitigación de los recortes de renovables y de la reducción de emisiones, además de abrir camino a nuevas tecnologías y nuevos modelos de negocio que promoverán la eficiencia en el uso de los recursos distribuidos.

Finalmente, aquí llegamos a la última etapa de la búsqueda de flexibilidad. Llegamos a las distribuidoras, el "deep system", la capa más profunda y todavía inexplorada de flexibilidad del sector eléctrico.

Las distribuidoras representan el descubrimiento de un "presal" de la flexibilidad. Pero así como las reservas son grandes, también son algo más difíciles de explotar. Los desafíos pasan por reformas regulatorias y por la tecnología.

Los desarrolladores pueden crear nuevos productos de GD con curtailment (recorte de generación) y almacenamiento automatizados mediante aplicaciones especializadas, para evitar tarifas cada vez más dispares entre la energía inyectada y la consumida. Del otro lado, las tarifas inteligentes pueden involucrar a los consumidores mediante precios o mediante sistemas de automatización residencial y comercial. Todos esos servicios pueden agregarse, y la flexibilidad resultante puede negociarse en tiempo real entre las distribuidoras y el ONS por

intermedio de agregadores. Sin embargo, la clave para desbloquear esta revolución, que ya ocurrió en varios otros sistemas más maduros que también sufrieron la falta de flexibilidad, está en establecer nuevos protocolos de comunicación entre el ONS y los operadores de los sistemas de distribución (DSO, por su sigla en inglés).

Aunque la CP 33 ya delineó una agenda positiva para atraer la flexibilidad necesaria para integrar más renovables con la menor dependencia posible de subsidios y de alternativas basadas en la generación con combustibles fósiles, la idea extractivista colonial parece estar en nuestro ADN. Seguimos extrayendo las riquezas de un país con abundancia de prácticamente todos los recursos energéticos, pero sin usar un centavo de ese beneficio para estructurarlo hacia un futuro sostenible. "Una riqueza que no genera riqueza". Queda la pregunta: ¿vamos por fin a organizar este mercado para que genere valor a largo plazo o seguiremos siendo rehenes del cortoplacismo, de las reservas de mercado y de los campeones de turno?

Ponerle precio a la energía y a la flexibilidad en el mercado eléctrico

El efecto final del diseño de mercado es un deterioro de la confiabilidad del suministro, una tarifa más alta para el consumidor y una pésima señal para las renovables, que ya podrían estar plenamente orientadas a un modelo híbrido con baterías

Título original: *Precificando energia e flexibilidade no mercado de eletricidade*
Valor Econômico · 25 de agosto de 2025
Versión publicada: valor.globo.com

RESUMEN

Uso la separación de las tarifas aéreas como analogía del mercado eléctrico brasileño. En los ochenta y noventa, los grandes Boeing 747 admitían dos maletas de 32 kg por pasajero, todo incluido. Con aviones menores y más eficientes, el equipaje compitió con los pasajeros y las aerolíneas separaron asiento y equipaje; Brasil solo lo hizo en 2017. La reforma eléctrica de 2004, para un sistema 90 % hidroeléctrico, adoptó precios de la era del 747, cobrando solo la energía y dando por incluida la flexibilidad, sin costo marginal. La carga creció cerca de 45 % entre 2010 y 2024, cesó la construcción de embalses, y eólicas y solares, que suministran energía y consumen flexibilidad, ocuparon el espacio. En el Nordeste, cada 100 MWh eólicos previstos retienen 6 MWh hidroeléctricos como reserva secundaria. Pero los servicios auxiliares no tienen precio de mercado, y las renovables reciben tres subsidios, entre ellos 50 % de descuento en la tarifa de uso de la red. En Texas, las baterías ya prestan 90 % de la regulación de frecuencia. Sostengo que la flexibilidad debe tener precio como productos distintos de la energía. Sin un mejor mercado de corto plazo, subastas de capacidad por fuente

solo profundizarían la falta de competencia. Necesitamos un camino intermedio, más estructurante y sostenible.

En los años ochenta y noventa, era común que los vuelos internacionales operaran con grandes Boeing 747, equipados con cuatro motores y un amplio espacio entre asientos. El exceso de potencia y de tamaño era tal que cada pasajero podía llevar en bodega hasta dos maletas de 32 kg. Como la restricción era el número de asientos y el costo marginal de una maleta era bajo, la aviación operaba con el modelo all-inclusive, en el que el pasajero pagaba por el asiento y llevaba el equipaje sin costo adicional.

Con la globalización y una competencia feroz, la eficiencia en el consumo de combustible pasó a ser prioritaria, lo que llevó a reducir el tamaño de las aeronaves y el costo por kilogramo transportado. Con menos espacio, el equipaje pasó a competir directamente con los pasajeros. El mercado global reaccionó separando los productos (unbundling): empezó a cobrar por separado el asiento y el equipaje, lo que permitió un mejor equilibrio entre la demanda de los pasajeros por kilogramos de equipaje y su costo de oportunidad para las aerolíneas.

En Brasil, la regulación insistió en el modelo único de precios durante mucho más tiempo que en el resto del mundo y solo hizo la separación en 2017. Como consecuencia, la inconsistencia entre el modelo de precios y la realidad de las nuevas aeronaves no solo retrasó la entrada del país en la revolución de los vuelos de bajo costo, sino que también creó fricciones de mercado y costos adicionales para los consumidores.

El paralelo no es perfecto, pero en el sector eléctrico la dinámica actual es parecida. En la última reforma del sector, en 2004, el sistema brasileño estaba compuesto en un 90 % por centrales hidroeléctricas. Esas centrales, aunque tenían su capacidad de generar energía limitada por la incertidumbre de los caudales a medio y largo plazo, disponían de una enorme flexibilidad operativa de corto plazo (capacidad de ajustar rápidamente la generación para ayudar al operador a equilibrar la oferta y la demanda). Así, adoptamos un sistema de precios de la era de los Boeing

747: cobramos solo por el producto escaso, la energía, y supusimos que la flexibilidad vendría incluida, sin costo marginal.

Así como la aviación tuvo que renovar su flota para operar con más eficiencia, el sector eléctrico tuvo que adaptarse al crecimiento de la carga, que aumentó cerca de un 45 % solo entre 2010 y 2024. Con la interrupción de la construcción de nuevos embalses, la única forma de mantener la matriz renovable fue expandir la generación eólica y solar (intermitentes por naturaleza). Pero, a diferencia de las fuentes convencionales controlables, que suministran energía y flexibilidad, la eólica y la solar entregan solo energía y consumen flexibilidad.

Por ejemplo, las centrales térmicas se reprograman a diario para complementar la generación renovable, mientras que las hidroeléctricas reducen su potencia al mediodía y la recuperan rápidamente al atardecer, lo que permite al sistema absorber tanto la curva prevista como la incertidumbre eólica y solar en tiempo real. En el Nordeste, por cada 100 MWh previstos de generación eólica, 6 MWh hidroeléctricos quedan retenidos como reserva secundaria, parte de los servicios auxiliares y elemento clave de la flexibilidad. En el Sur, ese valor sube a 16 MWh.[1] Con el rápido avance de la generación solar, centralizada y distribuida, la flexibilidad se volvió escasa y pasó a competir con el producto energía, el único remunerado por el precio de corto plazo y el que respalda la venta de contratos.

Sin embargo, pese a su papel crucial y creciente en la compensación de la incertidumbre de las renovables y en el mantenimiento de la confiabilidad del sistema, los servicios auxiliares no tienen precio ni remuneración basados en una relación de oferta y demanda, lo que anula la señal de su escasez y elimina los incentivos para nuevas inversiones en tecnologías que aportan esa flexibilidad.

Una vez más, Brasil repite el error e insiste en la incoherencia entre el precio y la realidad operativa. Además de mantener el precio único, el país también subsidia tecnologías que consumen flexibilidad. Hoy son tres los subsidios concedidos a las renovables: 1) un descuento del 50 %

[1] Según el criterio del Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), el valor del Sur es de 15 MWh; la publicación original indicaba 16 MWh.

en la tarifa de uso de la red, 2) la exención de participar en los servicios auxiliares y 3) la exención del pago por el aumento del requisito de reservas, que suministran, por ejemplo, las hidroeléctricas. El resultado de este diseño es el deterioro de la confiabilidad del sistema, el aumento de la tarifa al consumidor y pésimas señales para las renovables, que ya podrían estar operando en modelos híbridos con baterías. Como referencia, datos recientes del Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), el operador de Texas, en Estados Unidos, indican que las baterías ya prestan el 90 % de la regulación de frecuencia y obtienen gran parte de sus ingresos en los mercados de servicios auxiliares.

Si están bien diseñados, estos mercados no solo aumentan la confiabilidad del sistema, al estimular o contener los incentivos a las tecnologías capaces de aportar flexibilidad, sino que también crean referencias para fijar el precio de los mecanismos de largo plazo. Avanzar en esta agenda significa 1) estimular nuevos negocios en almacenamiento y respuesta de la demanda y 2) corregir la remuneración de las centrales térmicas e hidroeléctricas, que desde hace años prestan estos servicios. En ese entorno, el estímulo a la flexibilidad pasa a ser agnóstico respecto de la tecnología y a guiarse por la dinámica entre la oferta y la demanda de ese atributo, y no por más subsidios. Lo correcto, por lo tanto, sería tratar los diferentes tipos de flexibilidad obtenidos mediante estos servicios como productos distintos de la energía, cobrando a quien los demanda y remunerando adecuadamente a quien los suministra.

No obstante, en lugar de diseñar el mercado de servicios auxiliares y de perfeccionar nuestro ya desfasado mercado de energía, por ejemplo, con una segunda liquidación más granular y más cercana al tiempo real, estamos discutiendo un lock-in, durante varias décadas, en los resultados de subastas de reserva de capacidad con diseños ampliamente cuestionados. Estas subastas incluyen contratos con ingresos fijos crecientes, pese a la tendencia mundial de caída de los precios de los equipos de flexibilidad, y la reserva de mercado para tecnologías específicas, mayoritariamente térmicas, con mayor nivel de emisiones y costos variables exorbitantes. Nuevamente, el paralelo no es perfecto, pero imaginen cómo sería si, para viajar, tuviéramos que precontratar todo el equipaje que pensamos llevar cada año, durante los próximos

20 años, sin saber qué viajes haremos, cuáles serán los precios de mercado de los pasajes ni siquiera si eso seguirá teniendo sentido en ese horizonte.

Expandir la generación mediante subastas de capacidad para fuentes específicas, sin perfeccionar el mercado de corto plazo, incluida la flexibilidad, solo profundizará la actual falta de competencia, de igualdad de condiciones y de eficiencia del sector. Necesitamos un camino intermedio, más estructurante y sostenible.

Capítulo 7

Ni mercado ni planificación: las subastas de capacidad de 2026

2026

En este capítulo

Ni mercado ni planificación: la expansión es por subsidio 103
Cinco problemas de la LRCAP 2026 108
El sector eléctrico y el país de las oportunidades perdidas 118
La barrera regulatoria del sector eléctrico y la subasta de baterías 123

Introducción

La subasta de reserva de capacidad (LRCAP) que Brasil realizó el 18 de marzo de 2026 contrató 18.977 MW, de los cuales 16,47 GW eran térmicos y 2,5 GW hidroeléctricos. El costo anual es de cerca de R$ 38,9 mil millones, y el desembolso total, de cerca de R$ 515 mil millones en contratos de 10 a 15 años. A US$ 395.000 por MW-año, el precio fue 3,8 veces el de la última subasta anual de capacidad de PJM Interconnection, en Estados Unidos, para 2026/27. El problema que la subasta pretendía resolver es real. En 2025, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico estimó en un 96 % la probabilidad de pérdida de carga por insuficiencia de potencia hasta 2029 y previó recortes de generación en el 80 % de las horas diurnas en los cinco años siguientes. El problema se origina en la generación solar subsidiada, cuya producción cae al atardecer y crea grandes rampas de demanda neta. La demanda neta es la demanda que queda para las centrales controlables una vez descontada la generación solar y eólica. En los cuatro artículos de este capítulo cuestiono el instrumento elegido para resolverlo.

Un contrato de capacidad paga a una central por estar disponible, sin obligación de entregar energía al consumidor. El consumidor paga la disponibilidad mediante un cargo y sigue comprando la energía a precios de mercado cada vez que la central opera. Combinado con la elección de fuentes específicas, este ingreso fijo funciona como un subsidio. Además, reparte el riesgo de forma desigual, porque los generadores aseguran su ingreso frente a los precios bajos, mientras que los consumidores no reciben ningún derecho sobre la energía que los protegería de los precios altos. En una crisis, los generadores pasan del mercado a las reclamaciones y los litigios. Los contratos por disponibilidad que estructuraron las subastas de energía nueva durante dos décadas funcionan de otro modo, porque se asemejan a opciones de compra. Cuando la central térmica es llamada a producir, la energía pertenece al consumidor, que reembolsa el costo variable de la central, y eso limita su exposición a los precios altos de corto plazo.

Una semana después de la subasta sostuve que no sigue ninguna de las dos vías legítimas de expansión. Una confía en las señales

del mercado para revelar costos y orientar la inversión. La otra se apoya en la planificación centralizada, con modelos que internalizan restricciones, incertidumbres y complementariedades entre fuentes. La subasta no tiene los elementos fundamentales de ninguna de las dos, de modo que ni siquiera puede llamarse un híbrido. Las cantidades y las fuentes se eligieron administrativamente, y la subasta se asemeja a un subsidio licitado. Los subsidios rara vez llegan solos, y el gobierno ya preparaba financiamiento público para diferir aumentos tarifarios causados por subsidios anteriores, con el riesgo de construir una pirámide de subsidios. En mayo enumeré cinco problemas de incentivos: (1) el ingreso garantizado crea una adicción y una carrera por nuevas subastas; (2) el diseño de mercado no está preparado para estos contratos; (3) la demanda la fijan instituciones que temen un apagón mucho más que un aumento tarifario repartido a lo largo de años; (4) un comprador único traspasa los costos y convierte las disputas comerciales en regulatorias; y (5) la subasta invita a la complacencia regulatoria. En cuanto al segundo problema, Brasil no tiene mercado en tiempo real, ni precios adecuados para los servicios auxiliares, ni doble liquidación, de modo que los proyectos buscaron casi toda su viabilidad en el ingreso fijo. Con la doble liquidación, cada desvío respecto del programa del día siguiente se liquida de nuevo al precio en tiempo real. Aquí intentamos empezar por el final. Los mercados que nos llevan unos quince años de ventaja muestran que la formación de precios de corto plazo va primero.

En junio sostuve que el problema de fondo es el excedente diurno y que la rampa del atardecer es una de sus consecuencias. Gran parte del excedente proviene de la generación solar distribuida, dentro de las redes de distribución. Los mercados locales de flexibilidad en las distribuidoras lo atacarían en su origen, junto con los precios en tiempo real y la doble liquidación. En esos mercados, los agregadores coordinan generadores, baterías y consumidores. Apostar solo por las subastas de capacidad es renunciar a tres futuros: el de los consumidores que invierten en baterías, el de la generación distribuida como activo de flexibilidad remunerado y el de un mercado que integre el mayorista y el minorista. El patrón volvió con la primera subasta de baterías del sistema nacional, cuya consulta pública se abrió el 30 de julio, y escribí sobre ella en agosto. Una

subasta competitiva todavía tiene que responder administrativamente preguntas que los agentes, ante precios coherentes, responderían por sí mismos. Como la causa y los beneficiarios del almacenamiento son identificables, un primer paso a través del mercado está a nuestro alcance. Dos experiencias muestran que los agentes responden a los precios. Durante el racionamiento de 2001, los propios consumidores eligieron electrodomésticos más eficientes, y en Texas la competencia entre baterías redujo los precios de los servicios auxiliares.

Ideas centrales

1. La subasta del 18 de marzo de 2026 contrató 18.977 MW por cerca de R$ 38,9 mil millones al año, unos R$ 515 mil millones en 10 a 15 años, a un precio 3,8 veces el último precio anual de capacidad de PJM Interconnection.
2. Los contratos de capacidad pagan la disponibilidad sin entregar energía al consumidor y, combinados con la selección de fuentes, actúan como un subsidio.
3. El riesgo se reparte de forma asimétrica, pues los generadores están protegidos frente a los precios bajos, mientras los consumidores siguen expuestos a los altos.
4. La subasta no sigue ni la vía del mercado ni la de la planificación integrada, y los subsidios que crea tienden a generar otros nuevos, con el riesgo de una pirámide de subsidios.
5. De ella se derivan cinco problemas de incentivos: la adicción a los ingresos garantizados, un diseño de mercado que no está preparado para los contratos de capacidad, una demanda definida administrativamente, un comprador único que traspasa los costos y la complacencia regulatoria.
6. Los mercados que llevan unos quince años de ventaja a Brasil muestran que el orden de la reforma importa y que la formación de precios de corto plazo va primero.

7 El problema de fondo es el excedente diurno en la distribución, que los mercados locales de flexibilidad, los precios en tiempo real y la doble liquidación atacarían en su origen.

8 La subasta de baterías de 2026 repite el patrón, aunque, como la causa y los beneficiarios del almacenamiento son identificables, un primer paso a través del mercado está a nuestro alcance.

Conclusiones

En 2026, Brasil eligió una vía de expansión ajena tanto al mercado como a la planificación integrada, a precios muy superiores a las referencias internacionales y con riesgos que recaen sobre todo en los consumidores. Como escribí en agosto, el orden importa. Primero, los precios deben decir la verdad sobre la operación, y después los contratos de capacidad o de almacenamiento pueden complementarlos. Cuando se contrata capacidad antes de corregir los precios, el costo que los precios no revelan se transfiere al ingreso fijo de los contratos.

Los artículos

Ni mercado ni planificación: la expansión es por subsidio, publicado en CNN Brasil el 25 de marzo de 2026, una semana después de la subasta, la contrasta con las dos vías legítimas de expansión y advierte sobre una pirámide de subsidios. *Cinco problemas de la LRCAP 2026*, publicado en LinkedIn el 20 de mayo de 2026, expone en detalle los cinco problemas de incentivos, con la evidencia internacional para poner primero los precios. *El sector eléctrico y el país de las oportunidades perdidas*, publicado en Valor Econômico el 9 de junio de 2026, confronta la subasta con las propias advertencias del operador y con el excedente diurno, y nombra los tres futuros a los que renuncia. *La barrera regulatoria del sector eléctrico y la subasta de baterías*, publicado en CNN Brasil el 19 de agosto de 2026, aplica el mismo razonamiento a la primera subasta de baterías.

Ni mercado ni planificación: la expansión es por subsidio

Título original: *Nem mercado, nem planejamento, a expansão é por subsídio*
CNN Brasil · 25 de marzo de 2026
Versión publicada: cnnbrasil.com.br

RESUMEN

El 18 de marzo de 2026, la subasta de reserva de capacidad contrató 18.977 MW por unos R$ 38,9 mil millones anuales, R$ 515 mil millones en 10 a 15 años. Los valores superan casi todo referente internacional, pero me ocupa la forma de expansión que crea la subasta. El problema es real. Las renovables intermitentes subsidiadas crearon grandes rampas solares de demanda neta. Pero los contratos de capacidad pagan disponibilidad sin obligar a entregar y liquidar energía. Los generadores aseguran ingresos frente a precios bajos, y el consumidor paga cargos sin derecho a energía que lo proteja de precios altos. En crisis, los generadores cambian el mercado por reclamaciones y litigios. Con cantidades y fuentes definidas administrativamente, la subasta se asemeja a un subsidio licitado. No sigue ninguna de las dos vías legítimas, mercado o planificación centralizada, ni es un híbrido. Los subsidios rara vez llegan solos. El gobierno ya prepara financiamiento público para diferir alzas tarifarias de subsidios pasados, que sumaron R$ 50 mil millones en la Cuenta de Desarrollo Energético el último año. El riesgo es una pirámide de subsidios. Antes de hacer de estas subastas el eje de la expansión, debemos saber si contratan con eficiencia flexibilidad, capacidad y energía o repiten el atajo de siempre.

La subasta de reserva de capacidad (LRCAP) realizada el 18 de marzo de 2026 contrató 18.977 MW de potencia, con inversiones estimadas en R$ 64,5 mil millones, un costo anual de aproximadamente R$ 38,9 mil millones y un desembolso total de cerca de R$ 515 mil millones a lo largo

de los 10 a 15 años de los contratos. Los valores superan prácticamente todas las referencias internacionales y los niveles de ingreso requerido observados en subastas anteriores en el propio país. Pero el punto de este artículo es otro: no será el precio, sino el diseño de mercado y la forma de expandir el sistema que estamos creando.

La idea de la LRCAP es simple: contratar potencia adicional para garantizar seguridad y flexibilidad en la atención de los picos o rampas de demanda. El origen del problema también es claro: las grandes rampas de demanda neta provocadas por la generación solar, consecuencia directa de una expansión desordenada impulsada por subsidios a las renovables intermitentes (centralizadas y distribuidas). La cuestión, por lo tanto, no es si hay o no un problema; ya está claro que lo hay. La cuestión es cómo resolverlo.

En esta subasta, utilizamos la idea de los contratos de capacidad, que remuneran a las centrales por la disponibilidad de su potencia, pero no crean la obligación de entregar y liquidar una cantidad dada de energía en el mercado a lo largo del período contractual. Sin embargo, como las distintas fuentes de generación suministran energía y capacidad en proporciones diferentes a lo largo del tiempo, el riesgo es que no estemos utilizando los productos y mecanismos adecuados para contratar una cartera eficiente de fuentes que resuelva el problema del sistema.

Ese riesgo se materializa de diversas formas. Por ejemplo, en una subasta de capacidad con baja competitividad, los generadores, que con razón buscan reducir riesgos, tienden a ofertar de modo que el proyecto sea íntegramente viable con el ingreso por capacidad, sin considerar la ganancia por la venta de la energía, incluso en un escenario de precios estructuralmente altos. Esto se debe también a las innumerables cláusulas de disponibilidad que imponen diversos riesgos no triviales a los generadores.

En ese escenario, el mecanismo no logra revelar el valor del atributo potencia de forma aislada y acaba induciendo un pago por el paquete completo. Sin embargo, el resultado es asimétrico: mientras los generadores aseguran su ingreso frente a escenarios de precios bajos, el consumidor, también averso al riesgo, no recibe el derecho

a la liquidación de la energía que lo protege de escenarios de precios elevados.

Más grave aún, en momentos de crisis, los incentivos de los generadores pueden desalinearse por completo. En lugar de luchar por la evolución del diseño regulatorio para que los precios reflejen la realidad operativa, alineando sus intereses con los del sistema, los generadores pasan a concentrar sus esfuerzos en negociar cláusulas contractuales que los alivien de responsabilidades mediante reclamaciones y litigios. Sale la maximización de valor vía mercado; entra la maximización vía regulación.

Dejando de lado el diseño del contrato y mirando la subasta, la definición de la cantidad que se contratará y de las fuentes que se priorizarán se hace de forma administrativa, no es tecnológicamente agnóstica y aprovecha poco las sinergias con el parque existente. Así, la LRCAP se asemeja a un subsidio licitado: los contratos no se firman directamente con los consumidores, los costos se prorratean mediante cargos y, cuando las centrales contratadas generen energía, el consumidor todavía tendrá que pagar íntegramente esa producción.

Existen básicamente dos visiones legítimas y bien fundamentadas sobre cómo realizar la expansión de la generación:

1. por un lado, quienes confían en los mecanismos de mercado, en las señales de precio y en la interacción entre la oferta y la demanda para revelar costos y orientar inversiones;
2. por otro, quienes defienden la planificación centralizada, apoyada en modelos capaces de internalizar restricciones, incertidumbres y complementariedades entre fuentes e infraestructura.

Pese a sus diferencias, ambas corrientes convergen en principios esenciales, como la transparencia, las decisiones técnicamente fundamentadas, la eficiencia y el foco en el consumidor. La divergencia está en el camino para llegar allí y, sobre todo, en quién debe tener la información necesaria y asumir las responsabilidades para guiar esas decisiones.

El problema es que, en el vacío de esa divergencia todavía no resuelta, el camino que empieza a consolidarse mediante las subastas de capacidad

no representa adecuadamente ninguno de los dos enfoques. No se trata de una reforma del mercado, que podría acercar los precios de corto plazo a la realidad operativa, introducir productos de servicios auxiliares y crear las bases regulatorias para que los consumidores y los generadores distribuidos del mercado minorista reaccionen a los precios.

Tampoco se trata del regreso a una planificación centralizada clásica, basada en estudios robustos y en criterios ampliamente debatidos. Y, lamentablemente, tampoco podemos decir que se trate de un híbrido de ambos, pues no tenemos los elementos fundamentales de ninguno de los dos modelos.

El 18 de marzo de 2026 elegimos una nueva forma de expandir el sistema, una que no se basa ni en el mercado ni en la planificación integrada, sino en subsidios de largo plazo otorgados a fuentes preseleccionadas de forma administrativa y discrecional. Además, el cálculo de la demanda de la subasta y la selección de los proyectos se apoyan en premisas poco realistas sobre la contribución de las fuentes, lo que vuelve el mecanismo poco transparente y lo deja sin criterios claros para verificar su eficiencia.

La historia nos muestra que los subsidios rara vez surgen aislados. Casi siempre crean desequilibrios, distorsiones y malos incentivos en el mercado que, después, se utilizan para justificar nuevos subsidios. Según informó la plataforma de noticias *MegaWhat* el 19 de marzo de 2026, ya hay gestiones del gobierno para estructurar líneas de financiamiento a través del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) con el objetivo de postergar aumentos tarifarios ya insostenibles, en algunos casos con reajustes de dos dígitos. En gran medida, esos aumentos son consecuencia de los subsidios creados en la década pasada, que, solo en el último año, generaron R$ 50 mil millones en la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE).

¿Qué ocurrirá cuando el nuevo subsidio del modelo de expansión por capacidad llame a la puerta del consumidor con nuevos ajustes tarifarios? Tendremos que empujar la deuda hacia adelante una vez más, pues todavía estaremos pagando los intereses del subsidio anterior. El riesgo es que creemos una pirámide de subsidios. Está claro que ese no es el camino.

Al postergar la discusión más difícil, la reforma del diseño de mercado desde el mayorista hasta el minorista, optamos por una solución "pragmática", palabra que, cuando se usa en el sector eléctrico, siempre debería despertar sospechas. Por lo tanto, antes de decidir convertir las subastas de capacidad en el eje central de la expansión, hay que responder a una pregunta simple: ¿estamos, de hecho, creando un mecanismo eficiente para contratar los atributos que el sistema necesita (flexibilidad, capacidad y energía) o solo estamos recurriendo al atajo de siempre, el subsidio, para dar una respuesta pragmática, pero que se sabe subóptima?

Cinco problemas de la LRCAP 2026

Título original: *Cinco problemas do LRCAP 2026*
LinkedIn · 20 de mayo de 2026
Versión publicada: linkedin.com

RESUMEN

La subasta de reserva de capacidad (LRCAP) de 2026 pasa del contrato por disponibilidad, semejante a una opción de compra, al de capacidad, que paga al generador un ingreso fijo sin entregar energía al consumidor. Sostengo que el cambio es prematuro y crea cinco problemas de incentivos. El primero, la adicción a ingresos garantizados. Con la selección de fuentes, el pago fijo funciona como subsidio y desata una carrera por nuevas subastas, y plazos de 10 y 15 años atan al consumidor a precios de crisis. El segundo, un diseño de mercado no preparado para estos contratos. Sin mercado en tiempo real, doble liquidación ni servicios auxiliares con precio adecuado, los proyectos se viabilizaron casi solo con el ingreso fijo, a unas 3,8 veces el precio de la subasta de capacidad reciente más cara de PJM Interconnection, en Estados Unidos. El tercero, una demanda fijada por instituciones que temen un apagón mucho más que un aumento tarifario diluido. El cuarto, un comprador único que traspasa costos y vuelve regulatorias las disputas comerciales. El quinto, la complacencia regulatoria. Mercados quince años más adelantados muestran que la formación de precios de corto plazo va primero. Antes de contratar capacidad, los precios deben poder decir la verdad sobre la operación del sistema.

Frente a las discusiones que hemos seguido recientemente en los medios, que muchas veces se parecen más a una guerra del bien contra el mal y que ahora parecen escalar hacia una disputa entre centrales térmicas, baterías y renovables, quizá sea importante intentar mirar el problema desde otro ángulo. Este texto no pretende emitir juicios de valor sobre tecnologías específicas. Las fuentes de generación no deberían tratarse

como villanas o salvadoras, entre otras cosas porque ninguna de ellas está libre de externalidades negativas. Más que eso, los sistemas eléctricos modernos no deberían ver esas tecnologías bajo una lógica moral, sino como una cartera de atributos físicos, operativos y económicos que pueden ser más o menos útiles según la necesidad del sistema en cada instante.

Este texto tampoco pretende discutir la legitimidad de la subasta. Partimos aquí del principio de que la subasta de reserva de capacidad (LRCAP) se realizó y de que la sociedad y, principalmente, el sector, con todos sus aciertos y desaciertos, convergieron hacia donde estamos. El objetivo aquí es otro: discutir los problemas estructurales asociados al diseño de la subasta y al propio formato de los contratos de capacidad, temas que, en mi opinión, todavía reciben menos atención de la que deberían. La intención es plantear cuestiones que quizá deban estar en lo más alto de las prioridades antes de cualquier nueva decisión sobre mecanismos de capacidad en Brasil.

La LRCAP es quizá el formato contractual más controvertido con el que el sector eléctrico brasileño haya decidido coquetear. Esto no ocurre porque la confiabilidad, la flexibilidad y la suficiencia de potencia no sean necesarias. Lo son. El punto central reside en la forma elegida para remunerar esos atributos y en los incentivos económicos e institucionales que surgen de ese diseño contractual.

En ese contexto, la adopción de la LRCAP representa un cambio particularmente relevante para el sector eléctrico brasileño. A lo largo de las dos últimas décadas, Brasil construyó una experiencia relativamente sofisticada en el uso de contratos a plazo (*forward*) y de estructuras semejantes a opciones de compra, como los contratos por disponibilidad utilizados en las subastas de energía nueva, diseñados justamente para viabilizar inversiones. La migración hacia contratos de capacidad, por lo tanto, no representa solo un cambio incremental de producto contractual, sino una alteración profunda en la lógica de remuneración, de asignación de riesgos y de coordinación entre el mercado, los consumidores y las instituciones sectoriales.

Se trata de un movimiento no solo arriesgado, sino que, ante las características actuales del diseño de mercado brasileño, parece

prematuro e inadecuado. En los puntos que siguen, sostengo que la LRCAP introduce al menos cinco problemas relevantes de incentivos económicos e institucionales que merecen discutirse con mayor profundidad antes de que este tipo de mecanismo se consolide estructuralmente en el sector eléctrico brasileño.

El primer problema – la adicción a los ingresos garantizados y la reserva de mercado

El contrato de capacidad crea un ingreso fijo para el generador sin transferir al consumidor el derecho sobre la energía producida. En otras palabras, el consumidor paga por la disponibilidad, pero sigue comprando la energía por separado en el mercado. Se trata de una herencia mal adaptada de la época de la integración vertical, cuando la competencia y el mercado de energía no existían, que fue remozada en el mercado moderno como una especie de renta universal para generadores elegibles, con el objetivo de cerrar las brechas de remuneración del sector en su conjunto.

En la práctica, sin embargo, la combinación de ese concepto (pago sin entrega de la energía) con la selección de fuentes específicas funciona como un subsidio: el generador contratado pasa a competir en el mercado de energía con un ingreso adicional garantizado que los demás agentes no tienen o, al menos, no deberían tener. Es decir, elegimos un formato que amplía la dependencia de subsidios en el sector. Además, adoptamos contratos de 10 y 15 años, que atan al consumidor a precios de crisis, pese a que la experiencia internacional muestra que las contrataciones anuales, o los contratos de 1 a 3 años, ofrecen mayor flexibilidad y una mejor gestión de precios, según la Comisión Federal Reguladora de Energía de EE. UU. (FERC).

El problema de esto es que fomentamos un mercado paralelo. El resultado es una carrera de los demás agentes en busca de su propio subsidio, de su propia subasta de capacidad. Convergemos así hacia un mercado informal de subsidios y hacia un entorno en el que, cada vez más, la viabilidad económica deja de estar coordinada por las señales del mercado de energía. Es como una adicción: una vez que los contratos de

capacidad empiezan a utilizarse y los agentes se sienten con derecho a un ingreso garantizado, difícilmente hay vuelta atrás.

La apertura tecnológica y la especificación clara de los productos de flexibilidad y de potencia —sin superposición con el atributo energía, ya que los contratos de capacidad no remuneran energía— abrirían espacio a una mayor competencia tecnológica. Eso reduciría la exposición del sistema al choque de precios de las turbinas de gas y crearía una dinámica competitiva mucho más eficiente para el consumidor y para el propio sistema. El papel del mercado y de sus mecanismos, como las subastas, es descubrir las tecnologías ganadoras, no determinarlas.

El segundo problema – la inadecuación del diseño de mercado brasileño

Aun admitiendo la legitimidad de los contratos de capacidad, existe un punto importante que rara vez aparece en el debate brasileño. En los mercados internacionales donde se utilizan mecanismos de capacidad, estos contratos suelen tener un carácter complementario. No están diseñados para viabilizar íntegramente el proyecto.

El generador sabe que su ingreso provendrá de múltiples fuentes: el ingreso fijo del contrato de capacidad, el ingreso del mercado de corto plazo (spot y contratos a plazo), los ingresos por servicios auxiliares, el arbitraje, las coberturas y otros productos que exigen adecuar el perfil de generación para resolver los problemas del sistema.

En los mercados desarrollados, que tienen precios de servicios auxiliares cooptimizados con los de la energía, doble liquidación y precios en tiempo real creíbles y lo bastante granulares para reflejar el costo de oportunidad real de la red, la competencia y las alternativas de ingreso obligan a los agentes a ofertar, en las subastas de capacidad, ingresos fijos por debajo del punto de equilibrio (*breakeven*) del proyecto. Es decir, el contrato de capacidad entra solo como complemento de ingreso y como mecanismo residual de suficiencia del sistema.

Brasil todavía opera sin precios que reflejen adecuadamente varias dimensiones críticas de la operación. No tenemos un mercado en tiempo

real, no tenemos doble liquidación, y los servicios auxiliares siguen, en su mayoría, sin una formación de precios económicamente adecuada.

En este contexto, en el que las señales de flexibilidad siguen extremadamente distorsionadas y desfasadas respecto de lo que se sabe importante para un sistema con alta penetración de renovables, la alternativa de ingreso futuro prácticamente desaparece para los desarrolladores. El resultado natural es que los agentes intenten capturar prácticamente toda la viabilidad económica del proyecto dentro del ingreso fijo del contrato de capacidad.

Esto solo refuerza que nuestro entorno regulatorio todavía no está preparado para contemplar contratos de capacidad. Y, lamentablemente, fue exactamente eso lo que vimos en la LRCAP de 2026. Incluso en comparación con la subasta de capacidad más controvertida y cara de la historia reciente de PJM Interconnection (PJM), en Estados Unidos (véase la Fig. 9 en FERC), la LRCAP brasileña de 2026 alcanzó valores aproximadamente 3,8 veces mayores.

El diseño de la LRCAP 2026, sumado a la baja competencia, a la segmentación por fuente y a un entorno regulatorio y un diseño de mercado que no remuneran adecuadamente la flexibilidad, culminó en un mercado paralelo en el que los desarrolladores pudieron, de manera perfectamente racional ante los incentivos y las reglas establecidos, viabilizar prácticamente todas sus inversiones y costos mediante el ingreso fijo del contrato de capacidad.

Es decir, la incompatibilidad entre el entorno regulatorio brasileño y el formato de los contratos de capacidad hizo que, en lugar de repartir los costos entre capacidad y energía, asignáramos prácticamente el 100 % de la viabilidad económica del proyecto a la capacidad, ignorando que el consumidor todavía tendrá que pagar íntegramente la energía, cuando se produzca, al precio de mercado.

El tercer problema – la definición administrativa de una demanda de capacidad

No obstante la inadecuación del actual diseño de mercado y de sus incentivos para los contratos de capacidad, existe otro problema

estructural aún más delicado: la definición de la propia demanda de la subasta. En los mercados más tradicionales, la demanda surge de la disposición real de los consumidores a contratar determinado producto a un precio dado. En las subastas de capacidad, sin embargo, la demanda la definen institucionalmente los órganos centrales del sector, principalmente el operador, el planificador y el gobierno (Ministerio de Minas y Energía, MME). Y eso crea un sesgo natural al alza.

Para esas instituciones, los costos políticos e institucionales de una crisis de suministro o de un apagón son infinitamente mayores que los costos de un aumento tarifario diluido a lo largo de muchos años. Al fin y al cabo, los aumentos tarifarios pueden suavizarse, fraccionarse o diferirse en el tiempo. El propio debate reciente sobre el diferimiento tarifario lo muestra exactamente. Es mucho más fácil administrar un costo pulverizado en las tarifas futuras que lidiar con una crisis energética explícita.

Así, cuando la contraparte que define la demanda no es la misma que paga directamente la cuenta, el incentivo económico cambia por completo. El resultado natural es una contratación más conservadora, una mayor demanda de capacidad y una menor presión económica para reducir costos. Este detalle es central porque muestra que el problema no está solo del lado de la oferta de la subasta. Está también en la forma en que la demanda se construye institucionalmente.

Además, los mecanismos de capacidad con demanda definida administrativamente se vuelven particularmente vulnerables al ejercicio del poder de mercado cuando se combinan con una baja competencia estructural, una elevada concentración de la oferta o una segmentación excesiva de productos. En esas condiciones, la competitividad de la subasta tiende a reducirse aún más.

El cuarto problema – los incentivos institucionales de un comprador único que traspasa costos y la distancia del verdadero pagador

Existe además un problema más profundo, derivado de la relación institucional entre los generadores y el representante de los compradores. Los contratos dejan de ser relaciones entre compradores tradicionales y

vendedores y pasan a configurarse como relaciones entre los generadores (vendedores) y la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (compradora), que actúa como compradora única y traspasa el costo directamente a la tarifa.

Además, en la práctica, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) también desempeña un papel importante, por ejemplo, en la mediación de conflictos, y con frecuencia emite decisiones que afectan directamente esas relaciones. El historial de la subasta de 2021 nos muestra claramente esa dinámica.

El punto es que tanto la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) como la ANEEL tienen una naturaleza muy distinta de la de un agente económico comprador. Y eso no es un demérito ni un problema per se. Tanto la ANEEL como la CCEE son órganos de enorme relevancia para el sector. Es decir, el objetivo aquí no es, ni de lejos, criticar a esas dos instituciones; al contrario. El punto central de la argumentación reside en los incentivos que este tipo de relación puede generar.

La CCEE y el regulador tienen, entre sus funciones, la mediación de conflictos, la garantía de la estabilidad institucional, la prevención de crisis y la promoción de soluciones. Y, en general, lo hacen muy bien. Pero cuando retiramos de la ecuación a la contraparte que efectivamente paga y consume el producto y colocamos en su lugar entidades administrativas con funciones institucionales de esa naturaleza, los incentivos cambian por completo, y los generadores son los primeros en comprender esa nueva dinámica. En momentos de dificultad operativa, retrasos de obras, problemas con proveedores o crisis sectoriales, la conversación deja de ser comercial y pasa a ser regulatoria, con una dosis nada despreciable de injerencia política.

El historial nacional e internacional muestra exactamente el mismo patrón: presión para flexibilizar los contratos, aplazamiento de obligaciones, solicitudes de reequilibrio y renegociaciones sucesivas. Al fin y al cabo, la contraparte no es un comprador privado que defiende su caja; es el regulador que intenta evitar un problema sistémico. Para bien o para mal, el caso del contrato de capacidad de 2021 nos ofrece

ejemplos bastante claros de este fenómeno; dejo que el lector saque sus propias conclusiones.

Vale recordar que, desde hace más de dos décadas, calculamos el respaldo energético (lastro), lo asignamos a los generadores y obligamos a todos los consumidores a contratarlo. En principio, no hay razón estructural para que otros atributos que se desee internalizar y valorar en el mercado, como la flexibilidad, la potencia, la inercia o el nivel de emisiones, tengan que contratarse por medio de un comprador único regulado, con traspaso de costos. Pero, sin entrar en el mérito de qué atributos deben o no crearse y contratarse (mucha cautela en este punto, porque algunos de esos atributos pueden ser meras derivaciones de otros, como la flexibilidad, que puede entenderse como la capacidad de variar la entrega de energía a lo largo del tiempo, algo directamente relacionado con la granularidad y la precisión de los precios con que se liquida la energía), el punto principal es simple: la contraparte importa. Su disposición a romper contratos, a cambiar de proveedor y a reaccionar al precio altera los incentivos, la disciplina contractual y, en el límite, el propio funcionamiento del mercado.

El quinto problema – el incentivo a la complacencia regulatoria

Un punto de extrema importancia que el lector debe percibir es que la discusión sobre los mecanismos de capacidad se colocó por delante de la reforma que realmente debía venir antes. Por eso, antes de introducir mecanismos administrativos adicionales de contratación, quizá deberíamos responder a una pregunta más fundamental: ¿qué problemas del sistema eléctrico brasileño no podrían resolverse efectivamente con señales de precio adecuadamente reestructuradas en el mercado de corto plazo, complementadas por contratos de energía más flexibles y sofisticados y por una conexión con mercados de flexibilidad en las distribuidoras?

Ningún mercado internacional es necesariamente mejor que el nuestro, ni constituye un ejemplo de grandes virtudes. Muchos todavía utilizan contratos de capacidad, cargan con elevados subsidios y son con frecuencia blanco de lobbies y de interferencias políticas.

No obstante, esos mercados están aproximadamente 15 años por delante de nosotros en el proceso de adaptación a una realidad de alta penetración de recursos no controlables. Y, al observar esa evolución, incluidas sus fallas, el consenso que surge es que muchos problemas se evitan cuando primero organizamos la formación de precios del mercado de corto plazo, estructurando adecuadamente los mercados en tiempo real, los servicios auxiliares, el mercado del día siguiente y los mecanismos de doble liquidación. Cuando creamos señales económicas más ajustadas a la realidad operativa (leer más), todos los agentes pasan a tener una referencia mínimamente realista sobre el valor de la flexibilidad.

Vale la pena mencionar algunos ejemplos particularmente interesantes. En el Electric Reliability Council of Texas (ERCOT, el mercado de Texas, en Estados Unidos), por ejemplo, las baterías desplazaron a gran escala a las centrales térmicas en la prestación de servicios de regulación de frecuencia. El atractivo de ese producto de corto plazo creó un nivel de competencia tan elevado que la entrada masiva de baterías llevó los precios a mínimos históricos. Las térmicas, a su vez, no perdieron su valor. Pasaron a competir en productos de servicios auxiliares orientados al restablecimiento de la carga y en servicios de mayor duración, en los que las baterías enfrentan más limitaciones. La hibridación entre térmicas y baterías tampoco es infrecuente.

No obstante, quien descubre la solución —y las configuraciones tecnológicas que acaban prevaleciendo en un momento dado— no es el gobierno ni una entidad sectorial, sino la competencia. La solución surge; no se impone. Y, por regla general, sorprende.

Este ejemplo nos revela dos cosas importantes. Primero, la referencia de valor de cada atributo del sistema se vuelve mucho más clara cuando hay mercados de corto plazo bien estructurados en funcionamiento. Segundo, las térmicas y las baterías son, al mismo tiempo, complementarias y competidoras, según el producto, la escala temporal y la necesidad operativa que deba atenderse.

Aquí, en cambio, intentamos empezar por el final. Decidimos implementar contratos de capacidad sin referencias transparentes y

dinámicas para el valor de la flexibilidad y de la potencia, sin mecanismos adecuados de ajuste de excedentes y déficits, con reserva de mercado por fuente, baja competencia y un diseño contractual no solo criticado desde hace años por los principales investigadores del tema, sino también incompatible con un entorno regulatorio que todavía no ha logrado organizar adecuadamente las señales económicas básicas del mercado de corto plazo.

Cuanto mayor sea la diferencia entre lo que los precios consiguen remunerar y lo que el sistema realmente necesita, mayor tenderá a ser el costo transferido al ingreso fijo regulado del contrato de capacidad. Por eso, discutir contratos de capacidad antes de reformar a fondo la formación de precios en Brasil (donde deberíamos incluir también el mercado minorista y el mercado de flexibilidad de las distribuidoras) significa invertir por completo la lógica de las prioridades.

Así, antes de contratar capacidad, el sector necesita permitir que los precios digan la verdad sobre la operación del sistema en sus múltiples dimensiones. El sector necesitaba modernización. Optó, sin embargo, por ampliar la coordinación regulatoria antes de consolidar las señales económicas fundamentales del mercado.

El riesgo ahora es que se instale entre las entidades sectoriales y los órganos públicos la sensación de que el problema está resuelto y que eso impida discusiones importantes sobre avances en el diseño de mercado. Y pronto volveremos a discutir exactamente el mismo problema.

El sector eléctrico y el país de las oportunidades perdidas

Brasil, con todo para ser una potencia energética mundial, compromete, por sus propias decisiones, su ventaja competitiva

Título original: *O setor elétrico e o país das oportunidades perdidas*
Valor Econômico · 9 de junio de 2026
Versión publicada: valor.globo.com

RESUMEN

Sostengo que Brasil enfrentó tarde, con un solo instrumento, un conocido problema de flexibilidad y desperdició una rara ventana de modernización regulatoria. En 2025, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) estimó en 96 % la probabilidad de pérdida de carga por insuficiencia de potencia hasta 2029 y previó recortar generación en 80 % de las horas diurnas en cinco años. En marzo de 2026, la subasta de reserva de capacidad (LRCAP) contrató 16,47 GW térmicos y 2,5 GW hidroeléctricos por más de R$ 38,9 mil millones anuales, 3,8 veces el último precio anual de capacidad de PJM Interconnection, en Estados Unidos. Restringida a una tecnología, la subasta limitó la oferta ante una demanda notoriamente alta, y los precios salieron casi sin descuento. Con la reserva de mercado, el ingreso fijo funciona como subsidio, y el consumidor aún compra la energía a precios de corto plazo. El problema de fondo es el excedente diurno, en gran parte de generación solar distribuida. Mercados locales de flexibilidad con agregadores, precios en tiempo real y doble liquidación lo atacarían en su origen. Apostar solo por subastas de capacidad es renunciar a tres futuros: el consumidor que invierte en baterías, la generación distribuida como activo de flexibilidad remunerado y un mercado que integre mayorista y minorista.

En 2024, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) ya señalaba un déficit de flexibilidad ante el exceso de generación solar durante el día y el fuerte aumento de la demanda neta al final de la tarde, fenómeno conocido como rampa de demanda del atardecer. En 2025, el ONS profundizó el diagnóstico: estimó en un 96 % la probabilidad de pérdida de carga por insuficiencia de potencia hasta 2029 y evaluó que el 80 % de las horas diurnas exigirán recortes de generación en los próximos cinco años. En marzo de 2026, realizamos la segunda subasta de reserva de capacidad (LRCAP), que contrató 16,47 GW de potencia termoeléctrica y 2,5 GW de potencia hidroeléctrica, bajo una modalidad contractual sin entrega de energía al consumidor.

Pese a la innegable necesidad y a los innumerables avisos del ONS, el gobierno optó por enfrentar el problema tarde y con un único mecanismo, sin atacar su causa raíz: el exceso de generación distribuida durante el día. El resultado fue un pago por capacidad, traspasado mediante un cargo, superior a R$ 38,9 mil millones al año (US$ 395.000/MW-año, 3,8 veces el precio de la última subasta anual de PJM Interconnection, en Estados Unidos, para 2026/27). Peor aún, esa elección desperdició una rara ventana para reorganizar el desfasado diseño regulatorio y devolverlo a una senda positiva de modernidad y eficiencia.

En una subasta, el precio refleja el equilibrio entre la oferta y la demanda. Ante una demanda elevada de flexibilidad, derivada de la incapacidad del mercado para reorganizarse y promoverla, la apertura tecnológica es el mecanismo que comprime el precio al aumentar la competencia. Las centrales hidroeléctricas, las térmicas, las baterías y los consumidores agregados comparten, en mayor o menor grado, atributos como la flexibilidad, la potencia y la energía. Cerrar una licitación en torno a una única tecnología es restringir la oferta ante una demanda que se sabe alta.

El resultado era previsible: precios altos, casi sin descuento sobre un precio techo que se había elevado poco antes de la subasta. La cadena global de suministro completa el cuadro: las turbinas de gas enfrentan listas de espera de más de un año bajo la presión de los centros de datos. Del otro lado, las baterías viven una sobreoferta, con precios en caída.

Pagamos caro donde el mercado mundial está ajustado y renunciamos al excedente donde abunda.

El formato elegido contiene una segunda trampa. En el contrato de capacidad, el generador recibe un ingreso fijo por la disponibilidad sin entregar, a cambio, la energía producida, el único producto por el que todos compiten en el mercado. Si a eso le sumamos la reserva de mercado para un subgrupo de agentes, el ingreso fijo adquiere, en la práctica, carácter de subsidio. ¿Y el consumidor? Todavía tendrá que comprar esa energía en el mercado de corto plazo, y seguirá expuesto a las alzas de los precios de los combustibles derivadas de las crisis geopolíticas globales.

El contraste con el contrato por disponibilidad, que estructuró las subastas de energía nueva durante dos décadas y se asemeja a una opción de compra, es directo: en él, la prima de la subasta constituye el único ingreso del generador y, cuando la térmica es llamada a producir, la energía pertenece al consumidor, que la liquida en el mercado y reembolsa al generador el costo variable, lo que limita su exposición a los precios altos en el mercado de corto plazo.

Pero hay un problema aún más profundo. El sector no tiene propiamente un problema de rampa al atardecer; tiene un problema de excedente durante el día. La rampa de demanda neta, cuando el sol se va, es una de las consecuencias, no la única, del exceso de generación solar durante el día que el sistema todavía no logra absorber de forma eficiente. Y ese excedente se materializa, en gran parte, dentro de la red de distribución, en la generación solar distribuida. Atacar la rampa solo por el lado de la expansión térmica centralizada es tratar el síntoma sin tocar la causa.

Ya está claro que la generación distribuida (GD) también será sometida a recortes. Menos claro, sin embargo, es qué ocurrirá con la GD una vez aplicados esos recortes, y con el consumidor, cuando los costos de la LRCAP aparezcan en las tarifas y en los precios de corto plazo. La caída continua del costo de inversión (CAPEX) de las baterías y de la GD, junto con el alza de los precios de corto plazo, empuja al consumidor hacia una ola de reducción de su dependencia de la red. La LRCAP tiende, por lo tanto, a mitigar su propia necesidad, pero, lamentablemente, por un

efecto colateral posterior a la inversión ya contratada. Forzar que un problema complejo, con fuertes acoplamientos entre activos de baja y de alta tensión, sea resuelto solo por generadores de un único tipo en alta tensión es claramente subóptimo.

Las soluciones a problemas que se originan en la distribución y se propagan hasta la alta tensión exigen acciones integradas entre el mercado minorista y el mayorista, camino ya adoptado en mercados más desarrollados. Los mercados locales de flexibilidad en las distribuidoras, con agregadores que coordinan generadores, baterías y consumidores, sumados a señales de precio en tiempo real y a la doble liquidación para valorar la flexibilidad de forma agnóstica respecto de la fuente que la provee, atacan el problema en su origen.

La flexibilidad distribuida puede ofrecer mayor confiabilidad a los consumidores, mitigar la inversión de flujo y las violaciones de tensión en la distribución, además de aliviar la rampa térmica e hidroeléctrica a la puesta del sol. Atacar el problema en su origen, y conforme a las necesidades del sistema, permite abordar los puntos críticos de las distribuidoras, del ONS, del consumidor y de la propia GD con un reparto más eficiente de los costos entre los agentes, y no mediante su traspaso íntegro a los consumidores. Y, para quien dude de la velocidad de crecimiento de un mercado en un entorno presionado por precios elevados, basta recordar la GD entre 2012 y 2024, que pasó de casi nada a más de 30 GW, nivel ya superado por las baterías distribuidas en Estados Unidos. Cuando el terreno regulatorio es fértil, el mercado nace rápido y se extiende.

El exceso de generación en la distribución y la incapacidad de absorberlo en alta tensión exigen una reforma regulatoria, y no solo más generadores centralizados. El enfoque exclusivo en las subastas de capacidad renuncia a tres futuros: 1) el del consumidor que invierte en baterías para aumentar su confiabilidad, prestar servicios a la red y reducir su factura; 2) el de la GD, que pasa de ser parte del problema a ser un activo de flexibilidad remunerado; y, por último, 3) el de un mercado funcional, con el mayorista y el minorista integrados y mercados locales de flexibilidad en las distribuidoras que equilibren costos, confiabilidad y utilización en las últimas millas antes del consumidor. Peor aún,

la solución por subastas de capacidad puede empujarnos, tarde y en desorden, hacia la misma arquitectura distribuida que elegimos ignorar, pero solo después de haber pagado la cuenta de los dos caminos. Así es como un país con todo para ser una potencia energética global compromete, por sus propias decisiones, su ventaja competitiva.

La barrera regulatoria del sector eléctrico y la subasta de baterías

La subasta de baterías expone la falta de señales de precio adecuadas para remunerar la flexibilidad y permitir que el mercado coordine inversiones.

Título original: *A barreira regulatória do setor elétrico e o leilão das baterias*
CNN Brasil · 19 de agosto de 2026
Versión publicada: cnnbrasil.com.br

RESUMEN

La principal barrera del sector eléctrico brasileño es regulatoria. El país tiene recurso, tecnología y capital, pero sus precios no dicen la verdad sobre la escasez. La consulta de julio de 2026 sobre la primera subasta de baterías centra el debate en quién pagará su cargo. Sostengo que es un falso problema. El verdadero problema es decidir postergar la corrección de las señales de precio mayoristas y minoristas. Una subasta competitiva no es una solución de mercado. Debe responder administrativamente lo que agentes con precios coherentes responderían fácilmente: dónde se necesitarán baterías, cómo operarán, quién se beneficia, quién se perjudica y qué precio techo corresponde. La distribución, donde la generación solar provoca sobrecargas e inversión de flujo, sigue intacta. Tras la subasta de reserva de capacidad de marzo de 2026, que contrató más de 16 gigavatios térmicos por R$ 38,9 mil millones al año, Brasil se prepara para subsidiar baterías en vez de incentivarlas. Como la causa y los beneficiarios del almacenamiento son identificables, un primer paso vía mercado está al alcance. Dos experiencias muestran que los agentes responden a precios. En el racionamiento de 2001, los propios consumidores eligieron equipos eficientes. En Texas, la competencia entre baterías abarató los servicios auxiliares. La formación de precios debe venir primero.

La principal barrera del sector eléctrico brasileño no es tecnológica ni económica: es regulatoria. Tenemos el recurso renovable, la tecnología y el capital dispuesto a financiarla; lo que no tenemos es un mercado con precios que digan la verdad sobre la escasez del sistema, y la creencia de que los mercados funcionan en el sector eléctrico.

La consulta pública abierta el 30 de julio sobre los pliegos de la primera subasta de baterías del Sistema Interconectado Nacional es el próximo capítulo de esta historia. El debate que ya suscita se concentra en quién pagará el cargo derivado de la compra centralizada de baterías, cuando la cuestión de fondo es otra: por qué volvemos a contratar de forma centralizada un servicio que, en un mercado bien diseñado, tendría un comprador voluntario.

La Ley 15.269/2025 atribuyó el costo de las baterías exclusivamente a los generadores. Pero recientemente la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) retiró del pliego el reparto del cargo por reserva de capacidad y lo remitió a un proceso regulatorio específico. La lógica que prevaleció en el Congreso es la de que quien da origen a un costo debe asumirlo. Como la demanda de flexibilidad y de potencia nace de la generación renovable no controlable, correspondería a esos generadores, y no a los consumidores, financiar las baterías, lo que además ayudaría a reducir el "*curtailment*" (recorte de la generación renovable).

El principio es razonable, pero el instrumento utilizado no es eficaz. Esto se debe a que una disputa competitiva en una subasta no equivale a una solución de mercado. Una subasta puede ser muy disputada y, aun así, contratar administrativamente, en exceso o en defecto, lo que un mercado bien organizado revelaría por sí solo y asignaría voluntariamente a los beneficiarios dispuestos a pagar.

Las subastas de capacidad tienen dificultades para responder, de forma administrativa, a preguntas que los agentes, en un mercado con precios coherentes con la realidad del sistema, responderían con mucha más facilidad: (1) ¿dónde estará localizada la demanda de baterías a lo largo de los próximos 10 años en Brasil y en qué medida sustituiría o complementaría la demanda de centrales térmicas contratadas en la primera subasta? (2) ¿Cómo se operarán las baterías y en beneficio de quién? (3) ¿Se asignarán sus costos íntegramente a sus beneficiarios?

(4) ¿Quiénes serán los perjudicados por las elecciones arbitrarias que se harán en este proceso tan poco discutido? (5) ¿Qué servicios estarán incluidos y cuál será el precio techo compatible con ellos?

Además, el problema permanece prácticamente intacto en el nivel de la distribución, donde hoy se concentra la generación fotovoltaica. Esas fuentes no solo agravan los desafíos ya existentes en la red de alta tensión, sino que también provocan, en baja tensión, sobrecargas, inversión de flujo y diversos otros problemas operativos que exigen miles de millones de reales adicionales en inversiones en la infraestructura de distribución.

En los mercados más maduros, la respuesta a este problema llegó, mayoritariamente, a través del mercado. A medida que los precios pasaron a reflejar el valor de la flexibilidad, las baterías dejaron de ser un accesorio y pasaron a integrar el propio modelo de negocio de muchos proyectos renovables. Del lado de la demanda, consumidores de todos los tamaños, incluidos centros de datos que utilizan sus generadores y baterías para prestar servicios a la red, monetizan la flexibilidad de su consumo en distintos mercados, mediante contratos de corto, mediano y largo plazo, todos anclados en los precios de corto plazo.

Así, si se conocen la causa y los beneficiarios, no hay razón para no organizar un primer paso a través del mercado, en el que los beneficiarios del servicio, según su disposición a pagar, contraten a los proveedores que, según su disposición a suministrar, lleguen a un precio de equilibrio para ese atributo o equipo. En ese diseño, la insuficiencia de potencia y de flexibilidad se resolvería, en gran medida, como subproducto de decisiones privadas coordinadas por incentivos de mercado, sin que fuera necesario definir por norma quién debe pagar.

Por eso, la discusión sobre quién va a pagar el cargo de la subasta de baterías es, en el fondo, un falso problema. El verdadero problema es la decisión de postergar la corrección de las señales de precio, en el mercado mayorista y en el minorista, a pesar de que todos reconocen que están en el origen de gran parte de estas distorsiones.

Algún tipo de incentivo económico inicial, con un plazo definido para terminar y tratado como política pública financiada por el presupuesto federal, podría incluso estudiarse para facilitar la implantación de

la cadena productiva local. Nunca, sin embargo, interfiriendo en la estructura de la relación entre compradores y vendedores, como hacen las subastas de capacidad, ni en la tarifa de energía, que afecta a todos los demás sectores de la economía.

No obstante, es justamente la incapacidad de las instituciones del sector para articular la corrección de esas señales de precio lo que impide remunerar adecuadamente a quien aporta flexibilidad. Como consecuencia, ganan fuerza soluciones "pragmáticas", al margen del diseño de mercado, como las subastas de capacidad.

Después de la subasta de reserva de capacidad que, en marzo de este año, contrató más de 16 GW de centrales térmicas a un costo de R$ 38,9 mil millones al año, en contratos de 10 a 15 años (precios más de tres veces superiores a los de la última subasta de capacidad de PJM Interconnection, en Estados Unidos, cuya fijación de precios ya había provocado un gran revuelo), empezamos a prepararnos para subsidiar las baterías, en lugar de incentivarlas.

Seguimos así subsidiando tecnologías específicas, sin planificación integrada ni coordinación a través del mercado, para resolver un problema creado por la ausencia de señales de precio y por subsidios a las renovables todavía no eliminados por completo. Es un círculo vicioso que produce nuevas distorsiones y tarifas tan elevadas para los consumidores finales que deben pagarse en cuotas con interés compuesto.

La experiencia internacional está disponible: países que nos llevan quince años de ventaja ya pasaron por los errores y aciertos de los que podríamos aprender. Una lección importante es que el orden importa. Primero, corregir la formación de precios; después, incentivar a los propios beneficiarios a comprar las baterías, creando el ambiente y los mecanismos de mercado necesarios para que puedan responder a señales de precio ajustadas a la realidad operativa. Justamente porque, en el caso del almacenamiento, la causa y los beneficiarios son identificables, ese primer paso a través del mercado está a nuestro alcance.

El racionamiento de 2001 es rico en ejemplos. No hicimos una compra centralizada y obligatoria de electrodomésticos de línea blanca más eficientes, con el costo trasladado a la tarifa de energía, para reducir el consumo. En lugar de eso, el gobierno reforzó el Programa Nacional

de Conservación de Energía Eléctrica (Procel) y el etiquetado y, sobre todo, aprobó la Ley de Eficiencia Energética (Ley 10.295/2001), que fijó niveles mínimos de eficiencia para los equipos vendidos en el país. Hubo subsidio, pero en forma de incentivos temporales a la industria de base.

Al final, sin embargo, quien decidía invertir en equipos más eficientes para evitar el aumento de tarifa aplicado a quien no cumpliera la meta de reducción durante el racionamiento era el propio consumidor. Así, al contrario de lo que muchos dicen, el consumidor brasileño se mostró plenamente capaz de tomar las decisiones correctas en el que fue, tal vez, el mayor programa de respuesta de la demanda jamás realizado en la historia.

Por su parte, en el Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), operador que atiende a Texas, en Estados Unidos, la intensa competencia de las baterías hizo caer el precio de diversos servicios auxiliares de muy corto plazo y desplazó a las centrales térmicas hacia otros servicios de más largo plazo. La lección de las dos experiencias es la misma: todos los agentes responden a los incentivos de precios con enorme eficacia y resuelven el problema del sistema de forma eficiente cuando el precio está bien definido. El mercado funciona. Lo que nos exige es la decisión de querer lo mejor para el consumidor y para todos los agentes que demuestren ser eficientes.

Capítulo 8

Un sistema de precios miope e incompleto

2026

En este capítulo

La confusión de los precios y la aversión al riesgo en el sector eléctrico 133
Del curtailment a los altos precios minoristas: el problema está en el sistema de precios miope e incompleto 139

Introducción

Los precios de corto plazo volvieron a ser objeto de un intenso debate en los primeros meses de 2026. Para unos, eran demasiado altos porque los modelos oficiales habían elevado en exceso su aversión al riesgo. Para otros, los precios se habían mantenido bajos durante mucho tiempo por diversos sesgos, y la mayor aversión al riesgo vino a corregirlos. Sostuve que ambos lados acumulaban problemas de naturaleza distinta en un único instrumento. En junio, la disputa ya se había desplazado al curtailment, los recortes de generación renovable que ordena el operador. La pregunta era si las centrales hidroeléctricas de pasada debían compartir esos recortes con los parques solares y eólicos. En los dos artículos de este capítulo leo ambas disputas como síntomas de una misma causa. El sistema de precios es miope, porque no representa la red, el tiempo real ni las reservas. También es incompleto, porque no paga los servicios que se han vuelto críticos para la seguridad del sistema.

En abril empecé por la forma de medir el riesgo. Los modelos oficiales expresan la aversión al riesgo mediante un valor en riesgo condicional anidado aplicado al costo total de operación a lo largo de un horizonte que se supone infinito. Esta métrica se construye sobre un costo que nadie paga ni recibe, descontado a una tasa de interés desconectada del sector. Ningún operador de sistema del mundo la utiliza. Sus parámetros se calibran para una condición inicial y pierden validez a medida que el sistema evoluciona. Había alternativas absolutas. Una es la superficie de aversión al riesgo, que fija un nivel mínimo de almacenamiento para determinado período del año. Otra es un límite al riesgo de déficit de energía. Las variables duales de esas restricciones miden el costo de violarlas, y pondrían precio a ese riesgo en cada estado del sistema. La confusión crece porque las previsiones de caudales afluentes tienen un sesgo optimista y los parámetros de riesgo se calibran con simulaciones afectadas por ese mismo sesgo. Cualquier nivel de precios se vuelve discutible, y el operador se aleja de sus propios modelos. La buena noticia es que el Operador Nacional del Sistema Eléctrico asumió la responsabilidad por los modelos.

En junio tomé la imagen del segundo artículo del cuadro de Bruegel *La parábola de los ciegos*. Cuando las señales son miopes, incluso agentes perfectamente racionales caminan hacia decisiones ineficientes. El curtailment es una decisión de despacho, pero ningún precio la refleja, porque la red está ausente de la formación del precio spot. El precio spot es el precio de corto plazo que liquida cada desvío respecto de un contrato. El piso del precio spot remienda otra distorsión, el costo variable nulo que los modelos de formación de precios asignan a las hidroeléctricas. Eliminar únicamente el piso sería injusto con las hidroeléctricas, que reducen su producción al mediodía, la aumentan con rapidez al atardecer y absorben fluctuaciones en segundos sin un pago explícito. Propuse tres medidas. La primera son precios en tiempo real actualizados cada diez minutos, preferentemente en cada nodo de la red. La segunda es la doble liquidación, en la que los desvíos respecto de las posiciones programadas en el mercado del día siguiente se liquidan a precios en tiempo real. La tercera son mercados conjuntos de energía y reservas operativas. Los dos primeros pasos requieren ofertas de precio y de cantidad, empezando por las renovables y extendidas después a todos los agentes. La transferencia de los modelos al operador lo hace viable.

La reforma también debe llegar al mercado minorista. El programa de respuesta de la demanda del operador debería evolucionar hacia un programa de flexibilidad distribuida que incluya cargas, generación distribuida y baterías. Las alternativas sin redes (*non-wires alternatives*) deberían convertirse en una herramienta permanente de planificación. Permiten que una distribuidora contrate flexibilidad distribuida en lugar de reforzar su red. Los agregadores y los comercializadores minoristas cerrarían entonces el vínculo entre el mercado mayorista y el minorista. Sin esta reforma, los precios bajos son una ilusión. Los costos de la escasez reaparecen en subastas de capacidad, despachos fuera del orden de mérito, subastas de reserva y cargos sectoriales, donde ya no muestran quién debe invertir, operar o ser remunerado.

Ideas centrales

1. El debate de 2026 sobre el nivel de los precios de corto plazo carga problemas de naturaleza distinta sobre un único instrumento, los parámetros de aversión al riesgo.
2. El valor en riesgo condicional anidado sobre el costo total de operación no tiene paralelo entre los operadores del mundo ni una referencia absoluta. Había criterios disponibles basados en el almacenamiento mínimo o en el riesgo de déficit.
3. Un sesgo optimista en las previsiones de caudales afluentes, combinado con la calibración sobre simulaciones sesgadas, mantiene al sector en una confusión permanente y aleja al operador de sus propios modelos.
4. Las disputas sobre el curtailment son un síntoma de pagos disociados de los servicios efectivamente prestados, ya que la formación de precios no representa la red.
5. El piso del precio spot remienda el costo variable nulo asignado a las hidroeléctricas, cuyos servicios de flexibilidad no se pagan.
6. Tres medidas corregirían el diseño: precios en tiempo real cada diez minutos, preferentemente nodales; doble liquidación respecto del programa del día siguiente; y mercados conjuntos de energía y reservas.
7. La respuesta de la demanda, la flexibilidad distribuida, las alternativas sin redes, los agregadores y los comercializadores minoristas son componentes de un mismo diseño de mercado que une el mercado mayorista y el minorista.
8. Los precios bajos son una ilusión, porque los costos de la escasez reaparecen en subastas, despachos fuera del orden de mérito y cargos, donde ya no indican quién debe invertir.

Conclusiones

Las controversias de 2026 sobre el nivel de los precios y el curtailment son lo que produce un sistema de precios miope e incompleto. Sus modelos miden el riesgo sin una referencia absoluta, sus precios ignoran la red y el tiempo real, y los servicios que mantienen la seguridad del sistema no tienen precio. Las soluciones técnicas existen, y el operador es ahora responsable de los modelos. Lo que falta es coherencia, liderazgo y la decisión de implementar esas soluciones.

Los artículos

La confusión de los precios y la aversión al riesgo en el sector eléctrico, publicado en LinkedIn el 24 de abril de 2026, examina la métrica de riesgo de los modelos oficiales y su interacción con el sesgo optimista de las previsiones de caudales afluentes. *Del curtailment a los altos precios minoristas: el problema está en el sistema de precios miope e incompleto*, publicado en LinkedIn el 25 de junio de 2026, lleva el argumento del curtailment al mercado minorista y propone las tres medidas de una reforma estructural del diseño de mercado.

La confusión de los precios y la aversión al riesgo en el sector eléctrico

Título original: *A confusão dos preços e aversão a risco no setor elétrico*
LinkedIn · 24 de abril de 2026
Versión publicada: linkedin.com

RESUMEN

El sector eléctrico brasileño vuelve a debatir el nivel de los precios de corto plazo. Unos los ven demasiado altos por una aversión exagerada al riesgo; otros, como corrección de precios que los sesgos mantenían bajos. Sostengo que el debate carga problemas distintos sobre un único instrumento. El problema más profundo es la propia métrica de riesgo. Elegimos un valor en riesgo condicional anidado sobre el costo total de operación en horizonte infinito, sin paralelo entre los operadores mundiales. Se apoya en un costo que nadie paga ni recibe y en una tasa de descuento ajena al sector. Los parámetros calibrados para una condición inicial pierden validez al evolucionar el sistema. Había alternativas absolutas, como la superficie de aversión al riesgo sobre el almacenamiento mínimo o un límite al valor en riesgo condicional del déficit. Sus variables duales valoran ese riesgo en cada estado del sistema. El problema se agrava porque las previsiones de caudales tienen sesgo optimista y los parámetros se calibran con esas simulaciones sesgadas. Todo precio se vuelve discutible, y el operador se aleja de sus modelos. Es buena noticia que el operador asuma los modelos. Al sector le faltan coherencia y liderazgo. Sin ellos, el desenlace será fragilidad institucional, judicialización y la cuenta trasladada al consumidor.

En los últimos meses, el sector eléctrico ha vuelto a debatir intensamente el nivel de los precios de corto plazo. Para algunos, están excesivamente elevados y reflejan una aversión al riesgo exagerada; para otros, el precio estuvo bajo durante mucho tiempo debido a diversos sesgos

que afectan el problema, y el aumento reciente de la aversión al riesgo vino justamente a corregirlos. El punto es que esa discusión termina acumulando diversos problemas de naturaleza distinta en un único instrumento, cuando, en realidad, cada uno debería tratarse por separado, observando las técnicas y los principios apropiados para resolverlos.

En el centro de ese debate está uno de los grandes factores de fricción: el cambio en los parámetros de aversión al riesgo. Pero hay una cuestión más profunda: la métrica utilizada para considerar la aversión al riesgo es parte del problema. Cuando la aversión se define con criterios indirectos y no tiene referencias absolutas, se abre un espacio inevitable para interpretaciones contradictorias. Al fin y al cabo, cada uno tiene su propia aversión al riesgo. Sin una referencia objetiva, que conecte de forma clara la seguridad del sistema con el lenguaje y las referencias de operación de un sistema hidrotérmico, resulta imposible establecer qué es de hecho un perfil de riesgo adecuado. En ese escenario, el debate pasa entonces a ser como el que estamos presenciando, menos técnico y más interpretativo. Y es exactamente ahí donde empieza la confusión.

En la última década, tuvimos en el sector una discusión amplia y de alto nivel sobre los modelos computacionales del sistema eléctrico. Había alternativas técnicamente sólidas. La superficie de aversión al riesgo (SAR), por ejemplo, establecía una referencia clara y absoluta en relación con el estado del sistema y, sobre todo, en el lenguaje con el que el operador está acostumbrado a monitorear el riesgo de suministro: un nivel mínimo de almacenamiento en determinado período del año. Se trata de un criterio creado sobre una referencia no relativa, que puede calcularse con un bajo grado de ambigüedad en comparación con la metodología actual. Eso hace que la discusión sobre el límite de riesgo tolerable sea independiente de la situación en que se encuentra el sistema. También se discutían propuestas como la limitación del valor en riesgo condicional (CVaR) del déficit, otra métrica objetiva, transparente y fácil de entender.

Pero optamos por otro camino. Elegimos una métrica que no tiene paralelo en ningún operador del mundo: el CVaR anidado aplicado al costo total de operación a lo largo de un horizonte que se supone infinito. Creamos una medida basada en algo que nadie paga ni recibe, que

no tiene una referencia práctica y absoluta para evaluar el riesgo y que depende de una concatenación de costos mensuales descontados a una tasa de interés desconectada de la realidad del sector eléctrico. El resultado es una construcción altamente subjetiva y, por lo tanto, fundamentalmente sujeta a todo tipo de cuestionamientos.

El procedimiento actual para calibrar los parámetros de aversión al riesgo del CVaR anidado sobre el costo busca, mediante simulaciones que poco se parecen a la operación real, ajustar métricas de la operación, como el déficit y el almacenamiento, a niveles considerados aceptables. El problema es que, una vez definidos pares de parámetros de aversión al riesgo (λ y α del CVaR) aparentemente "adecuados", esa validez se restringe a la condición inicial y a todas las demás premisas bajo las cuales se realizó la simulación. A medida que el estado del sistema evoluciona, nada garantiza que esos mismos parámetros producirán resultados razonables. En realidad, está garantizado que no producirán los resultados esperados, porque el "precio" de la penalización (o el λ del CVaR) tendría que aumentar para garantizar el mismo nivel de almacenamiento considerado seguro a medida que nos acercamos a él. En cambio, una restricción absoluta y directa sobre el nivel de almacenamiento, por ejemplo, produciría exactamente ese efecto; basta analizar la variable dual asociada a esa restricción (sea la de la SAR o la de una restricción sobre el déficit), que mide precisamente el costo de oportunidad de su violación en cada estado del sistema de forma endógena (por sustitución marginal del costo esperado). Esa información está internalizada en las decisiones primales de un modelo que considera restricciones de riesgo.

La consecuencia es inevitable. Al expresar la aversión al riesgo sobre el costo, sin una referencia objetiva de lo que constituye un evento de riesgo para el operador, introducimos subjetividad estructural en el modelo. Ese enfoque puede incluso ser útil para agentes privados, que necesitan evaluar distintos perfiles de riesgo en sus carteras, pero no es adecuado para la operación de un sistema eléctrico. Los operadores, en cualquier lugar del mundo, trabajan con métricas directas de seguridad, como la probabilidad de déficit y los niveles mínimos de almacenamiento.

La pregunta, por lo tanto, es simple: ¿por qué no optimizar directamente con base en esas métricas?

Al elegir el CVaR anidado sobre el costo, perdimos, una vez más, la oportunidad de avanzar hacia la coherencia. Las discusiones actuales revelan esa cuestión, pues nadie es capaz, ni tiene el derecho, de afirmar qué aumento del precio de liquidación de diferencias (PLD), el precio spot, es justo intercambiar por un nivel más elevado de almacenamiento en el "gran balde" del Sudeste al final de N meses. Pero todos podemos coincidir en que llevar los embalses a valores inferiores al x % representa un riesgo estructural. Obviamente, toda métrica de riesgo contiene algún grado de subjetividad; la SAR y el riesgo de déficit no están libres de ello. Aun así, la conversación gana mucha más calidad cuando tratamos con referencias absolutas y directas, basadas en las variables que el operador efectivamente domina, ya sea en términos de riesgo de suministro, ya sea en términos de acciones preventivas y correctivas.

Si esa subjetividad ya sería problemática por sí sola, se vuelve aún más grave cuando se combina con otro factor bien documentado: el sesgo optimista en las previsiones de caudales afluentes. Ese sesgo, de magnitud relevante, induce a los modelos a vaciar los embalses de forma sistemática, como se discute en diversos estudios recientes del Laboratorio de Programación Matemática y Estadística Aplicadas (LAMPS) de la PUC-Rio.

El resultado es un ambiente de confusión permanente. En lugar de atacar las causas de los problemas, optamos sistemáticamente por soluciones indirectas y pragmáticas, en el peor sentido de la palabra. Aumentamos la aversión al riesgo sobre el costo, ya altamente subjetiva, para compensar los efectos de un sesgo que no corregimos. Mezclamos, así, dos distorsiones: una métrica de riesgo mal definida y un error sistemático en el principal insumo del sistema.

Lo más preocupante es que calibramos los parámetros de aversión al riesgo con base en esas mismas simulaciones sesgadas. En ese escenario, cualquier resultado puede cuestionarse. Si los precios suben, se argumenta que la aversión al riesgo se elevó artificialmente para compensar problemas conocidos, como el sesgo hidrológico, la simplificación de la red o la tasa de descuento inadecuada. Si los precios

bajan, la explicación es la opuesta: el sesgo optimista lleva al modelo a ver una abundancia de recursos que no existe.

Vivimos hoy exactamente en la intersección de esas dos inconsistencias: un modelo de operación que mide el riesgo de forma indirecta y un modelo de previsión de caudales que distorsiona las simulaciones utilizadas para calibrar la aversión al riesgo. En ese contexto, a nadie debería sorprenderle el nivel de desconfianza y de confusión en las discusiones que observamos en el sector.

Tal vez el punto más preocupante sea que seguimos insistiendo en soluciones cada vez más alejadas de la práctica de la operación. Y cada vez que alejamos los modelos de precios de la realidad operativa, los precios dejan de decirnos la verdad sobre lo que el sistema realmente necesita o tiene en exceso. Un efecto adicional es que el propio operador pasa a distanciarse de los modelos, pues necesita actuar de forma distinta de lo que estos indican para garantizar, en la práctica, la seguridad del sistema.

No obstante, no creo que el cambio de la aversión al riesgo vaya a resolver nuestro problema. Es solo uno de los puntos relevantes para mejorar la coherencia de los modelos y, en consecuencia, la salud del sector en su conjunto. Necesitamos enfrentar diversos problemas que fuimos barriendo bajo la alfombra a lo largo de los años, como, por ejemplo, el enorme sesgo en la previsión de caudales derivado de la incompatibilidad entre el modelo y la dinámica de la serie. Mientras el mundo avanzó en la modelización de las incertidumbres de corto plazo, las reservas dinámicas, las restricciones de red y los usos múltiples del agua, nosotros nos quedamos detenidos en los años noventa discutiendo la técnica de la programación dinámica. No es que no sea importante, pero olvidamos que no es el fin, sino el medio para resolver un problema del mundo real. La buena noticia llegó recientemente, con el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) asumiendo la responsabilidad por los modelos. Felicitaciones por la iniciativa y el coraje de todos los involucrados. Consumidores y agentes lo agradecerán pronto si esa iniciativa se concreta.

Nos falta algo simple: coherencia y liderazgo. Lo demás, el sector lo tiene de sobra. Mientras no alineemos la aversión al riesgo del modelo

con referencias absolutas, ancladas en variables clásicas de seguridad operativa, y mientras no monitoreemos y reduzcamos de forma efectiva el enorme abismo entre el problema descrito en los modelos y el problema que enfrenta la operación real, el desenlace será inevitable: fragilidad institucional, judicialización y traslado de la cuenta al consumidor.

Del curtailment a los altos precios minoristas: el problema está en el sistema de precios miope e incompleto

Título original: *Do curtailment aos altos preços no varejo: o problema está no sistema de preços míope e incompleto*

LinkedIn · 25 de junio de 2026

Versión publicada: linkedin.com

RESUMEN

Sostengo que ningún debate del sector eléctrico brasileño se resolverá sin precios que paguen los servicios hoy críticos para la seguridad del sistema. Como en el cuadro de los ciegos de Bruegel, precios miopes llevan incluso a agentes racionales a decisiones ineficientes. La disputa por repartir el curtailment lo ilustra, pues los pagos siguen disociados del servicio prestado. El curtailment es una decisión de despacho que los precios ignoran, pues no representan la red. El piso del precio spot compensa otra distorsión, el costo variable nulo de las hidroeléctricas, cuyos servicios de flexibilidad no se remuneran explícitamente. Propongo tres medidas: precios en tiempo real cada diez minutos, preferentemente nodales; doble liquidación frente al programa del día siguiente; y mercados conjuntos de energía y reservas, con ofertas de precio y cantidad, primero de las renovables. El reciente traspaso de los modelos al operador lo hace viable. La reforma debe llegar asimismo al mercado minorista, convertir la respuesta de la demanda en flexibilidad distribuida y las alternativas sin redes en herramienta permanente de planificación. Los precios bajos son una ilusión, pues la escasez reaparece en subastas de capacidad, despachos fuera del orden de mérito y cargos, donde ya no indica quién debe invertir. Las soluciones técnicas existen; falta la decisión de implementarlas.

Sin una reforma del sistema de precios que remunere los servicios que se han vuelto cada vez más críticos para la seguridad y el funcionamiento del sistema eléctrico, ninguna discusión sectorial será verdaderamente resolutiva. Seguiremos debatiendo síntomas mientras ignoramos la causa. **En la parábola de Bruegel (el cuadro *La parábola de los ciegos*, de Pieter Bruegel el Viejo, 1568), un ciego guía a otros ciegos. En el sector eléctrico brasileño, el guía es un sistema de precios que dejó de ver la realidad física y económica de la operación. Y cuando las señales son miopes, incluso agentes perfectamente racionales caminan hacia decisiones ineficientes. Esa es la tragedia del sector eléctrico que vivimos.**

Tomemos como ejemplo el curtailment (recorte de generación). Hoy se discute si las centrales hidroeléctricas de pasada deben o no pertenecer al mismo grupo de prorrateo que las centrales solares y eólicas. Habrá innumerables argumentos técnicos y regulatorios de ambos lados. El problema es que, independientemente de quién "gane" ese debate, solo estaremos creando nuevos problemas. La razón es simple: mientras los pagos y los cobros sigan disociados de los servicios efectivamente prestados, inevitablemente surgirán nuevos conflictos de incentivos.

No sirve de nada crear reglas para mitigar los efectos sin corregir la causa del problema. Acercar los precios a la realidad operativa es lo que promueve una asignación justa. La discusión sobre los grupos de curtailment, por ejemplo, sería mucho más simple si los agentes pudieran ofertar sus propios precios. En ese caso, conoceríamos el verdadero costo de oportunidad de cada recurso.

Pero eso exigiría eliminar el piso del precio de liquidación de diferencias (PLD), el precio spot, para permitir que cada agente expresara su verdadero costo de oportunidad, ahora también relevante para determinar qué recursos deberán reducirse o desconectarse (recortados o no aprovechados a causa de restricciones reales que, en el fondo, son económicas, pero no explícitas). Vale observar que el curtailment no es más que una decisión de despacho de las fuentes no controlables impuesta por restricciones operativas. Sin embargo, a diferencia del despacho de las fuentes controlables, esa decisión todavía no está

respaldada por un sistema de precios que internalice las restricciones que la produjeron.

Por ejemplo, en la formación del PLD no representamos la red que, en gran medida, produce los "no despachos" de las renovables. Sin ello, el recorte de generación (de cualquier fuente) seguirá tratándose como una intervención administrativa sujeta a resarcimientos, cuando podría ser el resultado de decisiones económicas y transparentes, que incluso transmitirían la señal correcta a los agentes correctos. Mientras no nos ensuciemos las manos y dediquemos tiempo y capital político a internalizar en los precios las medidas operativas que tomamos absolutamente todos los días, siempre habrá buenos argumentos para cualquier lado de la discusión.

Hay, sin embargo, una oportunidad concreta de avanzar. El reciente traspaso de la gobernanza de los modelos computacionales al Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) crea las condiciones institucionales y técnicas para incorporar gradualmente esas representaciones, siempre que ese proceso sea acompañado e incentivado por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), la Empresa de Pesquisa Energética (EPE, la agencia brasileña de planificación energética) y el Ministerio de Minas y Energía (MME).

Volviendo al piso del PLD, el problema es que fue concebido justamente para compensar otra distorsión. En los modelos de formación de precios, el costo variable de las hidroeléctricas se considera artificialmente igual a cero, aunque estas tienen costos relevantes de operación y mantenimiento. Se trata de otro ejemplo clásico de una regla creada para tratar los efectos, y no la causa, que termina dificultando la solución de nuevos problemas.

Así, eliminar simplemente el piso del PLD también sería injusto con las hidroeléctricas. Además de sus costos operativos (inmediatos), prestan continuamente servicios de flexibilidad fundamentales para el sistema. Son ellas las que reducen la generación al mediodía para acomodar la producción solar, aumentan rápidamente su producción a la puesta del sol para compensar a la vez la caída de la generación fotovoltaica y

el aumento de la demanda, y absorben, en segundos o milisegundos, las oscilaciones de la carga y de las fuentes renovables, manteniendo el equilibrio del sistema eléctrico. Esos servicios tienen un enorme valor económico (para el sistema y para las renovables), pero hoy no se remuneran de forma explícita y coherente.

¿Cómo corregir esa injusticia y, al mismo tiempo, hacer mucho más objetivas discusiones como la del curtailment? La respuesta pasa por una reforma estructural del diseño de mercado con tres medidas básicas: 1) precios en tiempo real actualizados cada diez minutos (preferentemente en cada nodo de la red), como ocurre en los países con alta participación de fuentes renovables (con tecnología ya disponible en el software que utilizan los operadores); 2) doble liquidación respecto de las posiciones programadas en el mercado del día siguiente, que también deben volverse más realistas; y 3) mercados conjuntos de energía y reservas operativas, que remuneren explícitamente los servicios auxiliares prestados por las fuentes controlables. Es importante subrayar que los pasos (1) y (2) requieren ofertas de precio y de cantidad de los agentes (no solo de cantidad; de lo contrario, el operador seguirá sin saber diferenciar las eólicas, las solares y las hidroeléctricas de pasada), inicialmente limitadas a las renovables. Una vez consolidado el modelo, las ofertas deberían ampliarse a todos los agentes, a la luz de la experiencia de los pasos (1) a (3).

Al remunerar cada recurso por los servicios efectivamente prestados, en las horas y en los lugares en que fueron necesarios, las controversias dejan de ser predominantemente regulatorias y pasan a resolverse mediante las propias señales económicas. Además, se crea un poderoso incentivo para que todas las tecnologías inviertan en controlabilidad, ya sea mediante baterías, ya sea mediante otras soluciones de almacenamiento, flexibilidad de la demanda, o incluso la compra de participaciones o contratos con agentes complementarios. El libre mercado encuentra y revela la solución si los precios dicen la verdad sobre la realidad del sistema y si hay seguridad de mercado para que los intercambios ocurran con seguridad.

Esa reforma es también la clave para una apertura sana del mercado minorista. La apertura tiene el potencial de generar beneficios

permanentes para los consumidores y de aumentar la presión competitiva sobre los precios, siempre que los consumidores puedan responder a las señales de precio por medio de agregadores y comercializadores minoristas. Más detalles en el artículo "El sector eléctrico y el país de las oportunidades perdidas" (*O setor elétrico e o país das oportunidades perdidas*), Valor Econômico.

Para eso, sin embargo, esos agentes necesitan ver señales económicas coherentes en el mercado mayorista, que reflejen las necesidades operativas reales del sistema. Pero eso, por sí solo, no basta. Es necesario incorporar plenamente la respuesta de la demanda al diseño de mercado. El programa de respuesta de la demanda del operador debe evolucionar para contemplar, de forma integrada, cargas, generación distribuida, baterías y otros recursos energéticos distribuidos agregados, hasta convertirse efectivamente en un programa de flexibilidad distribuida.

Esa evolución debe ir acompañada de un nuevo enfoque regulatorio para las distribuidoras. La regulación de las alternativas sin redes (*non-wires alternatives*) debe dejar de ser una excepción y pasar a constituir un instrumento permanente de planificación de la expansión de las redes. Siempre que sea económicamente más eficiente, las distribuidoras deben poder contratar flexibilidad distribuida como alternativa al refuerzo convencional de la red. Eso permitirá aumentar la confiabilidad del sistema, postergar o evitar inversiones en activos con baja utilización a lo largo de su vida útil y reducir significativamente el tiempo necesario para solucionar restricciones eléctricas. Todo esto reduce el costo de red que se traslada a los consumidores.

En la práctica, respuesta de la demanda, flexibilidad distribuida, alternativas sin redes, agregadores y comercializadores minoristas no son agendas independientes. Son componentes distintos de un mismo diseño de mercado. Las señales económicas producidas en el mercado mayorista deben recorrer toda esa cadena hasta llegar al consumidor final y, en sentido inverso, la flexibilidad disponible en el mercado minorista debe poder volver al sistema como un recurso económico capaz de competir, con sus ventajas y limitaciones, con los demás recursos del sistema.

Solo al cerrar ese vínculo entre el mercado mayorista y el minorista tendrán los agregadores y los comercializadores los incentivos correctos

para coordinar y remunerar millones de pequeñas decisiones de consumo, almacenamiento, generación distribuida y oferta de flexibilidad. El resultado es un sistema más eficiente, más confiable y con menores costos totales, que reduce la necesidad de cargos, subsidios cruzados e inversiones que podrían evitarse mediante señales económicas adecuadas.

Es una ilusión creer que tenemos o tendremos precios bajos. Si observamos los costos marginales calculados por el DESSEM, el modelo de programación del día siguiente, veremos que, en los momentos de escasez, los recursos efectivamente utilizados tienen costos bastante elevados (ver esta publicación). La diferencia es que esos precios no aparecen donde y cuando deberían aparecer. En lugar de remunerar los recursos escasos solo en el instante y en el lugar en que prestan el servicio (como en un mercado con precios nodales y en tiempo real), esos costos terminan transfiriéndose a mecanismos administrativos, como la subasta de reserva de capacidad (LRCAP), los despachos fuera del orden de mérito, las subastas de reserva y diversos cargos sectoriales. El costo sigue existiendo, pero deja de señalar correctamente quién debe invertir, quién debe operar y quién debe ser remunerado.

El resultado es perverso. Los consumidores siguen pagando por los servicios de confiabilidad y flexibilidad, pero pagan mediante cargos, subsidios cruzados y mecanismos administrativos, en lugar de precios transparentes. Vea, en el artículo sobre los problemas de la LRCAP, los innumerables problemas que enfrentamos cuando elegimos reforzar el camino de las subastas de capacidad en lugar del mercado. Al mismo tiempo, los agentes que efectivamente prestan esos servicios a menudo no son remunerados en proporción al valor que entregan al sistema, mientras que quienes podrían invertir para ampliar esa capacidad no reciben los incentivos correctos para hacerlo (ver la discusión en este artículo sobre los precios y sus incentivos).

En otras palabras, seguimos intentando resolver problemas de remuneración con la creación de reglas administrativas, cuando deberíamos permitir que los propios mercados pusieran precio a los distintos servicios que hoy son esenciales para la operación de un sistema eléctrico cada vez más renovable.

La mayor contradicción del sector es que ya remunera a los agentes conforme a un mercado, pero insiste en impedir que este cumpla su función principal: revelar el valor económico de la energía, la flexibilidad y la confiabilidad para la operación. Eso rompe el circuito de retroalimentación positiva entre la revelación de los costos, la operación y los incentivos. En lugar de perfeccionar las señales de precio, multiplicamos excepciones, subsidios, cargos y mecanismos compensatorios. Dedicamos un enorme esfuerzo regulatorio a administrar las consecuencias de un diseño inadecuado, cuando prácticamente todos saben ya cuál es la dirección de la solución: hacer que los precios reflejen, de la forma más fiel posible, la realidad física y económica de la operación del sistema. Un texto con ejemplos numéricos y una discusión en el evento de MegaWhat (que, dicho sea de paso, viene prestando un excelente servicio al sector y a la sociedad con esos eventos, podcasts y su material de altísima calidad) puede encontrarse en esta publicación.

Mientras insistamos en corregir los síntomas en lugar de la causa, cada nueva regla resolverá un problema inmediato, pero creará las condiciones para la próxima distorsión regulatoria. No faltan soluciones técnicas. Lo que falta es la decisión de implementarlas.

Capítulo 9

Las instituciones, el consumidor y la justicia

2026

En este capítulo

Los dos absurdos sobre Itaipú 151
La reforma eléctrica como justicia social 155
El deterioro institucional del sector eléctrico brasileño 159

Introducción

La deuda de construcción de Itaipú quedó saldada por completo en 2023. Según el tratado que Brasil y Paraguay firmaron unos cincuenta años antes, la tarifa debería haber bajado entonces a unos US$ 9/kW-mes, para devolver la inversión a la sociedad en forma de una reducción estructural del precio de la energía. En cambio, se sitúa en US$ 19,28/kW-mes, aproximadamente el doble, porque los llamados gastos socioambientales crecieron con fuerza desde 2022 y ocuparon el lugar del servicio de la deuda. En marzo de 2026 describí el tratado como algo muy parecido a un contrato de renta fija para los consumidores del futuro, una "jubilación energética". Los dos gobiernos, los "dueños del fondo", parecen haber cambiado de idea justamente en el primer año en que el beneficio debía pagarse. Este es el primero de los dos absurdos sobre Itaipú. En los artículos de este capítulo paso de los precios a las instituciones y las reglas que deciden si los precios pueden decir la verdad, y al consumidor que paga cuando no pueden.

El Anexo C del Tratado de Itaipú solo permite trasladar a la tarifa costos estrictamente de explotación. El nuevo gasto no guarda relación con la localidad de la central ni con los gastos que prevé el tratado. Permite a ambos gobiernos financiar políticas públicas, en gran parte con sesgo electoralista, con el bolsillo del consumidor y fuera del escrutinio del presupuesto federal. La tesis paraguaya de que la central le debe una "deuda histórica" es el segundo absurdo. Como mostró Jerson Kelman, citando a Claudio Sales, Paraguay obtuvo de Itaipú un resultado positivo de unos US$ 6 mil millones, mientras que Brasil acumuló un resultado negativo de unos US$ 90 mil millones. El problema es legal y ético. Su costo va más allá del dinero, porque la limitada madurez institucional trae inseguridad jurídica, subsidios cruzados ocultos, primas de riesgo y una pérdida de confianza en futuros tratados.

En junio sostuve que la reforma eléctrica se ha convertido en una cuestión de justicia social. El consumidor es la razón de ser del sector, pero el aparato regulatorio lo trató como un agente pasivo representado por terceros. Por eso, las instituciones se desarrollaron casi por completo desde la óptica de la generación, y el poder de mercado pasó a ejercerse

en la capa regulatoria situada por encima del mercado. Con el tiempo, la protección se convirtió en prisión regulatoria, y el crecimiento de la generación distribuida muestra a los consumidores escapando por sus brechas. Ese arreglo llegó a su límite. Ya no hay espacio para subsidios individuales. Tampoco es justo que una regulación que no evoluciona impida a consumidores, generadores renovables y baterías ofrecer flexibilidad y servicios auxiliares con tecnologías que ya existen. Brasil está a un plumazo de esas tecnologías. En Texas y California, programas específicos permiten que consumidores, agregadores, baterías y arreglos híbridos participen en el mercado sin distinción de tecnología. La matriz óptima surge entonces de los recursos y las oportunidades de cada región.

Días después describí el deterioro institucional que está detrás de estos problemas. En los mercados maduros, las subastas y otros mecanismos de mercado existen para descubrir las tecnologías ganadoras mediante la competencia por el menor precio, de modo que se centran en el producto, sea cual sea su fuente. Donde funciona un sistema de doble liquidación, los agentes negocian 24 contratos horarios para el día siguiente, y un mercado en tiempo real liquida los desvíos en intervalos de pocos minutos. Con esos precios, las centrales renovables rara vez entran en el mercado sin baterías. Brasil ha restringido la competencia por tecnología en prácticamente todas las subastas de energía nueva desde 2005 y discute desde hace más de una década una reforma del diseño de mercado. Ninguno de los dos hechos se debe a falta de conocimiento técnico. Ambos reflejan instituciones que pierden la capacidad de planificar, regular y llevar adelante reformas. Los presupuestos descuidados de la Empresa de Pesquisa Energética (la agencia brasileña de planificación energética) y de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica, junto con las tensiones entre el ministerio y el regulador, son los síntomas más claros.

Ideas centrales

1 El Tratado de Itaipú funcionaba como una jubilación energética para los consumidores futuros, y una vez saldada la deuda en 2023

la tarifa debería haber bajado a unos US$ 9/kW-mes, pero se sitúa en US$ 19,28/kW-mes.

2 El gasto socioambiental que sustituyó al servicio de la deuda financia políticas públicas con el bolsillo del consumidor y fuera del presupuesto federal, un problema legal y ético.

3 La limitada madurez institucional cuesta más que dinero, porque trae inseguridad jurídica, subsidios cruzados ocultos, primas de riesgo y una pérdida de confianza en futuros tratados.

4 El consumidor es la razón de ser del sector, pero las instituciones se desarrollaron desde la óptica de la generación y el poder de mercado pasó a ejercerse en la capa regulatoria situada por encima del mercado.

5 La protección se convirtió en prisión regulatoria, e impedir que consumidores, renovables y baterías ofrezcan flexibilidad con las tecnologías disponibles se ha vuelto una cuestión de justicia social.

6 Las subastas y los mercados existen para descubrir las tecnologías ganadoras mediante la competencia, pero Brasil ha restringido la competencia por tecnología en prácticamente todas las subastas de energía nueva desde 2005.

7 Los presupuestos descuidados de la agencia de planificación y del regulador, y las tensiones entre el ministerio y el regulador, revelan instituciones que pierden la capacidad de reformar, y en el fondo el problema es de liderazgo.

Conclusiones

En estos tres artículos sitúo la raíz de los problemas del sector en sus instituciones. Itaipú muestra lo que cuesta que los gobiernos se aparten de reglas pactadas con los consumidores. La defensa de la reforma como justicia social muestra el precio de mantener pasivo al consumidor. El deterioro de las instituciones del sector explica por qué una reforma discutida durante más de una década no se ha concretado. En el fondo, como escribí en julio de 2026, el problema es de liderazgo.

Los artículos

Los dos absurdos sobre Itaipú, publicado por MegaWhat el 20 de marzo de 2026, es el único artículo del libro sobre Itaipú, y trata la tarifa como una prueba de madurez institucional y como una forma de financiar políticas públicas fuera del presupuesto federal. *La reforma eléctrica como justicia social*, publicado en Brazil Journal el 26 de junio de 2026, sitúa al consumidor en el centro de la reforma. *El deterioro institucional del sector eléctrico brasileño*, publicado en CNN Brasil el 2 de julio de 2026 y escrito en medio de la disputa por la subasta de capacidad, atribuye los impasses del sector al debilitamiento de sus instituciones y a la falta de liderazgo.

Los dos absurdos sobre Itaipú

Título original: *Os dois absurdos sobre Itaipu*
MegaWhat · 20 de marzo de 2026
Versión publicada: megawhat.uol.com.br

RESUMEN

Sostengo que dos absurdos dominan la discusión sobre la tarifa de Itaipú. Hace unos 52 años, Brasil y Paraguay pactaron una especie de contrato de renta fija para el consumidor futuro, una jubilación energética. El Anexo C del Tratado de Itaipú solo permite trasladar costos estrictamente de explotación, y la tarifa debía bajar al saldarse la deuda, en 2023. Pero desde 2022 se dispararon los llamados gastos socioambientales, ajenos a la localidad y a lo que prevé el Tratado. La tarifa, que debería rondar los US$ 9/kW-mes, está en US$ 19,28/kW-mes, cerca del doble. Con este nuevo gasto, que sustituye el servicio de la deuda, ambos gobiernos financian políticas en gran parte electoralistas con el bolsillo del consumidor, fuera del presupuesto federal. El segundo absurdo es la tesis paraguaya de una "deuda histórica" de la central con el país. Citando a Claudio Sales, Jerson Kelman muestra que Paraguay tuvo un saldo positivo de unos US$ 6 mil millones, y Brasil, uno negativo de unos US$ 90 mil millones. El acuerdo operativo de 2024 profundizó esas asimetrías contra el consumidor brasileño. El problema es legal y ético. Revela el costo de la limitada madurez institucional: inseguridad jurídica, subsidios cruzados ocultos, primas de riesgo y pérdida de confianza en futuros tratados.

Hay dos absurdos centrales en toda la discusión sobre la tarifa de Itaipú que es preciso decir de forma clara y directa. El primero es que, hace cerca de 52 años, Brasil y Paraguay firmaron algo muy semejante a un contrato de renta fija para el consumidor del futuro, una jubilación energética. Sin embargo, justamente en el primer año en que el beneficio

empezaría a pagarse, ambos países, los "dueños del fondo", parecen haber cambiado de idea.

El objetivo era, y sigue siendo, absolutamente cristalino: viabilizar la construcción de una megacentral para explotar el extraordinario potencial hídrico de la región y, una vez pagada la deuda, devolver esa inversión a la sociedad en forma de una reducción estructural de la tarifa de energía. Ese momento llegó en 2023. Todo está escrito, rotulado, pactado y detallado desde hace más de medio siglo en el Anexo C del Tratado de Itaipú, que es explícito al permitir solo el traspaso de costos estrictamente de explotación.

Lo que se vio, sin embargo, fue la violación de la idea y de los valores originales del Tratado, que deberían haber sido cumplidos estrictamente por los gestores y por los Poderes Ejecutivos, mientras que al Congreso Nacional solo le correspondía la prerrogativa constitucional de revisarlo eventualmente, en los casos de cargas gravosas.

Lamentablemente, nada de eso se hizo. A partir de 2022, cuando el servicio de la deuda empezó a caer, y después en 2023, cuando la deuda se pagó por completo, se observó un crecimiento vertiginoso de los llamados gastos socioambientales, sin relación con la localidad ni con el tipo de gasto previsto en el Tratado. Como resultado, la tarifa que debería estar cerca de US$ 9/kW-mes, en beneficio de los consumidores de ambos países conforme al Tratado, se encuentra hoy en US$ 19,28/kW-mes, es decir, aproximadamente el doble de lo que debería ser.

En la práctica, se trata de una forma indirecta de sustituir el pago de la deuda, al que los consumidores ya estaban acostumbrados, por un nuevo gasto, susceptible de ser utilizado por ambos gobiernos de forma bastante arbitraria, como se ha visto en los últimos dos años. Una forma de usar el bolsillo del consumidor de energía para subsidiar políticas públicas, en gran parte con sesgo electoralista, que deberían estar sometidas al escrutinio del presupuesto federal y al marco fiscal. La analogía con el Fondo de Garantía por Tiempo de Servicio (FGTS) es inevitable: un préstamo obligatorio disfrazado de protección social, que crea holgura para el gobierno al valerse de rendimientos sistemáticamente inferiores a los de inversiones mínimamente racionales.

El segundo hecho que me parece absurdo es el discurso reciente del gobierno paraguayo según el cual la tarifa de Itaipú no debería bajar, como manda el Tratado, porque la central tendría una supuesta "deuda histórica" con el país. Esa narrativa, además de vaga, no viene acompañada de ninguna justificación compatible con los montos a los que se refiere y sirve precisamente para sostener la permanencia de esos gastos comodín que interesan a los dos gobiernos. Los hechos son claros: como citó el ilustre Jerson Kelman en su reciente artículo para la edición especial de Canal Energia, "Setor Elétrico Rumo a 2050" (El sector eléctrico rumbo a 2050), lectura obligatoria para quien quiera entender realmente el tema, Paraguay siempre tuvo un resultado positivo con la tarifa de Itaipú, y Brasil fue parte esencial de eso porque garantizó por sí solo el préstamo para la construcción de la central.

> Como destacó Claudio Sales, presidente del Instituto Acende Brasil, desde el inicio de Itaipú Paraguay recibió toda la energía que pudo consumir, siempre por debajo del 50 % al que tendría derecho, y aun así obtuvo un resultado financiero positivo del orden de US$ 6 mil millones. Brasil, por su parte, además de consumir íntegramente su cuota, corrió durante décadas con el pago de la energía no utilizada por Paraguay, y acumuló un resultado negativo estimado en cerca de US$ 90 mil millones.
>
> — Jerson Kelman, "Setor Elétrico Rumo a 2050", Canal Energia, edición especial, 2025.

Por lo tanto, cuando se inflan esos gastos socioambientales, la distribución de esos valores recae de forma desproporcionada sobre el lado paraguayo en comparación con el costo que asume el consumidor brasileño. No obstante, ambos gobiernos pasan a contar con más dinero para sus "acciones socioambientales"; incentivos que ayudan a explicar los hechos. Además, el acuerdo operativo resultante de las frustrantes negociaciones de 2024, al dar prioridad al destino del excedente de energía a Paraguay tras el fin del servicio de la deuda en 2023, representó una nueva ronda de concesiones y profundizó las asimetrías ya existentes en perjuicio del consumidor brasileño.

El problema, por lo tanto, no es técnico ni económico. Es legal y ético, como han argumentado diversas voces del sector. Al apartarse de las

reglas del Tratado original, los gobiernos rompen un acuerdo firmado con los consumidores hace más de 50 años, imponen una carga enorme a las tarifas y recurren a narrativas construidas para justificar decisiones que benefician precisamente a quienes las toman.

Estos dos hechos, absurdos, demuestran el enorme costo que causa la limitada madurez regulatoria e institucional de países todavía en desarrollo. Ese costo va más allá del económico directo, pues genera inseguridad jurídica, subsidios cruzados ocultos, primas de riesgo y una crisis de confianza del propio pueblo brasileño respecto del futuro de nuevos tratados, incluso de aquellos originalmente bien concebidos, como Itaipú.

La reforma eléctrica como justicia social

Título original: *A reforma elétrica como justiça social*
Brazil Journal · 26 de junio de 2026
Versión publicada: braziljournal.com

RESUMEN

El consumidor es la razón de ser del sector eléctrico. Aun así, Brasil construyó un aparato regulatorio que lo trató como agente pasivo, representado por terceros. Por eso, las instituciones del sector se desarrollaron casi solo desde la óptica de la generación, y el poder de mercado pasó a ejercerse en la capa regulatoria superior al mercado. Con el tiempo, esa protección se volvió prisión regulatoria. El crecimiento exponencial de la generación distribuida muestra a consumidores escapando por sus brechas. Sostengo que este arreglo llegó a su límite. Ya no hay espacio para subsidios individuales, como muestra el tamaño de la Cuenta de Desarrollo Energético. Tampoco es justo que una regulación estancada impida a consumidores, generadores renovables y baterías prestar servicios de flexibilidad y servicios auxiliares con tecnologías ya disponibles. Brasil está a un plumazo de ellas. Faltan cimientos regulatorios como los de Texas y California, donde programas específicos permiten participar a consumidores, agregadores, baterías y arreglos híbridos sin distinción de tecnología. Así, la matriz óptima surge de los recursos y oportunidades de cada región. La inercia y la falta de liderazgo son los verdaderos males que combatir. La reforma eléctrica ya no es solo una agenda de modernización. Se ha vuelto una cuestión de responsabilidad y justicia social.

El consumidor es la razón de ser de todo el sector eléctrico. Solo producimos energía porque hay alguien que la necesita, la consume y paga por ella. Sin embargo, la propia trayectoria histórica del sector llevó a la construcción de un aparato regulatorio que trató al consumidor como

un agente esencialmente pasivo, cuyos intereses debían ser representados por terceros.

Esa visión tuvo sentido durante mucho tiempo y siempre tendrá alguna validez. Pero, como consecuencia de esta forma de abordar el sector eléctrico, el desarrollo institucional se produjo casi exclusivamente desde la óptica de la generación.

En cualquier mercado, incluso en los más regulados, los agentes responden a los incentivos. Así, todas las grandes reivindicaciones, las discusiones sobre excepciones y las disputas pasaron a concentrarse predominantemente del lado de la generación. La larga ausencia de liderazgos capaces de defender de forma coherente los principios técnicos del sector contribuyó al debilitamiento gradual de esos principios, y culminó en un ambiente en el que prácticamente todas las demandas organizadas vienen de un único lado.

La "protección" derivada de la pasividad del consumidor se internalizó, y resultó extremadamente conveniente para el funcionamiento de un modelo sectorial en el que el poder de mercado no se ejerce mediante ofertas en el propio mercado, sino en la capa regulatoria situada por encima de él.

Con el tiempo, la protección se convirtió en prisión regulatoria. Una prisión de la que los consumidores intentan escapar por las brechas abiertas por los propios cambios regulatorios de las últimas décadas. El crecimiento exponencial de la generación distribuida, tema que discutí en *Revolución en el mercado minorista de electricidad desafía la regulación* (*Revolução no varejo elétrico desafia regulação*), es tal vez el ejemplo más emblemático de ese movimiento.

El problema es que ese arreglo llegó a su límite. No solo porque ya no hay espacio para subsidios individuales (pienso aquí en el tamaño de la Cuenta de Desarrollo Energético, la CDE, y en el adicional que vamos a pagar con la subasta de reserva de capacidad, la LRCAP, como consecuencia de lo que subsidiamos vía CDE), sino porque simplemente no es justo que una regulación que no evoluciona siga impidiendo el uso de tecnologías ya disponibles, capaces de permitir que consumidores, generadores renovables (centralizados o distribuidos) y baterías creen nuevos modelos de negocio para participar activamente en la operación

y la expansión del sistema mediante la prestación de servicios de flexibilidad y de servicios auxiliares.

Cada vez más, el consumidor desempeña un papel indiscutible en esos nuevos modelos de negocio, sobre todo con la llegada de grandes centros de procesamiento de datos y de entrenamiento de inteligencia artificial. Los consumidores y el sistema de los años noventa son muy distintos de los de 2026.

Por eso, no queda otro camino que una reforma sectorial. Una reforma que incorpore los valores destacados por Angela Gomes en su reciente artículo *¿Cómo convertir al consumidor en protagonista del sector eléctrico?*: equilibrio, representación y centralidad del consumidor. De esa centralidad se desprende todo lo demás.

Porque no es bueno para el consumidor que una fuente prospere artificialmente, ni que las fuentes que entran en el mercado no tengan capacidad de volverse viables a través de sus productos y servicios. Pero esta ya no es solo una cuestión técnica. Es una cuestión de justicia con quien paga la cuenta al final del día.

Ya no hay justificación para mantener un desequilibrio regulatorio tan grande entre consumidores y generadores, ni un desajuste tan profundo entre el diseño de mercado y la realidad tecnológica y operativa del sistema.

Ya no es aceptable, ni positivo, que repitamos que los generadores renovables son solo fuentes intermitentes que demandan cada vez más subsidios, que las centrales térmicas son solo fuentes contaminantes, que las baterías no generan valor porque no producen energía neta, o que los consumidores son todos inflexibles y no responden al precio. Esas afirmaciones reflejan una visión del pasado, no del presente, y mucho menos del futuro.

La regulación de hoy desbloquea o entierra la prosperidad de los próximos años. La inercia y la falta de liderazgo son, por lo tanto, los verdaderos males que hay que combatir en beneficio de lo que queremos construir para la próxima década.

Las tecnologías ya existen. Están a un plumazo de Brasil. Pueden importarse, adaptarse e incluso construirse aquí, si invertimos en ciencia y educación. Lo que falta, en realidad, son los cimientos regulatorios

que permitan a los agentes internalizar esta nueva realidad tecnológica y contribuir, mediante la competencia y los incentivos de mercado, a un sistema más eficiente, limpio, resiliente y justo.

Todo ese aparato tecnológico y regulatorio ya existe y está en plena operación en los principales mercados de electricidad del mundo, donde los efectos de la integración masiva de renovables ya se han sentido ampliamente.

El Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) y el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO), operadores de los sistemas eléctricos de Texas y California, por ejemplo, tienen programas específicos para que consumidores, agregadores, baterías y arreglos híbridos participen en el mercado de forma agnóstica respecto de la tecnología.

Solo así descubriremos nuestras propias soluciones, los arreglos que tienen sentido para cada región del país. La matriz óptima no existe como figura estática. Surge de los recursos disponibles, de las tecnologías e innovaciones (cada vez más abundantes) y de las oportunidades específicas de cada región.

Negar esos instrumentos regulatorios es impedir que florezcan capacidades ya existentes. En una era de transformaciones tecnológicas sin precedentes, mantener el sector preso de una regulación del pasado es privar a una sociedad que tiene talento, recursos naturales y voluntad de prosperar de uno de los insumos más valiosos para el desarrollo económico y social: energía abundante, eficiente y limpia.

Más allá de eso, la reforma del diseño de mercado es tal vez el principal tema latente del sector eléctrico brasileño. De ella se derivan, directa o indirectamente, buena parte de los impasses que discutimos a diario: subsidios, expansión, confiabilidad, costos crecientes, asignación de riesgos y señales económicas distorsionadas.

Por eso, la reforma del sector eléctrico ya no es solo una agenda de modernización. Se ha convertido en una cuestión de responsabilidad y justicia social.

El deterioro institucional del sector eléctrico brasileño

El debilitamiento de las instituciones amenaza la eficiencia y la modernización del sector eléctrico brasileño

Título original: *A deterioração institucional do setor elétrico brasileiro*
CNN Brasil · 2 de julio de 2026
Versión publicada: cnnbrasil.com.br

RESUMEN

Sostengo que la reciente guerra por la subasta de capacidad expuso el deterioro institucional gradual del sector eléctrico. En mercados maduros, subastas y otros mecanismos sirven para descubrir las tecnologías ganadoras mediante la competencia en precio. Por eso deben centrarse en el producto, sea cual sea la fuente. Con doble liquidación, se negocian 24 contratos horarios del día siguiente, y un mercado en tiempo real liquida los desvíos cada pocos minutos. Con esos precios, rara vez entran renovables sin baterías. Brasil restringe la competencia por tecnología en casi todas las subastas de energía nueva desde 2005 y lleva más de una década discutiendo la reforma del mercado. Ninguno de los dos se debe a falta de conocimiento técnico. Ambos reflejan instituciones que pierden capacidad para planificar, regular y reformar. Los síntomas más claros son los presupuestos descuidados del planificador y el regulador, y las tensiones entre ministerio y regulador. La expansión se guía cada vez más por lobbies, narrativas y subsidios. Sin una amplia reforma, seguirán aplazándose las medidas que atacan las causas: precios cercanos a la operación, mercados del día siguiente y en tiempo real integrados, respuesta de la demanda, mercados de servicios auxiliares y valoración explícita de flexibilidad y confiabilidad. En el fondo, el problema es de liderazgo.

Tal vez el punto más preocupante de todo el debate reciente en el sector eléctrico sobre la subasta de capacidad sea que olvidamos algo básico: en los mercados maduros, el debate central rara vez es qué tecnología debe "ganar". El papel del mercado y de sus mecanismos, como las subastas, es descubrir las tecnologías ganadoras, no determinarlas. Los mercados deben ser agnósticos respecto de las tecnologías: la composición óptima de recursos debe ser un resultado, una selección por aptitud para entregar los atributos especificados mediante la competencia por el menor precio.

Por eso es tan importante diseñar subastas centradas en el producto, y no en qué fuente lo producirá. No por casualidad, hay arreglos en los que los propios desarrolladores de proyectos utilizan baterías y centrales térmicas de forma complementaria y conjunta, en distintos contextos, para capturar precios más altos en productos específicos de servicios auxiliares.

Esto es particularmente evidente en los mercados maduros que operan con doble liquidación. En ellos, todos los días los agentes negocian, mediante una subasta centralizada, un conjunto de 24 contratos financieros horarios, uno para cada hora del día siguiente. El objetivo es equilibrar oferta y demanda al menor costo posible, respetando las restricciones de la red, las limitaciones operativas de los generadores y los requisitos de seguridad del sistema.

El día de la operación, un mercado en tiempo real liquida las diferencias entre lo que se contrató y lo que efectivamente se generó o consumió, generalmente en intervalos de pocos minutos, y refleja las condiciones reales del sistema.

Por eso, en los mercados eléctricos maduros, donde los precios en tiempo real reflejan con más fidelidad las condiciones operativas del sistema, los parques renovables rara vez entran en el mercado sin baterías. Quien inyecta energía por encima de lo contratado en momentos de excedente sistémico recibe precios muy bajos. Quien deja de entregar la energía programada en períodos de escasez debe recomprarla a precios que pueden ser extremadamente elevados.

El propio mercado transforma, en la medida justa, los errores de previsión, la falta de flexibilidad y la variabilidad de las renovables en

costos económicos para sus propietarios, y crea incentivos claros para invertir en almacenamiento y flexibilidad.

Sin embargo, ese tal vez sea un problema más profundo de nuestro sector. Todavía nos cuesta enormemente confiar en la capacidad de los mecanismos de mercado para revelar combinaciones eficientes entre tecnologías y nuevos arreglos operativos. En lugar de eso, insistimos en interferir en el proceso de descubrimiento que promueve el mercado, e imponemos nuestras propias convicciones sobre qué tecnologías deben prevalecer.

En mayor o menor grado, la restricción de la competencia por tecnología es la realidad de prácticamente todas las subastas de energía nueva que hemos realizado desde 2005. Además, desde hace más de una década discutimos la reforma del diseño de mercado para acercar precios y operación y, así, reducir la necesidad de subsidios. El problema es que ninguno de esos fenómenos puede atribuirse a la falta de conocimiento técnico o de referencias internacionales. Ambos reflejan un deterioro gradual de la capacidad institucional del sector para planificar, regular y conducir reformas estructurales de largo plazo.

En medio de una verdadera guerra en torno a la subasta de capacidad realizada en marzo de 2026, lo que está en juego, sin embargo, no es decidir qué tecnología es más o menos apropiada para el momento en que se encuentra el sector. Lo que de hecho estamos discutiendo, y los precedentes que estamos creando, aun sin plena conciencia de ello, es cómo realizaremos la expansión de un sistema eléctrico complejo, tarea que históricamente siempre dependió de la planificación y de los mecanismos de mercado o, idealmente, de una coordinación eficiente entre ambos, algo que nunca alcanzamos plenamente.

Décadas de investigación en diseño de mercado, planificación y operación, una vasta literatura teórica y práctica, miles de millones invertidos en estudios, instituciones construidas y cuadros altamente calificados. Aun así, llegamos a un punto en el que la expansión empieza a determinarse más por lobbies, conveniencias y narrativas que por fundamentos económicos, operativos y de planificación.

El reflejo de ello es lo que estamos viendo: un deterioro institucional y sectorial cada vez más evidente y más caro para el consumidor.

Salimos por completo de un equilibrio regulatorio estable, en el que una perturbación se corrige con técnica, ritos y observancia de los principios básicos de la ingeniería y la economía.

La desatención a los presupuestos de las entidades de planificación (Empresa de Pesquisa Energética, EPE) y de regulación (Agencia Nacional de Energía Eléctrica, ANEEL) en los últimos años es tal vez el símbolo más evidente de ese proceso. Y esto ocurre justamente en el período en que el sistema atraviesa su mayor transformación y, por lo tanto, demanda más capacidad analítica para respaldar estudios y viabilizar los cambios regulatorios. Al mismo tiempo, acumulamos tensiones institucionales entre el ministerio y el regulador, disputas que corroen la credibilidad, la coherencia, la previsibilidad y la capacidad de ejecución. Fue en ese ambiente donde se consolidó un nuevo modus operandi sectorial.

El riesgo es evidente: cuando la planificación se debilita, el mercado no madura y las señales de mercado dejan de reflejar la operación real del sistema, la expansión deja de ser la búsqueda de eficiencia sistémica. Pasa a guiarse por la búsqueda de subsidios, las presiones sectoriales y las disputas institucionales, muchas veces resueltas fuera del propio diseño de mercado, incluso en los tribunales.

De forma más amplia, toda la discusión sectorial actual, desde el nivel de aversión al riesgo de los modelos oficiales de formación de precios de corto plazo, pasando por las recurrentes crisis de liquidez y de seguridad de mercado, hasta las subastas de capacidad, no tiene como foco la modernización o el perfeccionamiento del sector. En el fondo, solo busca transferir los costos de una reforma de mercado planificada, pero nunca implementada de forma efectiva, por medio de subsidios, disputas e improvisaciones.

Mientras no nos organicemos como sector para promover una amplia reforma de mercado y devolver el sistema a una trayectoria de eficiencia y previsibilidad, seguiremos postergando justamente las transformaciones que podrían atacar las causas estructurales de los problemas actuales: un mayor acercamiento entre precios y operación, la integración entre los mercados del día siguiente y en tiempo real, la respuesta de la demanda, los mercados de servicios auxiliares y mecanismos capaces de valorar explícitamente la flexibilidad y la confiabilidad. En lugar de eso,

seguiremos reaccionando a las crisis, redistribuyendo costos y tratando síntomas, mientras las causas estructurales permanecen intactas.

Lamentablemente, la confusión regulatoria que vive hoy el sector es, en gran parte, reflejo de un abandono gradual de los principios que sostenían la discusión técnica, los ritos y el cuidado de las instituciones y de sus papeles. Y, como los principios no se manifiestan sino a través de las personas, queda claro que, en el fondo, el problema es de liderazgo.

Capítulo 10

Una agenda para 2027

2026

En este capítulo

Una agenda para el sector eléctrico brasileño a partir de 2027 169

Introducción

El gobierno que inicie su mandato en 2027 heredará un sector eléctrico distinto del que previó la reforma de 2004. Brasil construyó una matriz altamente renovable, atrajo inversión privada y amplió la generación, pero los mercados que coordinan la operación y orientan la inversión no se modernizaron con ella. El resultado es una paradoja. El país tiene energía renovable abundante, pero le resulta cada vez más difícil aprovecharla, paga un costo elevado para garantizar el suministro y tiene tarifas que comprometen su competitividad. Escribí el artículo de este capítulo en octubre de 2026 como una agenda para ese gobierno. Reúne en un solo lugar propuestas que los capítulos anteriores desarrollan una por una, y cierra la historia que cuenta este libro.

El problema está en instituciones que no se adaptaron a una nueva realidad tecnológica, y no puede atribuirse a la transición energética ni a ninguna fuente en particular. El sistema se diseñó cuando las hidroeléctricas proporcionaban a la vez energía y flexibilidad operativa. La eólica y la solar cambiaron esa relación. Durante el día, la solar desplaza la producción de las demás centrales, y al atardecer su retirada exige un rápido aumento de la generación controlable. Los errores de previsión de las renovables también deben compensarse de forma continua. La flexibilidad, antes abundante, se ha vuelto valiosa, pero ningún precio revela adecuadamente su valor. Por eso, cada necesidad da lugar a un nuevo cargo, subsidio o contrato, y los costos se acumulan como interés compuesto. La Cuenta de Desarrollo Energético, que recauda los subsidios del sector a través de las tarifas de los consumidores, ha crecido en promedio un 16,5 % al año desde 2004. Al atardecer, cuando decenas de gigavatios de solar distribuida dejan de contribuir al suministro, el gobierno contrata recursos conectados a la red de alta tensión mediante subastas de capacidad de largo plazo. Esa elección se basa en un salto lógico, el supuesto de que la contratación de largo plazo es la mejor forma de corregir las fallas de un mercado de corto plazo que no pone precio a los servicios que exige la operación.

La agenda trabaja en tres frentes. El primero acerca los precios a la operación física del sistema. Los mercados del día siguiente y en

tiempo real operarían con doble liquidación, de modo que todo lo que un agente entregue o consuma más allá de su posición del día siguiente se liquide al precio en tiempo real. Esos precios estarían vinculados a un despacho optimizado cada diez minutos. Los servicios auxiliares, sobre todo las reservas que compensan la variabilidad y la incertidumbre de las renovables, tendrían precio mediante mecanismos competitivos y tecnológicamente neutros, abiertos a hidroeléctricas, centrales térmicas, baterías y consumidores. Sus costos se asignarían según su causalidad, de modo que quien causa un costo lo asuma. En diciembre de 2025, el operador del sistema de Texas introdujo la cooptimización de energía y servicios auxiliares, con beneficios estimados en más de US$ 1.000 millones.

El segundo frente rediseña la expansión. Las subastas dejarían de contratar tecnologías y cantidades predeterminadas y evaluarían la contribución integrada de cada proyecto, incluida la entrada de grandes cargas como los centros de datos. La Empresa de Pesquisa Energética, la agencia brasileña de planificación energética, ya tiene amplia experiencia con modelos de planificación que integran generación, almacenamiento, transmisión y confiabilidad. Estos modelos pueden seleccionar los proyectos que minimizan el costo total del sistema.

El tercer frente moderniza el mercado minorista. Los hogares necesitan precios combinados con tecnología, como ocurrió con los electrodomésticos durante el racionamiento de 2001. Los consumidores comerciales e industriales necesitan distribuidoras cuya remuneración ya no se centre en el retorno sobre los gastos de capital. También necesitan mercados locales de flexibilidad integrados con el mercado mayorista a través de agregadores y comercializadores minoristas.

Nada de esto sustituye la planificación por un mercado desregulado. La agenda exige una planificación integrada con el mercado, instrumentos económicos coherentes con la operación y una implementación gradual, con pruebas, un cronograma público y seguridad jurídica. La apertura del mercado minorista debe ampliar las opciones sin ocultar costos en cargos. La frase con la que resumí la agenda para el próximo gobierno es “necesitamos menos excepciones y mejores reglas”.

Ideas centrales

1. El gobierno de 2027 hereda una paradoja de energía renovable abundante, dificultad creciente para aprovecharla, costos elevados para garantizar el suministro y tarifas que comprometen la competitividad.
2. El problema está en instituciones que no se adaptaron a la nueva realidad tecnológica. No puede atribuirse a la transición energética ni a ninguna fuente en particular.
3. La flexibilidad, antes abundante, se ha vuelto valiosa, y sin precios que revelen su valor cada necesidad produce un nuevo cargo, subsidio o contrato.
4. La Cuenta de Desarrollo Energético ha crecido en promedio un 16,5 % al año desde 2004.
5. El primer frente acerca los precios a la operación física, con doble liquidación, precios cada diez minutos y servicios auxiliares competitivos y tecnológicamente neutros cuyos costos se asignan según su causalidad.
6. El segundo frente rediseña las subastas de expansión para valorar la contribución integrada de cada proyecto, incluidas grandes cargas como los centros de datos, con los modelos de planificación que el sector ya utiliza.
7. El tercer frente moderniza el mercado minorista, combina precios con tecnología, reforma la remuneración de las distribuidoras y crea mercados locales de flexibilidad.
8. La agenda mantiene la planificación y la integra con los mercados, mediante una implementación gradual, un cronograma público y seguridad jurídica.

Conclusiones

La agenda para 2027 convierte el argumento de este libro en decisiones. Reúne tres frentes: precios cercanos a la operación, subastas de expansión

que valoran lo que cada proyecto aporta al sistema y un mercado minorista capaz de aprovechar la flexibilidad de hogares, empresas y redes de distribución. El próximo gobierno elegirá entre enfrentar las causas estructurales y seguir administrando sus consecuencias.

Los artículos

Una agenda para el sector eléctrico brasileño a partir de 2027, publicado en CNN Brasil el 22 de octubre de 2026, es el último artículo del libro. Lo escribí como un programa para el gobierno que comienza en 2027, y presenta la agenda como tres frentes y un principio de cierre, "menos excepciones y mejores reglas". El epílogo que sigue examina las condiciones en las que esta agenda puede tener éxito.

Una agenda para el sector eléctrico brasileño a partir de 2027

El próximo gobierno necesitará menos excepciones y mejores reglas para reducir el costo de la energía y transformar el sector eléctrico en un motor del desarrollo económico

Título original: *Uma agenda para o setor elétrico brasileiro a partir de 2027*
CNN Brasil · 22 de octubre de 2026
Versión publicada: cnnbrasil.com.br

RESUMEN

El gobierno de 2027 encontrará un sector eléctrico distinto del previsto por la reforma de 2004. Brasil construyó una matriz muy renovable, pero no modernizó sus mercados. El resultado es una paradoja: energía renovable abundante, dificultad creciente para aprovecharla, suministro caro y tarifas que restan competitividad. Sostengo que el problema son instituciones que no se adaptaron. La flexibilidad, antes abundante, se volvió valiosa, pero ningún precio la valora. Así, cada necesidad produce un nuevo cargo, subsidio o contrato, y la Cuenta de Desarrollo Energético ha crecido un 16,5 % anual en promedio desde 2004. Hay tres frentes para detener este proceso. El primero es acercar los precios a la operación física, con doble liquidación entre el día siguiente y el tiempo real, precios cada diez minutos y servicios auxiliares tecnológicamente neutros, con costos asignados por causalidad. Texas cooptimiza energía y servicios auxiliares desde diciembre de 2025, con beneficios estimados superiores a US$ 1.000 millones. El segundo es rediseñar las subastas de expansión para valorar la contribución integrada de cada proyecto, incluidas grandes cargas como centros de datos. El tercero es modernizar el mercado minorista, reformar la remuneración de las distribuidoras y crear mercados locales de flexibilidad. Nada de esto sustituye la

planificación por la desregulación. Necesitamos menos excepciones y mejores reglas.

El próximo gobierno encontrará un sector eléctrico distinto del que previó la reforma de 2004. Brasil construyó una matriz eléctrica altamente renovable, atrajo inversiones privadas y amplió la generación. Pero esa expansión no fue acompañada por la modernización de los mercados que coordinan la operación y orientan las inversiones.

El resultado es una paradoja: tenemos energía renovable abundante, pero dificultades crecientes para aprovecharla, costos elevados para garantizar el suministro y tarifas que comprometen la competitividad. El problema no está en la transición energética ni en una fuente específica, sino en la incapacidad de adaptar las instituciones a la nueva realidad tecnológica. Su prioridad dependerá de los objetivos del próximo gobierno.

El sistema brasileño se concibió cuando las hidroeléctricas proporcionaban simultáneamente energía y flexibilidad operativa. La expansión eólica y solar cambió esa relación. Durante el día, la generación fotovoltaica reduce la producción de las demás centrales; al atardecer, su retirada exige un rápido aumento de la generación controlable. Los errores de previsión de las renovables también deben compensarse de forma continua.

La flexibilidad, antes abundante, se volvió valiosa, pero el mercado todavía no dispone de precios capaces de revelar adecuadamente su valor económico, a pesar de las experiencias internacionales.

Las consecuencias se refuerzan entre sí. Sin precios para los servicios operativos, faltan incentivos para las baterías, la respuesta de la demanda y otras fuentes de flexibilidad. Los subsidios a tecnologías específicas estimulan nuevos proyectos incluso cuando su contribución adicional es pequeña. Cuando la generación renovable supera el consumo o la capacidad de evacuación, el operador ordena cortes obligatorios, el llamado curtailment.

Al mismo tiempo, a la puesta del sol, cuando decenas de gigavatios de generación solar distribuida dejan de contribuir a la atención de

la demanda, el gobierno contrata, mediante subastas de reserva de capacidad, recursos en alta tensión por largos períodos, y traslada los costos a los consumidores.

No se cuestiona la seguridad del suministro ni la importancia de las subastas. La cuestión es el salto lógico de que las contrataciones de largo plazo son la mejor forma de lidiar con las fallas de un mercado de corto plazo que no pone precio a los servicios que exige la operación. Sin corregir el origen, cada necesidad produce un nuevo cargo, subsidio o contratación. Las soluciones presentadas como "pragmáticas" enmascaran problemas estructurales, cuyos costos se acumulan como interés compuesto.

La Cuenta de Desarrollo Energético (CDE), que creció en promedio un 16,5 % al año desde 2004, ilustra el avance de los cargos. El resultado es un sector más complejo, oneroso y dependiente de decisiones administrativas.

El próximo gobierno puede interrumpir este proceso en tres frentes.

El primero es acercar los precios a la operación física, principio básico ampliamente violado en Brasil. Los mercados del día siguiente y en tiempo real, con doble liquidación y precios vinculados al despacho optimizado cada diez minutos, revelarían el valor de la energía en distintos horarios y localidades. También es necesario poner precio a los servicios auxiliares, sobre todo a las reservas que compensan la variabilidad y la incertidumbre de las renovables. Su remuneración debe ser competitiva y tecnológicamente neutra, y permitir la participación de hidroeléctricas, centrales térmicas, baterías y consumidores.

Los costos de esas reservas deben asignarse según su causalidad económica, evitando transferencias indebidas. El Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), operador de Texas, redujo en 2010 los intervalos de su mercado en tiempo real de 15 a cinco minutos e introdujo, en diciembre de 2025, la cooptimización de energía y servicios auxiliares, con beneficios estimados en más de US$ 1.000 millones.

El segundo es reformular la expansión. Las subastas deben dejar de contratar tecnologías y cantidades predeterminadas para evaluar la contribución integrada de cada proyecto, incluida la entrada de grandes cargas, como los centros de datos. El valor de una central depende de

cuándo y dónde produce, de la flexibilidad que ofrece, de la transmisión y de su complementariedad con el parque existente, no solo del precio de la energía o de la potencia firme.

Los modelos de planificación ya utilizados en el sector, con los que la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), la agencia brasileña de planificación energética, tiene amplia experiencia, permiten integrar generación, almacenamiento, transmisión y confiabilidad para elegir proyectos en una subasta que selecciona al menor costo global. Las subastas pueden incorporar ofertas de grandes consumidores por el acceso a la red, condicionando su entrada a contribuciones que cubran los costos adicionales de integración.

Esto posicionaría a Brasil como polo de generación y de grandes cargas, con responsabilidad económica, preservando la planificación centralizada y usando la competencia para seleccionar inversiones.

El tercero es modernizar el mercado minorista, reconociendo las diferencias entre consumidores y ofreciendo incentivos para que respondan a las condiciones del sistema. En el segmento residencial, cambiar las tarifas de forma aislada tiene un efecto limitado. Es necesario combinar precios y tecnología, como ocurrió con los electrodomésticos en el racionamiento de 2001, ahora para promover la flexibilidad.

El desafío incluye no solo el consumo, sino también la inyección solar distribuida. Las experiencias internacionales muestran cómo incentivar baterías y equipos que ajusten automáticamente su funcionamiento a las necesidades del sistema, sin comprometer el confort. Esto exige una agenda ministerial coordinada con la industria de equipos.

En los segmentos comercial e industrial, el retorno económico estimula de forma más directa la gestión del consumo y la oferta de flexibilidad. Para aprovechar ese potencial, es necesario reformar la remuneración de las distribuidoras, hoy centrada en el retorno sobre los gastos de capital (CAPEX), y desarrollar mercados locales de flexibilidad, nuevos mecanismos de remuneración y pago y nuevos modelos de negocio, como en Estados Unidos y en Europa. Esos mercados deben integrarse al mercado mayorista, con la participación de agregadores y comercializadores minoristas.

Estos frentes no significan sustituir la planificación por un mercado desregulado. Exigen una planificación integrada al mercado, instrumentos económicos coherentes con la operación y una implementación gradual, con pruebas, un cronograma público y seguridad jurídica. La apertura del mercado minorista debe ampliar las opciones sin ocultar costos en cargos.

Brasil puede transformar su matriz eléctrica en una ventaja competitiva duradera. El desafío no es elegir tecnologías ganadoras, sino crear reglas capaces de atraer los recursos necesarios. Una política energética exitosa entrega electricidad confiable, limpia y asequible. Necesitamos menos excepciones y mejores reglas.

Los problemas complejos rara vez admiten soluciones simples, pero el sector ya demostró su capacidad para enfrentarlos. Sin una reforma integral, una ventaja estratégica seguirá produciendo costos y obstáculos al desarrollo. El próximo gobierno tendrá que elegir entre enfrentar las causas estructurales y seguir administrando sus consecuencias.

Epílogo — Mirar hacia adelante

Lo que ocurra a partir de ahora en el mercado eléctrico brasileño dependerá menos de la tecnología que de las decisiones. Esas decisiones corresponden al liderazgo del país, al Ministerio de Minas y Energía y a las instituciones del sector. Quiero cerrar este libro con una mirada al futuro. Soy cautelosamente optimista, porque Brasil tiene lo que necesita para corregir el rumbo. También soy crítico, porque la última década muestra con qué facilidad puede perderse esa oportunidad.

Lo que el país tiene

Brasil tiene el recurso renovable, la tecnología y el capital dispuesto a financiarla. El sector cuenta además con décadas de investigación en diseño de mercado, planificación y operación, con instituciones construidas a lo largo del tiempo y con cuadros técnicos altamente calificados. Como escribí en *La confusión de los precios y la aversión al riesgo en el sector eléctrico*, lo que nos falta es coherencia y liderazgo, y lo demás el sector lo tiene de sobra.

El Operador Nacional del Sistema Eléctrico asumió recientemente la responsabilidad por los modelos computacionales que planifican la operación y forman los precios. Esta decisión crea las condiciones institucionales y técnicas para incorporar gradualmente la red, el tiempo real y las reservas a la formación de precios, siempre que las demás instituciones del sector acompañen e incentiven el proceso.

Los consumidores brasileños han mostrado, más de una vez, que responden a los precios. En el racionamiento de 2001, eligieron por sí mismos electrodomésticos más eficientes para evitar el recargo aplicado a quienes no cumplían su meta de reducción, en lo que fue tal vez el

mayor programa de respuesta de la demanda de la historia. Desde 2022, los hogares usaron la generación distribuida para construir un mercado de créditos dentro del segmento regulado. Ese mismo año, el regulador creó un programa voluntario de respuesta de la demanda que dio a los grandes consumidores un mercado para su flexibilidad, y en octubre de 2024 ese programa ya superaba los 9 GWh.

La agenda de reforma también está disponible desde 2017, cuando la Consulta Pública n.º 33 esbozó mercados secuenciales en tiempo real y un mercado de corto plazo más cercano a la operación. El nuevo gobierno de 2027 abre una ventana para llevarla a la práctica. También podemos aprender de los errores y aciertos de mercados que nos llevan unos quince años de ventaja en la integración de recursos no controlables. En diciembre de 2025, el Electric Reliability Council of Texas, el operador del sistema de Texas, empezó a cooptimizar energía y servicios auxiliares, con beneficios estimados en más de US$ 1.000 millones.

Lo que puede salir mal

Los contratos de capacidad firmados en marzo de 2026 tienen plazos de 10 a 15 años, y su costo llega a los consumidores a través de un cargo. Cada nueva subasta de este tipo profundiza el bloqueo (*lock-in*) en diseños elegidos antes de corregir los precios, y los agentes que pasan a sentirse con derecho a un ingreso garantizado rara vez renuncian a él. Los subsidios siguen acumulándose, y la Cuenta de Desarrollo Energético se ha expandido a una tasa media del 16,5 % al año desde 2004. Las tarifas se han vuelto tan altas para los consumidores finales que deben pagarse en cuotas con interés compuesto. La subasta de baterías en consulta en 2026 corre el riesgo de repetir, con el almacenamiento, el patrón de la subasta de capacidad. La Empresa de Pesquisa Energética (la agencia brasileña de planificación energética) y el regulador han visto descuidados sus presupuestos, y la fricción entre el ministerio y la agencia reguladora erosiona la credibilidad y la capacidad de ejecución. En el fondo, como escribí más de una vez en 2026, cada uno de estos riesgos es un problema de liderazgo.

Las condiciones

El camino optimista depende de hacer las cosas en el orden correcto. Los mercados que atravesaron esta transición antes que nosotros muestran que muchos problemas se evitan cuando se organiza primero la formación de precios en el mercado de corto plazo. Mis artículos apuntan a cinco condiciones.

1. Los precios vienen primero. Los mercados del día siguiente y en tiempo real operan con doble liquidación, que cobra o paga cada desvío respecto del programa del día siguiente al precio en tiempo real. Los precios se fijan cada diez minutos, y los servicios auxiliares reciben precio mediante mecanismos competitivos y tecnológicamente neutros.
2. Los subsidios se reducen de forma gradual pero rápida, y no se crea ningún subsidio nuevo para corregir los efectos secundarios de otro anterior.
3. Las subastas de expansión están abiertas a todas las tecnologías y valoran la contribución integrada de cada proyecto al sistema, con modelos de planificación que el sector ya utiliza.
4. Los consumidores y las redes de distribución participan en el mercado a través de agregadores, comercializadores minoristas y mercados locales de flexibilidad, junto con una reforma de la forma en que se remunera a las distribuidoras.
5. Las instituciones recuperan su capacidad, con un operador que elige sus propios modelos y responde por sus resultados, y con organismos de planificación y regulación que cuentan con los presupuestos que sus tareas exigen.

Si estas condiciones se cumplen, con los precios primero, los contratos de capacidad y de almacenamiento pueden desempeñar el papel complementario que desempeñan en los mercados maduros, y los costos que hoy se pagan mediante cargos pueden volver a precios que muestren a los agentes dónde invertir. Si no se cumplen, el sector pronto estará discutiendo de nuevo los mismos problemas.

De América Latina a Estados Unidos

Los días 5 y 6 de noviembre de 2026, Frank Wolak y yo organizamos en la Universidad de Stanford un taller de dos días. Su título fue *From Latin America to the United States: Challenges, Models, and Policies for Electricity Markets in Transition* (De América Latina a Estados Unidos: desafíos, modelos y políticas para mercados eléctricos en transición). Contó con el apoyo del Center for Latin American Studies y el patrocinio de la Tinker Foundation, y reunió a operadores de sistemas y académicos de ambos hemisferios. Los operadores vinieron del Operador Independiente del Sistema de California, del Electric Reliability Council of Texas, del Southwest Power Pool, del Midcontinent Independent System Operator, de PJM Interconnection, del New York Independent System Operator y de ISO New England, así como del Operador Nacional del Sistema Eléctrico de Brasil y del Coordinador Eléctrico Nacional de Chile.

La rápida integración de renovables intermitentes en todo el mundo ha despertado preocupación por la suficiencia del suministro a largo plazo en mercados cada vez más dominados por recursos de costo marginal nulo. Los países latinoamericanos de base hidroeléctrica llevan más de dos décadas enfrentando este desafío con instrumentos de largo plazo y diseños de mercado propios. Estados Unidos y Europa han abordado en gran medida los problemas de la solar y la eólica mediante señales de precio de corto plazo más alineadas con la operación y mediante mecanismos de capacidad de largo plazo. El taller exploró cómo interactúan las señales de corto plazo y los instrumentos de largo plazo en mercados dominados por renovables y con costos marginales bajos.

Las lecciones de los sistemas que ya atravesaron la escasez de flexibilidad y la entrada masiva de renovables importan mucho a Brasil y al resto de América Latina, cuyos sistemas crecieron a partir de una disponibilidad de recursos muy distinta. América Latina también tiene lecciones que ofrecer. Aporta formatos de contratación de largo plazo, mecanismos y subastas que son críticos donde la carga crece con rapidez, y la experiencia de Brasil con mercados a plazo y subastas forma parte de esa contribución. Estados Unidos ofrece productos de corto plazo diseñados para señalar la escasez.

En 2004, Brasil diseñó un mercado para un sistema hidroeléctrico con una carga en rápido crecimiento. La tarea ahora es rediseñarlo, con el mismo cuidado, para un sistema en el que la flexibilidad se ha vuelto escasa.