

Subastas de energía renovable en Latinoamérica y Caribe

Caso de Estudio: Brasil



Este proyecto está financiado por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial

Autor del Documento:

Factor (2017)

Colón de Larreátegui, 26, 48009 Bilbao, Bizkaia (España)

www.wearefactor.com

factorenergy@wearefactor.com

En el desarrollo de este informe han participado las siguientes personas del equipo de Factor:

Hugo Lucas, Director del Departamento de Energía;

Juan Carlos Gómez, Consultor.

El caso de estudio se ha beneficiado de los comentarios de:

Luiz Augusto Barroso (EPE), Pablo del Río (CSIC).

Este proyecto está financiado por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM).

Este documento se inscribe en el marco del proyecto "*Mecanismos y redes de transferencia de tecnología relacionada con el Cambio Climático en América Latina y el Caribe*" (ATN/FM-14384-RG). Todos los derechos reservados. Ninguna parte de este documento puede ser reproducida sin el permiso del Banco Interamericano de Desarrollo.



Índice

Índice general

Acrónimos	6
1. Introducción	7
2. Contexto nacional	8
2.1. Marco social y macroeconómico	8
2.2. Sector energético	9
2.3. Marco institucional	12
2.4. Marco regulatorio	16
2.5. Sistemas de apoyo a las energías renovables	17
3. Sistema de subastas	20
3.1. Tipos de subastas de energía eléctrica en Brasil	20
3.2. Descripción del sistema de subastas de energía nueva y fuentes alternativas	22
3.3. Resultados de la implementación de subastas para las tecnologías eólica y fotovoltaica	28
4. Discusión y lecciones aprendidas.	32
5. Bibliografía	35



Índice de tablas

Tabla 1: Indicadores principales del marco socio-económico.	8
Tabla 2: Consumo de energía primaria por fuente.	9
Tabla 3: Consumo de energía final por sector (ktep).	10
Tabla 4: Indicadores del sistema eléctrico.	10
Tabla 5: Capacidad instalada y generación a diciembre de 2015.	11
Tabla 6: Marco institucional del sector eléctrico brasileño (por orden alfabético).	13
Tabla 7: Características principales del SEB a lo largo del tiempo	17
Tabla 8: Renovables en subastas de energía nueva.	21
Tabla 9: Elementos de diseño de subastas para nuevos proyectos en Brasil.	25
Tabla 10: Resultado de las subastas en lo que respecta a proyectos eólicos.	28
Tabla 11: Resultado de las subastas en lo que respecta a proyectos solares.	31

Índice de figuras

Figura 1: Precios y capacidades de las subastas eólicas.....	30
--	----



Acrónimos

ACL	Ambiente de Contratación Libre
ACR	Ambiente de Contratación Regulado
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil
BNDES	Banco de Desarrollo de Brasil
CCEE	Cámara de Comercialización de la Energía Eléctrica
CDE	Fondo de Desarrollo Energético
CEPEL	Centro de Investigación de la Energía Eléctrica
CMSE	Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética
CNRH	Consejo Nacional de Recursos Hídricos
EPE	Empresa de Investigación Energética
ER	Energía de reserva
GCPS	Grupo Coordinador de la Planificación de los Sistemas Eléctricos
ICMS	Impuesto a la Circulación de Mercancías y Servicios
IPC	Índice de Precios al Consumo
Ibama	Instituto Brasileño del Medio Ambiente y los Recursos Naturales Renovables
LAC	Latinoamérica y el Caribe
MAE	Mercado Mayorista de Energía
MCSO	Mecanismo de Compensación de Excedentes y Déficits
MME	Ministerio de Minas y Energía de Brasil
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
ONS	Operador Nacional del Sistema Eléctrico
PCH	Pequeña Central Hidráulica
PDEE	Plan Decenal de Expansión de Energía
PIB	Producto Interior Bruto
PROINFA	Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica
RGR	Reserva Global de Reversión
SEB	Sistema Eléctrico Brasileño
SEE	Secretaría de Energía Eléctrica de Brasil
SIN	Sistema Interconectado Nacional
USA	Estados Unidos de América



1. Introducción

Las políticas energéticas puesta en marcha en Brasil han conseguido logros remarcables en tres pilares fundamentales: acceso universal a un suministro moderno de energía, una matriz baja en carbono, y seguridad de suministro.

En el año 2015 en Brasil el acceso a la energía es prácticamente universal. El 42% del consumo de energía primaria es de origen renovable. Brasil es un país líder en la generación hidroeléctrica que durante muchos años representaba el cien por cien de la generación y que en 2015 aportó el 70 %. Además, desde los años 70, Brasil es un país líder en la producción y consumo de biocombustibles líquidos para el transporte.

En lo que respecta a la seguridad energética, a los importantes recursos energéticos, fósiles y renovables, se le une el hecho de que Petrobras es desde principios de siglo la compañía petrolífera más importante de América Latina. En el sistema eléctrico, a la flexibilidad que aporta la gran hidráulica se unen, los esfuerzos de diversificación y la existencia de interconexiones con Argentina, Paraguay, Uruguay y Venezuela.

El incremento de la demanda de energía, en particular eléctrica, la dificultad de construir nuevos proyectos hidroeléctricos, y el impacto de los periodos de sequía, han sido alguno de los factores que han propiciado el desarrollo a gran escala de las energías eólica y solar en Brasil.

Desde el año 2002, Brasil cuenta con programas de apoyo a la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables que se han ido adaptando tanto al desarrollo de estas tecnologías como a las necesidades del sistema, evolucionando de un sistema de apoyo de tarifa regulada, determinada administrativamente (feed-in tariff), a subastas, tanto específicas para tecnologías concretas como tecnológicamente neutras.

Brasil invirtió en 2015 más de 7,100 millones de US\$ en energías renovables, un 10 % menos que en 2014, lo que le sitúa como el séptimo mayor inversor en renovables del mundo durante dicho año y el primero de la región LAC (FS-UNEP, 2016). En el año 2015, Brasil fue el segundo país que más inversiones realizó en centrales hidroeléctricas por detrás de China y el cuarto en eólica por detrás de China, Estados Unidos de Norteamérica (USA) y Alemania. Además, Brasil fue el segundo país en inversiones en capacidad de producción de biocombustibles para el transporte por detrás de USA (REN21, 2016).

El indicador "Climascopio" que analiza el marco regulatorio y condiciones de inversión para las energías renovables en mercados emergentes situó, en 2015, a Brasil en una meritoria segunda plaza por detrás de China (Fomin, UKAid, & BNEF, 2015).

Brasil es octava en el ranking de países más atractivos para realizar inversiones de energías renovables. Si bien es un país comprometido con las energías renovables y con un sector maduro y consolidado, en el corto plazo el sector presenta incertidumbres asociadas a los cambios políticos recientes y una crisis económica que ha reducido las previsiones de incremento de consumo eléctrico (EY, 2016).



2. Contexto nacional

2.1. Marco social y macroeconómico

Brasil se ha convertido en una de las potencias económicas líderes y ha elevado a millones de sus habitantes por encima del umbral de la pobreza en las últimas décadas. La estabilidad macroeconómica ha sido un factor crucial para ello. Sin embargo, el desempeño fiscal se ha deteriorado en años recientes y la inflación ha aumentado de forma destacable (OCDE, 2015). En términos de Producto Interior Bruto (PIB), Brasil fue la 9ª economía mundial, y la 1ª de Latinoamérica y el Caribe (LAC), de acuerdo con los datos de Banco Mundial. Con 208 millones de habitantes, es el país más poblado de LAC y el 5º del mundo.

Tabla 1: Indicadores principales del marco socio-económico.

Fuente: Elaboración propia a partir de diversas fuentes.

Indicador	Año	Valor	Unidad	Fuente
Población	2015	208	Millón de habitantes	Banco Mundial ¹
Crecimiento demográfico	2000-2015	1,22	%	Banco Mundial ¹
Población urbana	2015	86	%	Banco Mundial ¹
Superficie		8,515,770	km ²	Banco Mundial ¹
PIB	2015	1,775,000	millones US\$	Banco Mundial ¹
PIB per cápita	2015	8,539	US\$ per cápita	Banco Mundial ¹
Crecimiento PIB	2006-2015	7	%/año	Banco Mundial ¹
Crecimiento PIB	2011-2015	-8	%/año	Banco Mundial ¹
Crecimiento PIB	2015	-3.8	%/año	Banco Mundial ¹
Facilidad para hacer negocios	2015	116/189	Clasificación	Banco Mundial ²
Desarrollo humano	2014	0.755 (75)	Índice (clasificación)	UNDP ³

El crecimiento económico se estancó desde 2014 y los ajustes fiscales, junto a las restrictivas políticas monetarias y de crédito, continúan limitando la demanda interna en el corto plazo. Al mismo tiempo, las investigaciones de casos de corrupción y sobornos, relacionados con la petrolera estatal Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), han puesto en evidencia problemas de gobernanza y han afectado a la confianza de los inversores. Esto retrasará la recuperación de la inversión, tanto doméstica como extranjera. Ante

¹ <http://datos.bancomundial.org/pais/brasil>

² (Banco Mundial, 2016).

³ (PNUD, 2015).



estas perspectivas, se espera que el PIB de Brasil continúe en contracción, con una variación estimada del -1.2% en 2016 (OCDE, 2015).

2.2. Sector energético

En 2014, Brasil fue el 8º mayor país consumidor de energía y el 1º en LAC (IEA, 2016). El consumo de energía primaria del país casi se ha duplicado en la última década. La principal fuente de energía primaria consumida es el petróleo y sus derivados, seguido de la biomasa (principalmente bagazo de la caña de azúcar y leña). El gas natural, y la energía hidráulica siguen en una distante tercera y cuarta posición (ver Tabla 2).

Al mismo tiempo, Brasil es un importante productor de energía. En 2014 produjo 2.95 millones de barriles diarios de petróleo, lo que le convirtió en el 9º mayor productor del mundo. El aumento de la extracción y producción de combustibles fósiles es un objetivo a largo plazo del gobierno brasileño. El descubrimiento de grandes yacimientos de petróleo en aguas profundas, ha hecho de Brasil el 10º productor mundial de combustibles líquidos. Sin embargo, la desaceleración del crecimiento económico en el último lustro y los escándalos de corrupción relacionados con altos cargos de Petrobras, han reducido las perspectivas de aumento de la producción en el corto plazo (IEA, 2015).

Tabla 2: Consumo de energía primaria por fuente.

Fuente: MME.

Fuente	2000	2015	Ud.	Δ 00-15
No renovables	80,756.4	166,406.7	ktep	106 %
<i>Carbón</i>	2,613.0	3,066.1		
<i>Petróleo</i>	63,848.8	126,127.0		
<i>Gas natural</i>	13,184.7	34,871.2		
<i>Nuclear</i>	131.8	512.4		
<i>Otras no renovables</i>	978.2	1,829.9		
Renovables	72,577.1	120,064.2	ktep	65 %
<i>Hidráulica</i>	26,168.2	30,937.9		
<i>Bagazo</i>	19,894.6	50,424.3		
<i>Leña</i>	23,054.2	24,519.2		
<i>Otras renovables</i>	3,460.2	14,182.9		
Total	153,333.6	286,470.9	ktep	94 %

El crecimiento económico del Brasil ha venido acompañado de un incremento del consumo final de energía en todos los sectores. En el año 2015, los sectores industrial y transporte representaron, cada uno de ellos, el 34 % del consumo de energía final del país. Estos sectores presentan tasas anuales media de crecimiento en este siglo de 2.3 % y 3.9 % respectivamente.



Tabla 3: Consumo de energía final por sector (ktep).

Fuente: MME.

Sector	2000		2015	
Residencial, comercial y público	28,898.6	18.4 %	37,513.7	15.3 %
Transporte	47,384.7	30.2 %	84,037.1	34.2 %
Agropecuario	7,322.1	4.7 %	11,487.1	4.7 %
Energético	12,846.9	8.2 %	27,763.4	11.3 %
Industrial	60,645.9	38.6 %	84,644.9	34.5 %
Total	157,098.2	ktep	245,446.2	ktep

Generación y consumo eléctrico

En diciembre de 2015, la capacidad total instalada de generación de energía eléctrica en Brasil llegó a 140,858 MW. El 78.4 % de la energía eléctrica generada durante 2015 tuvo un origen renovable. La electricidad procedente de centrales hidroeléctricas supuso el 70.1 % de la generación total, lo que revela la gran dependencia del sistema eléctrico brasileño del recurso hídrico. Eventos como la crisis energética de 2001-2002, originada en las grandes sequías de dichos años, ponen en evidencia la importancia de alcanzar una mayor diversificación del parque de generación brasileño. La Tabla 4 recopila indicadores básicos del sistema eléctrico brasileño.

Tabla 4: Indicadores del sistema eléctrico.

Fuente: Elaboración propia.

Indicador	Año	Valor	Unidad	Fuente
Capacidad instalada	2015	140,858	MW	SEE
Consumo per cápita	2013	2,529	kWh/hab	Banco Mundial
Tasa de interconexión	2015	5	%	
Tasa global de electrificación	2012	99.5	%	Banco Mundial ⁴

La Tabla 5 presenta la capacidad instalada, así como la generación eléctrica a finales de 2015 por fuentes.

⁴ <http://datos.bancomundial.org/pais/brasil>



Tabla 5: Capacidad instalada y generación a diciembre de 2015.

Fuente: SEE.

Tecnología	MW⁵	GWh⁶	% Generación
Térmicas de combustibles fósiles	26,307	101,820	19.1 %
<i>Gas natural</i>	12,428	63,417	
<i>Derivados de petróleo</i>	10,114	22,622	
<i>Carbón</i>	3,612	15,781	
<i>Resto</i>	153	-	
Nuclear	1,990	13,544	2.5 %
Renovables	112,561	418,560	78.4 %
<i>Hidroeléctrica</i>	91,650	374,537	
<i>Biomasa</i>	13,257	22,737	
<i>Eólica</i>	7,633	21,267	
<i>Fotovoltaica</i>	21	19	
Total	140,858	533,925	

Durante 2016 (hasta el mes de julio) entraron en operación 5,427 MW de generación adicionales, de los cuales, 4,788 MW corresponden a fuentes renovables (2,599 MW de hidroeléctrica, 1,735 MW de eólica y 456 MW de biomasa), frente a 638 MW de nueva capacidad térmica de combustibles fósiles.

La previsión de la expansión de la capacidad instalada, de acuerdo con las subastas supervisadas por el Ministerio de Minas y Energía (MME), alcanzará a finales de 2016 otros 3,974 MW adicionales y se incrementará en 8,613 MW en 2017 y 10,315 MW en 2018. Estos incrementos en la capacidad de generación instalada, entre julio de 2016 y 2018, corresponden a 12,850 MW adicionales de hidroeléctrica; 6,745 MW de eólica; 1,983 MW de solar; 705 MW de biomasa y 618 MW de térmica de gas natural (SEE, 2016).

Además de las capacidades instaladas en territorio nacional brasileño, existe una importación contratada de 5,650 MW con Paraguay y 200 MW con Venezuela. Junto con estas dos líneas, existen líneas de interconexión eléctrica bidireccionales con Argentina (2,100 MW) y con Uruguay (70 MW).

La cobertura eléctrica en Brasil supera el 99.5 %. El consumo eléctrico total durante 2015 fue de 565,645 GWh (lo que supuso un saldo eléctrico negativo, es decir, importador), con una demanda pico de 79,063 MW. Dicho consumo se distribuyó entre los distintos sectores de la siguiente manera en 2015: 30.0 % sector industrial, 23.2 % residencial, 16.0 % comercial, 4.6 % agroforestal y 8.4 % otros (institucional, iluminación y servicios públicos

⁵ Las cifras de capacidad instalada se refieren a la capacidad instalada supervisada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), excluyendo las capacidades de mini- y micro-generación distribuida.

⁶ Los valores de producción presentados corresponden al Sistema Interconectado Nacional (SIN). En sistemas aislados se generaron 5,962 GWh en 2015: 745 GWh de hidroeléctrica, 1,655 de gas natural y 3,561 GWh de derivados del petróleo y biocombustibles.



y autoconsumo de distribuidoras). El consumo restante (17,8 %) fueron pérdidas del sistema eléctrico.

2.3. Marco institucional

El gobierno brasileño ha jugado un papel fundamental en el sector eléctrico. Hasta la década de 1990, la propiedad del sector era de carácter estatal. A partir de 1996 se inició un proceso de privatización y desregulación que culminó en 2003 y 2004 con el establecimiento de las bases de un nuevo modelo para el sector eléctrico.

Brasil tiene un marco institucional sofisticado y bien definido en el sector energético que incluye entre otros: autoridades gubernamentales implementadoras de políticas, agencias reguladoras, compañías públicas, y compañías privadas todos ellos operando en un mercado dinámico (BID, 2016).

De manera general se puede decir que las instituciones del sector energético brasileño gozan de capacidad de acción y autonomía de gestión. Esto quiere decir que su autoridad está reglamentada y que gozan de los recursos humanos, técnicos y financieros suficientes para realizar las actividades que le han sido encomendadas.

La Tabla 6 recopila las principales instituciones que participan en el sector eléctrico brasileño.



Tabla 6: Marco institucional del sector eléctrico brasileño (por orden alfabético).

Fuente: Elaboración propia.

Institución	Año	Funciones	Enlace
Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)	1996	<ul style="list-style-type: none"> • Regular y supervisar los derechos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. • Atender las reclamaciones de agentes y consumidores. • Mediar en los conflictos de intereses entre los agentes del sector eléctrico, y entre éstos y los consumidores. • Conceder, permitir y autorizar las instalaciones y servicios de energía. • Garantizar tarifas justas. • Garantizar la calidad del servicio. • Exigir inversiones. • Estimular la competencia entre los operadores. • Garantizar el servicio universal. 	http://www.aneel.gov.br
Cámara de Comercialización de la Energía Eléctrica (CCEE)	2004	<ul style="list-style-type: none"> • Implementar y difundir las normas y procedimientos de comercialización de electricidad. • Gestionar los contratos ACR y ACL. • Mantener el registro de datos de la electricidad generada y consumida. • Llevar a cabo subastas de compra y venta de energía en ACR, por delegación de ANEEL. • Llevar a cabo subastas de energía de reserva y hacer la liquidación financiera de los importes contratados en estas subastas. 	http://www.ccee.org.br
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras)	1962	Empresa pública creada con el fin promover los estudios, proyectos de construcción y explotación de centrales eléctricas, líneas de transmisión y subestaciones destinadas al suministro de energía eléctrica del país. Tras la liberalización del	http://www.eletrobras.com



		sector eléctrico, Eletrobras controla gran parte de la generación, 38 % del total nacional, y de la transmisión. Además, opera en el sector de la distribución.	
Centro de Investigación de la Energía Eléctrica (CEPEL)	1974	Vinculado a Eletrobras, constituye una infraestructura avanzada para la investigación aplicada a los sistemas y equipos eléctricos, con el fin de diseñar soluciones tecnológicas específicamente orientadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en Brasil.	http://www.cepel.br
Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE)	2004	<ul style="list-style-type: none">• Evaluar las condiciones de suministro y provisión de servicios en la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica, gas natural, petróleo y sus derivados.• Identificar las dificultades y los obstáculos de carácter técnico, ambiental, comercial, institucional y otras que afectan o pueden afectar, la regularidad y la seguridad del suministro y el servicio.• Preparar propuestas de ajuste, soluciones y recomendaciones de acciones preventivas o reparadoras para situaciones observados, dirigiéndolas al CNPE.	http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse
Consejo Nacional de Política Energética (CNPE)	1997	<ul style="list-style-type: none">• Promover el uso racional de los recursos energéticos en el país.• Garantizar el suministro de insumos energía a zonas remotas o de difícil acceso.• Revisión periódica de la matriz energética.• Sugerir la adopción de las medidas necesarias para garantizar el cumplimiento de la demanda eléctrica nacional, teniendo en cuenta la planificación a largo, medio y corto plazo.	http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe
Consejo Nacional de Recursos Hídricos (CNRH)	1998	<ul style="list-style-type: none">• Examinar las propuestas de modificación de la legislación relativa a los recursos hídricos.• Arbitrar los conflictos sobre los recursos hídricos.• Decidir sobre proyectos de aprovechamiento de recursos hídricos cuyas repercusiones vayan más allá del alcance de los estados en los que serán implantados.	http://www.cnrh.gov.br/



		<ul style="list-style-type: none">• Establecer los criterios generales para la concesión del derecho de uso de los recursos hídricos y de carga para su uso.• Aprobar el Plan Nacional de Recursos Hídricos y vigilar su aplicación.	
Empresa de Investigación Energética (EPE)	2004	Proporcionar servicios en el área de estudios e investigaciones para apoyar la planificación del sector de la energía, como la electricidad, petróleo y gas natural y sus derivados, carbón, las fuentes de energía renovables y la eficiencia energética.	http://www.epe.gov.br
Instituto Brasileño del Medio Ambiente y los Recursos Naturales Renovables (Ibama):	1989	Dependiente del Ministerio de Medio Ambiente (MMA), es responsable de la elaboración de normativa en materia medioambiental y de velar por su cumplimiento. Entre sus competencias se encuentran la valoración de las evaluaciones de impacto ambiental y la concesión de licencias ambientales.	http://www.ibama.gov.br/
Ministerio de Minas y Energía (MME)		Organismo de la administración federal, es formulador de políticas públicas, así como inductor y supervisor de la aplicación de estas políticas.	http://www.mme.gov.br/
Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS)	1998	Entidad privada sin fines lucrativos, responsable de coordinar y controlar la operación de las instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en el SIN, bajo la supervisión y regulación de la ANEEL.	http://www.ons.org.br
Secretaría de Energía Eléctrica (SEE)		Tiene por misión coordinar, orientar y controlar las acciones del MME en relación con las políticas del sector eléctrico, con el fin de garantizar el suministro a todos los consumidores del país, con el adecuado desempeño de la operación del sistema eléctrico bajo los requisitos de calidad, continuidad y seguridad de funcionamiento y tarifas justas para la sociedad y para estimular la inversión, teniendo en cuenta premisas de la sostenibilidad social y ambiental, la inclusión social y la integración energética nacional y con los países vecinos.	http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/pagina-inicial



2.4. Marco regulatorio

Hasta 1995, el Sistema Eléctrico Brasileño (SEB) era un monopolio estatal verticalmente integrado. Con el fin de flexibilizar el sistema y reducir los costes mediante un mercado de libre competencia, a partir de 1995 se procedió a la desregulación de mismo. Tras la crisis energética de los años 2001-2002 que puso en riesgo el suministro eléctrico debido a las acusadas sequías que redujeron la producción hidroeléctrica, el gobierno acometió una nueva serie de reformas con el fin de establecer un nuevo modelo de sistema eléctrico para asegurar el suministro y la sostenibilidad del sistema. Estas reformas se plasmaron en la Ley N° 10.847 y 10.848, de 15 de marzo de 2004, y el Decreto N° 5163 de 30 de julio, 2004.

El nuevo modelo del sector eléctrico tiene como finalidad alcanzar tres objetivos principales:

- Garantizar la seguridad del suministro de energía eléctrica.
- Promover tarifas bajas.
- Promover la cobertura universal del servicio eléctrico.

En cuanto a la comercialización de la energía se establecieron dos entornos diferenciados para la contratación de electricidad: el Ambiente de Contratación Regulado (ACR), mercado regulado en el que participación las empresas distribuidoras de electricidad; y el Ambiente de Contratación Libre (ACL), mercado libre en el que participan: auto-productores, comercializadoras, consumidores libres, consumidores especiales, productores independientes y, importadores y exportadores. En el año 2012 el ACR representaba el 73 % del volumen comercializado (BID, 2016).

En relación con las tarifas, el modelo prevé la compra de energía eléctrica por parte de los distribuidores en el ACR por medio de subastas, llevadas a cabo por la CCEE, y sujetas al criterio del precio más bajo, con el objetivo de reducir el costo de la energía eléctrica, que se transfiere a las tarifas de los consumidores cautivos en la tarifa regulada.

Adicionalmente a los dos entornos mencionados, existe el mercado a corto plazo, también conocido como mercado de diferencias, en el que se promueve el ajuste entre los volúmenes contratados y los volúmenes de electricidad medidos.

La Tabla 7 recopila la evolución del sistema eléctrico brasileño.



Tabla 7: Características principales del SEB a lo largo del tiempo

Fuente: CCEE.

	Modelo antiguo (hasta 1995)	Modelo de libre mercado (1995 a 2003)	Modelo vigente (desde 2004)
Financiación del sistema	Recursos públicos.	Recursos públicos y privados.	Recursos públicos y privados.
Empresas	Integradas verticalmente.	Divididas por actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización.	Divididas por actividades: generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación.
Titularidad de las empresas	Estatal.	Apertura y énfasis en la privatización.	Convivencia entre empresas estatales y privadas.
Mercado	Regulado.	Libre.	Convivencia entre libre y regulado.
Competencia en el mercado	Monopolio, competencia inexistente.	Competencia en generación y comercialización.	Competencia en generación y comercialización.
Tarifas	Reguladas en todos los sectores.	Precios libremente negociados en generación y comercialización.	Dos entornos. ACL: precios libremente negociados en generación y comercialización. ACR: subasta regulada.
Consumidores	Cautivos.	Cautivos y libres.	Cautivos y libres.
Planificación	Imperativa. Grupo Coordinador de la Planificación de los Sistemas Eléctricos (GCPS).	Indicativa. CNPE.	Indicativa EPE.
Contratación	100% del mercado.	85% del mercado (hasta ago. 2003) y 95% del mercado (hasta dic. 2004).	100% del mercado más reserva.

2.5. Sistemas de apoyo a las energías renovables

Los objetivos indicativos de capacidad instalada de energías renovables para producción eléctrica de Brasil se plantean dentro de los Planes Decenales de Expansión de Energía (PDEE), actualizados por la EPE anualmente. El último PDEE vigente, elaborado en 2014 y con un horizonte a 2024, se plantea un aumento de la capacidad instalada renovable de 62,148 MW, casi un incremento del 56% con respecto a la



capacidad instalada renovable en 2014. El aumento de capacidad instalada no-renovable planificada es comparablemente menor, 11,421 MW, casi en su totalidad de centrales térmicas de ciclo combinado de gas natural.

Para llevar a cabo este despliegue de capacidad renovable, la principal herramienta empleada por el gobierno es el sistema de subastas. Cabe destacar que con anterioridad al sistema de subastas Brasil puso en marcha, desde el año 2002, el programa de incentivos PROINFA, basados en una tarifa regulada, determinada administrativamente (feed-in tarif). Con el programa PROINFA, se pusieron en marcha 119 proyectos con una capacidad instalada de 2,649 MW, que comprende 964 MW en parques eólicos, 1,152 MW en pequeñas centrales hidroeléctricas y 533 MW en plantas de biomasa.

Además de las subastas y PROINFA, se han puesto en acción otros sistemas y mecanismos de apoyo para la promoción de las energías renovables:

- **Financiación preferente para proyectos de energía renovable por parte del Banco de Desarrollo de Brasil (BNDES).** El BNDES financia la inversión de energías renovables aportando, en el caso de la eólica hasta un 70% del coste de la inversión, y hasta un 80% en el caso de la tecnología fotovoltaica. Los créditos son concedidos a una tasa de interés bonificada, para aquellos proyectos que cumplan con requisitos específicos de contenido local.

El requisito de contenido local varía en función de la tecnología. Por ejemplo, en el caso de los proyectos eólicos el contenido local ha ido incrementándose con el tiempo. Inicialmente el 40% de los componentes debería adquirirse a proveedores brasileños, llegando al 60% en 2012. Actualmente, los desarrolladores de proyectos eólicos deben cumplir con al menos tres de los cuatro criterios siguientes (IRENA, CEM, 2015):

- Torres fabricadas en Brasil, con al menos 70% del acero o del cemento (en peso) producido en Brasil;
- Palas producidas en Brasil;
- Góndola montada en una instalación local en Brasil;
- Buje montado en Brasil, utilizando hierro fundido nacional.

Para los proyectos fotovoltaicos existe una escala de tipos de interés y niveles máximos de financiación según la cantidad de contenido local que se incluya en un proyecto, así como la eficiencia de los módulos. El sistema clasifica los componentes del proyecto en "mínimo", "opcional" y "premium". Los proyectos que cumplan con el contenido local mínimo pueden recibir préstamos hasta el 65% del costo total del equipo. Aquellos que incluyen artículos "opcionales" y "premium" pueden recibir hasta un 80% de los costos totales (Förster & Amazo, 2016).



- **Fondo de Desarrollo Energético (Conta de Desenvolvimento Energético, CDE)**, creado por la Ley 10.438 de 2002 para financiar proyectos de PROINFA y otros proyectos de energías renovables. Se financia a través de un impuesto sobre los precios de la electricidad.
- **Programa Nacional de Acceso Universal y Uso de la Energía Eléctrica (Luz para Todos)**, establecido en 2003 por el Decreto 4.873 de 2003 con el fin de mejorar el nivel electrificación rural a través de la expansión de la red, de sistemas de generación distribuidos en redes aisladas o de instalaciones individuales, mediante generación eléctrica renovable y sistemas híbridos. El Programa se financia a través del CDE y la Reserva Global de Reversión (RGR), a partir de las empresas concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.
- **Descuento en los peajes de acceso** de al menos el 50% para hidroeléctricas, solar, eólica y biomasa de hasta 30 MW (por la Ley 9.427 de 1996; Ley 9.648 de 1998; Ley de 10.438 de 2002; Ley 10.762 de 2003; Ley 11.488 de 2007 y Ley 13.097 de 2015).
- **Incentivos fiscales para las energías renovables**, incluidos en un régimen general para el desarrollo de infraestructuras, exención de impuestos de importación para equipos renovables (turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos, siempre que no haya equivalentes de producción local) y exenciones de Impuesto a la Circulación de Mercancías y Servicios (ICMS) a la energía de origen eólico y solar.
- **Balance-neto para pequeños productores (menos de 1 MW)** de solar, eólica, hidroeléctrica y biomasa, establecido por la Resolución 482 de 2012. El excedente de producción sería acreditado para un máximo de 36 meses contra el consumo futuro.



3. Sistema de subastas

El actual modelo institucional del sector eléctrico brasileño, creado en 2004, y regido por la Ley N° 10.848 y por el Decreto N° 5.163 de 2004, establece que las empresas de distribución de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN) deben garantizar, mediante licitaciones en el modo de subasta, el suministro a la totalidad de su mercado en el *Ambiente de Contratación Regulada* (MME, 2014). Posteriormente el Decreto N° 6048 de 2007 modifica la redacción del Decreto N° 5.163 de 2004 introduciendo la posibilidad de realizar subastas exclusivas de fuentes alternativas.

La motivación original para la aplicación de un sistema de subastas fue, revelar precios, es decir descubrir el coste real de las tecnologías renovables, e incrementar la eficiencia en la contratación (Barroso, L.; 2012).

3.1. Tipos de subastas de energía eléctrica en Brasil

Las subastas en Brasil se aplican para la contratación de toda la electricidad comercializada por los distribuidores en el mercado de tarifa regulada (ACR). Los principales tipos de subastas de generación de energía eléctrica en Brasil son:

- **De energía nueva.** Tiene como objetivo satisfacer el aumento futuro de demanda de las distribuidoras, a partir de proyectos que no han entrado en operación comercial. Esta subasta puede ser de dos tipos: A-5, realizadas cinco años antes del inicio del suministro, y A-3, realizadas tres años antes del inicio del suministro.
- **De energía existente (A-1):** Creado para destinadas a reemplazar los contratos que vencen, a partir de plantas cuyas inversiones ya se han amortizado y por lo tanto tienen un costo más bajo. El inicio de la entrega de la energía es a principios del año siguiente.
- **De energía de reserva:** la contratación de energía de reserva fue creada para aumentar la seguridad del suministro de energía eléctrica en el SIN, con la energía de las plantas, especialmente contratados para este fin, ya sea para nuevos proyectos o proyectos de generación existente.
- **De ajuste:** tiene como objetivo complementar la energía necesaria para atender el mercado consumidor de los agentes de distribución, hasta el límite de 1% del mercado de cada distribuidora. Las subastas de ajuste están diseñadas para adaptar la contratación de la energía por parte de los distribuidores a las desviaciones resultantes de la diferencia entre las predicciones hechas para la subasta y el comportamiento del mercado. Son contratos generalmente de plazos cortos (3 meses a 2 años).
- **A partir de fuentes alternativas:** tiene como objetivo incentivar la diversificación de la matriz energética, introduciendo proyectos nuevos de fuentes renovables como la energía eólica, solar y de la biomasa.



- **Proyectos Estructurales:** son para la compra de energía a partir de proyectos de generación indicados por resolución del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) y aprobados por el Presidente de la República. Son proyectos de carácter estratégico y de interés público, generalmente grandes centrales hidroeléctricas, que aseguran la optimización del binomio tarifa y confiabilidad del sistema eléctrico, así como garantizan atender a la demanda nacional de electricidad, teniendo en cuenta la planificación a largo plazo.

Respecto a las energías renovables, además de las subastas específicas de fuentes alternativas, los proyectos de energías renovables han sido adjudicados habitualmente en subastas de energía nueva, típicamente gran hidráulica, biomasa y eólica en subastas del subtipo A-5 y eólica, biomasa y pequeña hidráulica en subastas del subtipo A-5 y A-3. La Tabla 8 presenta el resultado obtenido por las renovables en licitaciones de energía nueva.

Tabla 8: Renovables en subastas de energía nueva.

Fuente: Elaboración propia a partir de ANEEL⁷.

Subasta	Total (MW)	Eólica (MW) (%)	Biomasa (MW)	PCH (MW)	Hidro. (MW)	Fósil (MW) (%)
2006						
A-3	762.5		162	2		598 78%
A-5	1,548.3		262		622	664 43%
2007						
A-5	1,479.4					1,479 100%
A-3	1,735.9					1,736 100%
2008						
A-3	1,935.4					1,935 100%
A-5	5,566.5		144		350	5,073 91%
2010						
A-5	808.9			80	729	
2011						
A-3	2,744.6	861 31%	198		450	1,029 37%
A-5	1,210.7	977 81%	100		135	
2012						
A-5	574.3	282 49%			292	
2013						
A-5	1,265.5		647	62	557	
A-3	867.6	868 100%				
A-5	3,507.4	2,338 67%	162	308	700	
2014						
A-3	968.6	762 79%			206	
A-5	4,979.4	926 19%	611	44		3,399 68%

⁷ http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/CEL_Resultado_Leiloes_Geracao_2005a2014_31-jul-14.xlsx. Visitado por última vez el 5 de diciembre de 2016.



Subasta	Total (MW)	Eólica (MW) (%)	Biomasa (MW)	PCH (MW)	Hidro. (MW)	Fósil (MW) (%)
2015						
A-5	1,973.4		111	164	182	1,516 77%
A-3	669.5	539 80%	37	66		28 4%
2016						
A-5	528.9		198	263	62	6 1%

3.2. Descripción del sistema de subastas de energía nueva y fuentes alternativas

El principal objetivo de las subastas de energía nueva y fuentes alternativas es el de garantizar, a un precio competitivo, el suministro futuro de energía eléctrica en función de las predicciones de la evolución de la demanda. El volumen de energía subastado se estima a partir de las previsiones de venta de las distribuidoras en el largo plazo.

Aunque no hay un calendario establecido, las subastas de energía nueva suelen realizarse dos veces al año, mientras que las subastas de fuentes alternativas se programan a discreción del gobierno.

Mediante decreto del MME convoca la subasta y responsabiliza a ANEEL de su cumplimiento bajo las directrices propuestas en el decreto. ANEEL delega la ejecución material de la subasta a la CCEE. Además, EPE se responsabiliza de la precalificación técnica de las ofertas antes de las subastas. Tanto el ANEEL como la CCEE mantienen actualizados sus portales de internet con todos los documentos generados en el ciclo de la subasta. Los costes administrativos incurridos por CCEE en la realización de la subasta son repercutidos proporcionalmente entre los proyectos adjudicatarios.

Las subastas son de tipo híbrido. En la primera fase, subasta dinámica descendente, los participantes ofertan una cantidad anual de energía al precio techo de partida. Esta cantidad no puede modificarse durante la subasta. Conforme el precio va descendiendo en sucesivas rondas las pujas se van retirando. La fase uno finaliza cuando la oferta iguala a la cantidad de energía a contratar multiplicada por un factor de demanda. Si el factor de demanda es igual a 1,5, significa que el volumen total de las ofertas debe ser por lo menos 50 % superior al volumen a contratar. Para que no exista colusión, tanto la cantidad de energía a contratar como el factor de demanda no deben ser conocidos.

La segunda fase es una subasta en sobre cerrado en la que sólo pueden participar los proyectos que mantuvieron la puja hasta el final en la primera fase. Las ofertas ganadoras serán las necesarias hasta adjudicar toda la energía a contratar seleccionadas de menor a mayor precio ofertado.

Para reducir los trámites administrativos, los proyectos que no resultaron adjudicatarios en una convocatoria, pueden volver a presentarse sin necesidad de enviar de nuevo toda la documentación salvo que ésta haya cambiado.



Las subastas pueden ser tecnológicamente neutras, en las que compiten tanto renovables como convencionales; sólo de renovables, y específicas para una tecnología.

No existen límites superiores de capacidad instalada de los proyectos, sin embargo, no se permiten proyectos de fotovoltaica con una capacidad instalada inferior a 5 MW. Ni proyectos de tecnología minihidráulica menores de 1 MW. En el caso de ser importados, los proyectos eólicos deberán de disponer de aerogeneradores de al menos 2.5 MW de capacidad nominal.

Para participar en la subasta se exige una garantía financiera de seriedad de oferta de al menos el 1 % del coste estimado de la inversión. Posteriormente a las ofertas adjudicatarias se le exige una garantía de fiel cumplimiento del 5 % del coste estimado de la inversión.

El resultado de la subasta es la firma de un contrato de venta de la electricidad con cada una de las empresas distribuidoras demandantes en la subasta, por la cantidad de energía y el precio ofertado (pay as bid). El contrato es por un periodo de entre 15 y 30 años. En concreto los contratos para las tecnologías eólicas y fotovoltaicas son de 20 años. El contrato está en moneda local, el Real brasileño. El precio es actualizado anualmente tomando como referencia la evolución del índice de precios al consumidor (IPC) en Brasil. El coste de los contratos es pasado por las distribuidoras íntegramente a los consumidores regulados.

Teniendo en cuenta que el recurso eólico es variable, hasta el año 2013, los proyectos que participasen en las subastas podían oferta como máximo la cantidad de energía anual que tiene una probabilidad del 50% de producirse (P50). El riesgo financiero de las desviaciones era alto, ya que durante el funcionamiento se comparaba mensualmente la producción real con la estipulada en el contrato, en caso de déficit sufría una penalización, y en caso de superávit podía vender el exceso en el mercado de contratación libre. No existía la posibilidad de disminuir el riesgo de las desviaciones agrupando proyectos. En la actualidad, si hay déficit mensual, quién asume la exposición a los precios de corto plazo son los distribuidores y se han implementado mecanismos de "solidaridad" que permiten asignar generación sobrante de un proyecto a otro deficitario.

Además, para minimizar los efectos de la variabilidad, los proyectos eólicos sólo pueden ofertar la cantidad de energía anual que tiene una probabilidad del 90 % de producirse (P90), lo cual es un escenario muy conservador por lo que se le otorga la categoría de energía firme (disponible).

Adicionalmente, se implementa un mecanismo de compensación, cualquier desviación anual de la producción respecto de la energía contratada entre el 90 % y el 130 % puede pasarse al año siguiente y en caso de que:

- Sea inferior al 90 %, un diez por ciento pasa al año siguiente con saldo negativo y la diferencia entre la energía producida y el 90 % de la energía contratada se abona a un precio 15 % superior al precio de venta estipulado en el contrato.



- Supere el 130 % de la energía contratada, el 30 % se transfiera con saldo positivo al año siguiente y por el resto se recibe un precio igual al 70 % de la tarifa del contrato de venta.

Al final del cuarto año:

- Si hay déficit, se deberá pagar la diferencia entre la energía producida y el 90 % de la energía contratada a un precio de la energía un 15 % superior al precio de venta del contrato. El 10 % restante se debe pagar al precio del contrato más un 6% o compensar con la electricidad de un proyecto que tenga superávit.
- Si hay superávit la cantidad que exceda de 130 % se paga a un precio igual al 70 % de la tarifa del contrato de venta. El 30 % restante, se puede cobrar al precio del contrato, traspasar a un proyecto con déficit o traspasar como crédito al próximo año.

Finalmente, cabe señalar, en el caso de contratos de energía de reserva, los déficits no se calculan mensualmente, si no cada cuatro años. En caso de excedente, no se puede vender en el mercado libre: estas diferencias son simplemente colocadas en el mercado de corto plazo por los distribuidores. En el caso de la energía de reserva, este excedente se paga al precio del contrato regulado.

Para entender la experiencia brasileña en subastas de energía renovables es necesario mencionar los cambios en el tratamiento de las infraestructuras de conexión. Hasta el año 2013 no era necesario tener aprobado el acceso a la red por parte del operador. Una vez finalizada las subasta, en función de los proyectos adjudicados, el gobierno estimada las necesidades de infraestructura de transmisión y el coste para cada proyecto, y posteriormente licitaba estas infraestructuras. La descoordinación entre el desarrollo de transmisión y generación ha provocado un retraso generalizado en la puesta en marcha de los proyectos. Desde el 2013, para paliar los retrasos por falta de infraestructura, se mantiene el requisito de tener concedido el acceso a la red, se establece un proceso competitivo para el acceso a la capacidad disponible en la red y el promotor se hace cargo de todas las obras necesarias para la conexión. El coste de esta inversión tiene que recuperarse con la venta de energía (Cunha, Barroso, & Bezerra, 2014). El nuevo enfoque no se aplica a las subastas A-5.

Si bien, como comentado, los retrasos son la norma, existe un incentivo a la puesta en marcha anticipada. Los vendedores pueden anticipar el inicio de la operación comercial de sus proyectos de generación, vendiendo la energía producida al precio estipulado en el contrato actualizado por el IPC.

La tabla 9 presenta un resumen del diseño actual de las subastas para nuevos proyectos de generación en Brasil.



Tabla 9: Elementos de diseño de subastas para nuevos proyectos en Brasil.

Fuente: Elaboración propia.

Criterio de diseño	Descripción
Objetivo	Energía (MWh/año) necesaria para cubrir las ventas de las distribuidoras.
Regularidad / periodicidad de las subastas	No existe un calendario fijo, pero desde el 2009 se han ejecutado todos los años subastas de nueva capacidad.
Autoridad responsable	La Agencia Nacional Reguladora de la Electricidad (ANEEL) es responsable de la ejecución de las subastas, bajo las directrices del Ministerio de Minas y Energía (MME). ANEEL delega la ejecución de la subasta a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE).
Objeto de la subasta	Contrato de compra de electricidad, por un periodo de entre 15 y 30 años, por parte de una empresa distribuidora. Los contratos para las tecnologías eólicas y fotovoltaicas suelen ser de 20 años. Los contratos son en moneda local. El precio es actualizado anualmente tomando como referencia la evolución del IPC en Brasil.
Origen de los fondos para financiar el resultado de la subasta	Tarifa eléctrica.
Específica para una tecnología o neutra	Ambas.
Ubicación específica vs ubicación neutra	Neutra.
Tamaño de los proyectos.	Fotovoltaica, capacidad mínima de 5 MW. Minihidráulica, capacidad mínima 1 MW. Potencia nominal de los aerogeneradores, en caso de ser importados, de al menos 2.5 MW. Cantidad máxima de energía que las plantas eólicas pueden ofertar en la subasta (P90).
Tipo de subastas.	Híbrida: <ul style="list-style-type: none">• Una primera fase de subasta dinámica descendente.• Una segunda fase de subasta en sobre cerrado.



Criterio de diseño	Descripción
En presencia o telemática	<p>La subasta se realiza por internet.</p> <p>Los trámites administrativos son tanto presenciales como telemáticos.</p>
Criterios de precalificación	<p>Documentos administrativos de carácter general: jurídicos, fiscales, económico-financieros, técnicos (cualificaciones del técnico responsable y cronograma del proyecto).</p> <p>No se exige reputación técnica a las empresas.</p>
Información suministrada	<p>Precio techo.</p> <p>Capacidad admisible en los nudos de la red SIN (salvo en subastas A-5).</p> <p>Proyectos registrados para participar en la subasta.</p>
Requisitos exigidos a las ofertas	<p>Estudios de viabilidad técnica.</p> <p>Estudio de impacto medioambiental y licencia medioambiental en función del estado de desarrollo del proyecto.</p> <p>Una aprobación de acceso a la red emitida por el operador del sistema.</p> <p>Medidas de evaluación de recursos (producción anual de energía e incertidumbre estándar) realizadas por una autoridad independiente.</p>
Criterio de selección de proyectos ganadores	<p>La energía se va adjudicando consecutivamente desde la oferta más barata hasta alcanzar el total de la energía a contratar.</p>
Determinación del precio final.	<p>El precio ofertado (pay as bid) en R\$/MWh.</p>
Precios máximos (techo)	<p>Sí. Publicados en las bases. Son el punto de partida de la primera fase de la subasta. La fase de subasta dinámica descendente.</p>
Número mínimo de oferentes.	<p>No explícitamente. Cláusula genérica: Revocar la subasta, si se considera inapropiado o inconveniente para el interés público, sin que ello otorgue a cualquier parte interesada el derecho a reembolso o indemnización.</p>
Garantías	<p>Financieras</p> <ul style="list-style-type: none">• Se exige una garantía de seriedad de oferta de al menos el 1 % del coste estimado de la inversión.• Garantía de fiel cumplimiento 5 % del coste estimado de la inversión.
Sanciones por incumplimiento o retrasos	<p>Además de la ejecución de las garantías financieras, el incumplimiento de cualquier obligación estipulada en las bases podría acarrear: advertencia, multa económica, suspensión temporal del derecho a participar en licitaciones de ANEEL por el</p>



Criterio de diseño	Descripción
	<p>plazo de dos años, declaración de no apto para la participación en licitaciones públicas.</p> <p>Posibilidad de terminar el contrato si se producen retrasos en la puesta en marcha.</p> <p>Si la producción de electricidad anual es inferior al 90 % de la energía contratada, un diez por ciento pasa al año siguiente con saldo negativo y, además, se deberá pagar la diferencia entre la energía producida y el 90 % de la energía contratada a un precio de la energía un 15 % superior al precio de venta del contrato.</p>
Incentivos	<p>Si la producción de electricidad anual supera el 130 % de la energía contratada, el 30 % se transfiera con saldo positivo al año siguiente y el resto se paga a un precio igual al 70 % de la tarifa del contrato de venta.</p> <p>Los vendedores pueden anticipar el inicio de la operación comercial de sus proyectos de generación y la energía producida será pagada al precio del contrato actualizado con el IPC.</p>



3.3. Resultados de la implementación de subastas para las tecnologías eólica y fotovoltaica

Subastas eólicas

Desde el año 2009, hasta la fecha, proyectos de energía eólica han sido contratados hasta en 16 subastas, se han contratado más de 15 GW en un total de 600 proyectos. La Tabla 10 recoge la información relativa a la capacidad total, número de proyectos y tarifa media (en moneda local y precios nominales) de los proyectos eólicos en cada una de las subastas.

Tabla 10: Resultado de las subastas en lo que respecta a proyectos eólicos.

Fuente: Elaboración propia a partir de ANEEL.

Tipo de subasta	Fecha	Capacidad contratada (MW)	Número de proyectos	Precio medio de los contratos (R\$/MWh)	Precio medio de los contratos (US\$/MWh)
ER	diciembre-09	1,806	71	148	84.6
ER	agosto-10	528	17	118	67.4
FA	agosto-10	1,520	53	131	74.8
ER	agosto-11	1,068	43	100	62.9
A-3	agosto-11	861	35	100	53.7
A-5	diciembre-11	977	39	105	56.4
A-5	diciembre-12	282	10	88	41.9
ER	agosto-13	1,505	66	111	48.2
A-3	noviembre-13	868	39	124	54.9
A-5	diciembre-13	2,338	97	119	52.6
A-3	junio-14	762	31	142	63.7
ER	octubre-14	551	21	126	52.5
A-5	noviembre-14	926	36	136	52.3
FA	abril-15	90	3	177	56.7
A-3	agosto-15	539	19	181	52.0
ER	noviembre-15	528	20	203	53.3
TOTAL		15,149	600		

ER - Energía de reserva.

FA - Fuentes alternativas.

A-3 - Energía de proyectos nuevos a entrar en operación en tres años.

A-5 - Energía de proyectos nuevos a entrar en operación en cinco años.

En lo que respecta al precio, en comparación con la tarifa establecida administrativamente en el programa PROINFA, los precios cayeron en casi un 45% en la primera subasta en 2009 y luego se redujo en un 40% en el período 2009-2012.



Entre los motivos para dicho descenso se encuentran:

- El paso del establecimiento del precio de venta de manera administrativa (feed-in tariff) a un sistema de subastas que permite capitalizar los beneficios de la reducción de costes de las tecnologías renovables;
- El establecimiento de un sistema competitivo que incentiva la localización de los parques en los mejores emplazamientos (Elizondo, y otros, 2014);
- La crisis del sector de las renovables en Europa provocó una mayor internacionalización de las empresas del sector incrementando la presencia y competencia entre desarrolladores de proyectos en Brasil (Bayer, 2016). Algunas empresas desarrolladoras de proyectos en vistas a las expectativas de crecimiento del mercado, estaban dispuestos a hacer esfuerzos adicionales para posicionarse en el mercado (Donoso, 2012);
- La atonía existente en esos años en los mercados internacionales de aerogeneradores provocó un importante desequilibrio para beneficio de la demanda e hizo que los fabricantes ajustaran sus márgenes de forma significativa para conseguir los contratos (Donoso, 2012). De hecho, muchos de los consorcios ganadores tenían a los fabricantes de equipos como accionistas (Porrúa, y otros, 2010);
- La revalorización del Real brasileño en el periodo (Porrúa, y otros, 2010);
- La presentación de oferta temerarias (Lucas, Ferroukhi, & Hawila, 2013) que entre otros conceptos no se cubrían adecuadamente del riesgo de penalizaciones por desvío en la producción (Porrúa, y otros, 2010).

A partir del año 2013 empieza un incremento sostenidos de los precios medios de adjudicación debido principalmente a:

- El impacto en el precio ofertado de la obligación de incluir el coste de la infraestructura necesaria para la evacuación de la generación;
- El incremento de las exigencias de contenido local para acceder a la financiación del BNDES;
- La depreciación de la moneda brasileña. Entre agosto del 2013 y agosto del 2015 el Real brasileño perdió el 33 % de su valor respecto al US\$ (Bayer, 2016).

En cualquier caso, como sugiere (Bayer, 2016) las tendencias de los precios deben de analizarse con precaución. La Figura 1 presenta la comparativa de los precios nominales, los precios corregidos con la inflación y los precios en US\$. Entre los años 2009 y 2015, los precios en US\$ experimentaron una reducción del 49%, los precios nominales corregidos con la inflación fueron un 13% inferiores, finalmente, los precios nominales crecieron un 22%.

Por último, en lo que respecta a los precios obtenidos en las subastas, es muy importante mencionar que, en Brasil, el coste de la eólica es en muchos casos inferior al de los ciclos



combinados de gas natural. Además, la creciente competencia de la energía eólica con las convencionales, se encuentra entre una de las causas del ajuste a la baja de los precios de estas últimas en Brasil (Cunha, Barroso, & Bezerra, 2014).

Figura 1: Precios y capacidades de las subastas eólicas.

Fuente: (Bayer, 2016).



Otra consideración es la alta tasa de retrasos en la puesta en marcha de los proyectos. Sólo el 14 % de los 9,141 MW eólicos que deberían haber entrado en operación antes de marzo de 2016 cumplieron con la fecha de puesta en marcha. El 29 % entró en operación comercial con un año de retraso. En dos de las subastas ningún parque fue finalizado a tiempo (Bayer, B.; 2016).

En un 70 % de los casos los retrasos tienen su origen en la construcción de líneas de transmisión y subestaciones necesarias para conectar el parque eólico. Tanto los ganadores de las licitaciones públicas de infraestructura de transmisión, como los propios desarrolladores de los proyectos, se encuentran con muchas dificultades en conseguir las autorizaciones medioambientales (Elizondo Azuela et al. 2014).

Otros motivos menores de retraso en la puesta en marcha de los proyectos eólicos han sido: cuellos de botella en el suministro de equipos, la quiebra del fabricante de aerogeneradores IMPSA, la demora en la aprobación de la financiación por parte del BNDES y la mala gestión de proyectos (Bayer, B.; 2016).



Subastas fotovoltaicas

La Tabla 11 recoge los resultados de las subastas en las que se adjudicaron proyectos de energía solar fotovoltaica. Hasta la fecha, se han adjudicado 93 proyectos con una capacidad total instalada de 2.6 GW en tres licitaciones. Con anterioridad en las subastas de nueva capacidad (A-3 y A-5) de finales del 2013, se registraron proyectos equivalentes a 800 y 2,000 MW respectivamente, pero ninguno resultó adjudicatario.

Tabla 11: Resultado de las subastas en lo que respecta a proyectos solares.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CCE

Tipo de subasta	Fecha	Capacidad contratada (MW)	Número de proyectos	Precio medio de los contratos (R\$/MWh)
ER	octubre-14	889,6	31	215,5
ER	agosto-15	833,0	30	301,6
ER	noviembre-15	899,3	32	297,3
TOTAL		2,621,9	93	

Se observa un aumento del precio medio de más del 40% entre la licitación de octubre del 2014 y las dos del 2015. La devaluación del Real, la falta de suministros y los impuestos a la importación de los equipos (Díaz López, 2015) se encuentran entre los motivos principales para el incremento del coste.

A su vez, la fuerte devaluación del Real se esgrime entre los adjudicatarios de la subasta del 2014 como el principal motivo para no seguir desarrollando los proyectos. Recientemente el gobierno brasileño ha aceptado la cancelación de los contratos imponiendo una multa igual al doble de la garantía financiera, pero sin imponer sanciones adicionales y permitiendo que los proyectos se presenten en futuras subastas. De los 889,6 MW adjudicados sólo se espera que se desarrollen 210 MW (Spatuzza, 2016).



4. Discusión y lecciones aprendidas.

Brasil mantiene **señales claras de un compromiso a largo plazo con las energías renovables** lo que es atractivo para el inversor. Existe un documento de planificación energética público, el Plan Decenal de Expansión de Energía (PDEE), que da indicaciones claras a los desarrolladores sobre el futuro de las diferentes tecnologías de generación en el país. Si bien no existe un calendario fijo, desde el 2010 se convocan subastas exclusivas de fuentes alternativas y desde 2009 se fomenta una progresiva participación de las renovables en las licitaciones de nueva capacidad junto al resto de tecnologías.

De manera general se puede decir que **las instituciones del sector energético brasileño gozan de capacidad de acción y autonomía de gestión**. Sus obligaciones en la implementación de las subastas están claramente definidas y gozan de los recursos humanos, técnicos y financieros suficientes para realizar las actividades que le han sido encomendadas, de hecho, los costes administrativos incurridos en la realización de la subasta son repercutidos proporcionalmente entre los proyectos adjudicatarios.

Brasil es el claro ejemplo de que **el desarrollo de las energías renovables a gran escala no depende tanto de un instrumento de apoyo, si no de la combinación de varios y el diseño de los mismos**. El desarrollo a gran escala de proyectos y de una industria local se debe a la combinación de apoyo ofrecida desde el inicio y basada en: un contrato de venta de energía a largo plazo y acceso a financiación bonificada.

Uno de los mayores retos a los que se enfrentan los gobiernos es **la adaptación de sus mecanismos de apoyo a unas condiciones cambiantes** que exigen una revisión continua de su diseño. Tras la primera experiencia de subastas de proyectos de biomasa en el 2008, Brasil pasó de un sistema de feed-in tariff para las renovables a uno de subastas. En 2013, el diseño se adaptó a la realidad experimentada en las primeras subastas. Las adaptaciones están relacionadas con los siguientes retos:

- **Reducción de coste.** El paso del establecimiento del precio de venta de manera administrativa (feed-in tariff) a un sistema de subastas que permitió capitalizar los beneficios de la reducción de costes de las tecnologías renovables. En esta línea se encuentra también la tendencia de incrementar la competencia entre tecnologías siguiendo la senda de subastas: para una tecnología específica, de fuentes alternativa y tecnológicamente neutras.
- **Acceso a red.** Mejora de la coordinación entre el desarrollo de infraestructura de transmisión y de generación.
- **Reducción de los riesgos por desvíos respecto a la generación esperada.** Desde el 2013: (i) el periodo de ajuste entre energía contratada y generada pasa de ser mensual a anual; (ii) dentro de unos límites se permite pasar las desviaciones al año siguiente; (iii) cada cuatro años se ajusta la generación contratada con el histórico de generación; (iv) los contratos, para la tecnología eólica, pasan a realizarse sobre estimaciones más conservadoras del recurso (P90) frente a (P50).



Más allá de los factores externos de los que se ha beneficiado Brasil para el desarrollo de la eólica, analizados en el capítulo de resultados, es evidente que se **ha conseguido atraer y crear muchas empresas resultando un mercado muy competitivo**:

- A la hora de atraer empresas, uno de los factores más valorados es la **firma de contratos a largo plazo y la actualización anual de la tarifa en función del índice de precios al consumo**. Estos contratos son posibles por la obligación legal que tiene la distribuidora de repercutir el coste en la tarifa final al consumidor.
- La primera fase de **la subasta híbrida**, dinámica descendente, ha demostrado ser eficaz para descubrir los precios. La segunda fase de sobre cerrado **asegura la competencia entre los oferentes**. En estos sistemas, para conseguir reducir los precios ha resultado ser más importante el asegurar mucha competencia antes que establecer precios techo (de salida) bajos. La experiencia con precios techo cercanos al coste marginal de los proyectos ha sido una reducción de la competencia con muchos promotores abandonando inmediatamente y otros simplemente ofreciendo el precio techo (Elizondo, y otros, 2014).

A pesar de la adaptación en el diseño de las subastas los retrasos en la puesta en marcha de los proyectos son la norma principalmente debidos a las interconexiones eléctricas y la tramitación administrativa. Para poder participar en la subasta se necesita la licencia previa ambiental y un acceso a la red, pero para poder construir el parque se necesita la licencia de instalación y el permiso de conexión, tramites que pueden llevar más de dos años.

La no inclusión de requisitos de reputación técnica para la presentación de ofertas permite aumentar la competencia y una creciente participación de empresas locales, pero es una causa de retrasos debido a la inadecuada gestión de los proyectos y la dificultad de cerrar la financiación por falta de un historial financiero comprobado.

Con los contratos de compra de energía en moneda local, el desarrollo del mercado se está viendo claramente influenciado por las variaciones de cotización del Real brasileño. De la misma manera que en una etapa inicial, el desarrollo de proyectos eólicos se vio beneficiado por la apreciación del Real, en los últimos tiempos el efecto es el contrario, y la depreciación del Real supone un problema para el desarrollo de los proyectos debido al incremento en el coste de los equipos y servicios importados. En el caso de la eólica el impacto ha sido menor ya que en la actualidad la mayoría de equipos son comprados a fabricantes locales en moneda local, pero en la fotovoltaica ha impedido el desarrollo de muchos proyectos adjudicados.

La obtención de la financiación privilegiada del BNDES se ha convertido en un elemento clave para poder presentar una oferta competitiva. Si bien el uso de los fondos de BNDES abarata la financiación, un elemento de riesgo a este respecto es si el BNDES tendrá la capacidad financiera suficiente para todo el desarrollo eólico y fotovoltaico previsto o, si ante una inflación creciente en el país terminará restringiendo el crédito. Además, algunos retrasos en la puesta en marcha se han debido a la insuficiente celeridad de BNDES en conceder la financiación (Donoso, 2012). Pero sin duda el elemento más controvertido de la financiación del BNDES son las condiciones de contenido local obligatorio que llevan aparejadas un incremento del coste del proyecto (OECD, 2015).



En resumen, Brasil ha sabido materializar el alto atractivo de ser un mercado grande, en expansión y con importantes recursos energéticos para abastecer la demanda de electricidad de manera diversificada y baja en carbono.

En los últimos años, Brasil ha continuado la expansión del uso de los recursos hidráulicos y de biomasa, así como introducido la eólica, y en menor medida la fotovoltaica, a gran escala y con precios competitivos gracias a los sistemas de subastas.

La adaptación del diseño de las subastas ha permitido capitalizar los beneficios de la reducción de costes de las tecnologías renovables, reducir los problemas de acceso a la red, así como minimizar el impacto económico de los desvíos debido a la variabilidad del recurso.

En cualquier caso, persiste el reto de reducir los retrasos en la puesta en marcha de los proyectos y la duda sobre la conveniencia de mantener en el medio y largo plazo el acceso a financiación bonificada ligada a obligaciones de contenido local de los proyectos.



5. Bibliografía

- Banco Mundial. (2016). *Doing Business 2016. Measuring Regulatory Quality and Efficiency*. Washington: The World Bank.
- Bayer, B. (2016). *Erfahrungen mit Ausschreibungen für Windenergie in Brasilien*.
- BID. (2016). *Energy dossier: Brazil*. Banco Iberoamericano de Desarrollo.
- Cunha, G., Barroso, L., & Bezerra, B. (2014). *Lessons learned from the auction-based approach to integrate wind generation in the Brazilian electricity market*. CIGRE.
- Díaz López, B. (31 de August de 2015). *PV-Magazine*. Recuperado el 6 de December de 2016, de http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/brazil--auction-delivers-over-800-mw-of-pv-at-8-cents-kwh_100020875/
- Donoso, J. (2012). Las subastas en Brasil, ¿un ejemplo a exportar? *Energías Renovables*, Nº 141 20-25.
- Elizondo, G., Barroso, L., Khanna, A., Wang, X., Wu, Y., & Cunha, G. (2014). *Performance of Renewable Energy Auctions. Experience in Brazil, China and India*. World Bank Group.
- EY. (2016). *Renewable Energy Country Attractiveness Index. Issue 48*. Ernst & Young.
- Fomin, UKAid, & BNEF. (2015). *Climascopio 2015. Índice de Competitividad en Energía Limpia por País*.
- Förster, S., & Amazo, A. (2016). *Auctions for Renewable Support in Brazil: Instruments and lessons learnt*.
- FS-UNEP. (2016). *Global Trends in Renewable Energy Investment 2016*. Frankfurt am Main: Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF.
- IEA. (2015). *Brazil. International energy data and analysis*. U.S. Energy Information Administration.
- IEA. (2016). *Key World Energy Statistics*.
- IRENA. (2015). *Renewable Energy Policy Brief: Brazil*. Abu Dhabi: IRENA.
- IRENA, CEM. (2015). *Renewable Energy Auctions - A Guide to Design*.
- Lucas, H., Ferroukhi, R., & Hawila, D. (2013). *Renewable Energy Auctions in Developing Countries*.
- OCDE. (2015). *OECD Economic Surveys: Brazil 2015*. Paris: OECD Publishing.
- OECD. (2015). *Overcoming Barriers to International Investment in Clean Energy*.
- PNUD. (2015). *Human Development Report 2015*. Nueva York: PNUD.



Porrúa, F., Bezerra, B., Barroso, L., Lino, P., Ralston, F., & Pereira, M. (2010). Wind Power Insertion through Energy Auctions in Brazil. Institute of Electrical and Electronics Engineers.

REN21. (2016). *Renwables 2016. Global Status Report*. Paris.

SEE. (2016). *Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro. Julho – 2016*. Ministério de Minas e Energia.

Spatuzza, A. (24 de August de 2016). *Recharge*. Recuperado el 6 de December de 2016, de <http://www.rechargenews.com/solar/1182915/brazil-allows-pv-developers-to-cancel-ppas-from-2014-tender>