

Subastas de electricidad procedente de fuentes de energía renovable en América Latina y Caribe



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 informe ha contado con las aportaciones de:

Luiz Augusto Barroso, Daniel Bouille, Pablo del Río, Oscar Ferreño, Cornelia Marschel, Miquel Muñoz y Rebeca Ramírez

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 (BID).

Índice

Índice general

Acrónimos	8
Resumen Ejecutivo	10
1. Introducción	16
1.1. Estado de las energías renovables en América Latina y Caribe	16
1.2. Estado y tendencias en subastas de electricidad procedente de energías renovables en América Latina y Caribe	18
2. Opciones de diseño de las subastas de electricidad procedente de fuentes de energía renovable	22
2.1. Metas en materia de energía renovable	22
2.2. Regularidad y periodicidad de las subastas	23
2.3. Actores y responsabilidades	23
2.4. Tipo de subasta	23
2.5. Objeto de la subasta	25
2.5.1. Determinación de la cantidad	25
2.5.2. Energía vs capacidad	25
2.5.3. Características del acuerdo de compra de electricidad	25
2.5.4. Otras consideraciones	25
2.6. Origen de los fondos	26
2.7. Tecnologías elegibles	26
2.8. Tamaño de los proyectos	27
2.9. Ubicación específica vs neutra	27
2.10. Instalaciones nuevas vs existentes	28
2.11. En presencia vs telemática	28
2.12. Precalificación	28
2.13. Requisitos exigidos a las ofertas	28
2.14. Contenido local	29
2.15. Información suministrada	29

2.16.	Criterio de selección de proyectos ganadores	30
2.17.	Determinación del precio final	32
2.18.	Precios máximos (techo)	32
2.19.	Oferta mínima y cláusula de nulidad	32
2.20.	Garantías	33
2.21.	Sanciones por incumplimiento o retrasos	33
2.22.	Opciones de diseño para la consecución de objetivos secundarios	34
3.	Casos de estudio	36
3.1.	Selección de casos de estudio	36
3.2.	Brasil	38
3.2.1.	Introducción	38
3.2.2.	Marco regulatorio	39
3.2.3.	Sistemas de apoyo a las energías renovables	41
3.2.4.	Sistema de subastas de Brasil	43
3.2.5.	Tipos de subastas de energía eléctrica en Brasil	43
3.2.6.	Descripción del sistema de subastas	45
3.2.7.	Resultados de las subastas para las tecnologías eólica y fotovoltaica	50
3.2.8.	Discusión y lecciones aprendidas	54
3.3.	Panamá	58
3.3.1.	Introducción	58
3.3.2.	Marco regulatorio	59
3.3.3.	Sistemas de apoyo a las energías renovables	60
3.3.4.	Descripción del sistema de subastas	64
3.3.5.	Resultados de la implementación de subastas	70
3.3.6.	Discusión y lecciones aprendidas	76
3.4.	Uruguay	78
3.4.1.	Introducción	78
3.4.2.	Marco regulatorio	79

3.4.3.	Sistemas de apoyo a las energías renovables _____	80
3.4.4.	Descripción del sistema de subasta _____	82
3.4.5.	Resultados de la implementación de subastas _____	87
3.4.6.	Discusión y lecciones aprendidas _____	91
3.5.	Subastas celebradas en 2016: Perú, México y Argentina _____	94
3.5.1.	Cuarta subasta de renovables de Perú _____	94
3.5.2.	Primera subasta de largo plazo de México _____	97
3.5.3.	Primera subasta RenovAR de Argentina _____	101
4.	Sistemas de subastas de energía renovable: Discusión y recomendaciones _____	106
4.1.	Discusión _____	106
4.2.	Recomendaciones _____	107
5.	Bibliografía _____	112
Anexo I: Marco institucional, Brasil _____		114
Anexo II: Marco institucional, Panamá _____		118
Anexo III: Marco institucional, Uruguay _____		120

Índice de tablas

Tabla 1: Subastas renovables en ALC. _____	18
Tabla 2: Subastas renovables en ALC en 2016. _____	20
Tabla 3: Criterios de evaluación en subastas de renovables. _____	31
Tabla 4: Opciones de diseño y objetivos secundarios. _____	34
Tabla 5: Indicadores del contexto socio-económico: Brasil, Panamá y Uruguay. _____	36
Tabla 6: Capacidad instalada a diciembre de 2015: Brasil, Panamá y Uruguay. _____	37
Tabla 7: Características principales del Sistema Eléctrico Brasileño. _____	40
Tabla 8: Renovables en subastas de energía nueva en Brasil. _____	44
Tabla 9: Diseño de subastas para nuevos proyectos en Brasil. _____	48
Tabla 10: Resultado de las subastas en Brasil respecto a proyectos eólicos. _____	50
Tabla 11: Resultado de las subastas en Brasil respecto a proyectos solares. _____	54
Tabla 12: Sistemas de apoyo a las energías renovables en Panamá. _____	62
Tabla 13: Metas de contratación de las empresas distribuidoras en Panamá. _____	64
Tabla 14: Diseño de subastas de electricidad de origen renovable en Panamá. _____	68
Tabla 15: Subastas de electricidad de origen renovable en Panamá. _____	70
Tabla 16: Resultado de subastas de electricidad de origen renovable en Panamá. _____	75
Tabla 17: Diseño de subastas de electricidad de origen eólico en Uruguay. _____	85
Tabla 18: Resultado de las subastas de electricidad de origen renovable en Uruguay. _____	90
Tabla 19: Precios mínimos subastas de recursos energéticos renovables Perú. _____	94
Tabla 20: Diseño de la cuarta subasta de electricidad de origen renovable en Perú. _____	94
Tabla 21: Precios máximos y techo de la 4ª subasta RER Perú. _____	97
Tabla 22: Diseño de la primera subasta de largo plazo en México. _____	98
Tabla 23: Diseño de la subasta de electricidad de origen renovable en Argentina. _____	101
Tabla 24: Adjudicación subasta 1.0 RenovAR. _____	104
Tabla 25: Precios primera subasta RenovAR. _____	104
Tabla 26: Recomendaciones para el diseño de subastas de electricidad de origen renovable. _____	107
Tabla 27: Marco institucional del sector eléctrico brasileño (por orden alfabético). _____	114
Tabla 28: Marco institucional del sector eléctrico panameño. _____	118
Tabla 29: Marco institucional del sector eléctrico uruguayo. _____	120

Índice de figuras

Figura 1: Inversiones en energías Renovables en ALC (excl. gran hidráulica). _____	17
Figura 2: Precios y capacidades de las subastas eólicas en Brasil. _____	53



Acrónimos

ACL	Ambiente de Contratación Libre
ACR	Ambiente de Contratación Regulado
ADME	Administración del Mercado Eléctrico
ALC	América Latina y Caribe
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil
ASEP	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
BNDDES	Banco de Desarrollo de Brasil
BNEF	Bloomberg New Energy Finance
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
CCEE	Cámara de Comercialización de la Energía Eléctrica
CDE	Fondo de Desarrollo Energético
CEL	Certificado de Energía Limpia
CEPEL	Centro de Investigación de la Energía Eléctrica
CMSE	Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico
CND	Centro Nacional de Despacho
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética
CNRH	Consejo Nacional de Recursos Hídricos
DMG	Demanda Máxima de Generación
DNE	Dirección Nacional de Energía
EGESA	Empresa de Generación S.A.
EPE	Empresa de Investigación Energética
ER	Energía de Reserva
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.
FAJU	Factor de ajuste (fracción del precio de la energía sujeta a ajustes por inflación)
Fomin	Fondo Multilateral de Inversiones
GCPS	Grupo Coordinador de la Planificación de los Sistemas Eléctricos
GEI	Gases de Efecto Invernadero
Ibama	Instituto Brasileño del Medio Ambiente y los Recursos Naturales Renovables
ICMS	Impuesto a la Circulación de Mercancías y Servicios
IDH	Índice de Desarrollo Humano
IPC	Índice de Precios al Consumo
IPCC	Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
IRENA	Agencia Internacional de las Energías Renovables
IRHE	Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación
ISO	Organización Internacional de Estandarización
IVA	Impuesto al Valor Añadido
MIEM	Ministerio de Industria Energía y Minería de Uruguay
MME	Ministerio de Minas y Energía de Brasil
MMEE	Mercado Mayorista de Energía Eléctrica
O&M	Operación y Mantenimiento
OER	Oficina de Electrificación Rural
ONS	Operador Nacional del Sistema Eléctrico
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PDEE	Plan Decenal de Expansión de Energía
PIB	Producto Interior Bruto
PNE	Plan Nacional de Energía 2015 - 2050



PPA	Power Purchase Agreement (contrato de compra de electricidad)
PPP	Sociedad de Participación Público Privada
PROINFA	Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica
PSF	Pequeños Sistemas Fotovoltaicos
RECAI	Renewable Energy Country Attractiveness Index
REN21	Red Global de Políticas de Energías Renovables para el siglo XXI
RenovAR	Plan de Energías Renovables de Argentina
RER	Recursos Energéticos Renovables
RGR	Reserva Global de Reversión
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
SEB	Sistema Eléctrico Brasileño
SEE	Secretaría de Energía Eléctrica de Brasil
SGM	Servicio Geográfico Militar
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNE	Secretaría Nacional de Energía
TOCAF	Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera
UDI	Unidad de Inversión
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
USA	Estados Unidos de América
US\$	Dólar de los Estados Unidos de América
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas



Resumen Ejecutivo

América Latina y Caribe ha sido una región pionera en la aplicación del mecanismo de subastas para determinar la remuneración a la electricidad generada a partir de fuentes renovables. Además, **las subastas constituyen el instrumento normativo más popular para el despliegue de las energías renovables en América Latina.**

El éxito en **el desarrollo a gran escala de las energías renovables** en un número creciente de países demuestra que **no depende tanto de un instrumento de apoyo (subastas), si no de la existencia de un “ambiente propicio”**, que implica una capacidad mínima institucional, regulatoria, de recursos humanos, financiera, y de infraestructura. Parte del “ambiente propicio” es la existencia de medidas de apoyo adicionales, que los países ponen a disposición de los proyectos ganadores de las subastas, tales como: subsidios a la inversión, financiación bonificada, garantías financieras, beneficios fiscales, derechos de uso de suelo, construcción de infraestructuras de conexión, etc. Estos apoyos son internalizados en las ofertas y se reflejan en el precio final, lo que hace difícilmente comparables subastas de diferentes países.

El análisis de **las subastas** en América Latina y Caribe sugiere que **es un mecanismo más propicio para promover tecnologías renovables cuyos proyectos son más sencillos de desarrollar y poner en marcha, y que se pueden estandarizar mejor, como la eólica y, especialmente, la fotovoltaica.** Por otra parte, el uso de las subastas para promover proyectos de biomasa, que demandan mayor inversión de recursos en la etapa de desarrollo del proyecto, no presenta mejoras evidentes frente a otros mecanismos, como la determinación administrativa de la tarifa (feed-in tariff), ni en una reducción de la tarifa (eficiencia), ni en un mayor número de proyectos desarrollados (eficacia). Además, las subastas permiten reflejar la rápida reducción del coste de tecnologías disruptivas, como la fotovoltaica y eólica, en el recorrido por su curva de aprendizaje, lo cual no es tan pronunciado en tecnologías maduras como las utilizadas para la producción de electricidad a partir de la biomasa.

Una de las fortalezas de las subastas es su flexibilidad, la posibilidad de diseñarse a medida en función del mercado y sistema eléctrico existente y, de los objetivos de desarrollo de energías renovables deseados. Respecto a la adaptación del diseño, **las subastas de energías renovables en ALC muestran una clara tendencia a la sofisticación y refinamiento para la consecución de diferentes objetivos más allá del precio mínimo.** Entre los objetivos secundarios se encuentran: el desarrollo industrial y la generación de empleo; la integración de la generación variable en la red; la integración en el mercado eléctrico (reconociendo el valor intrínseco de la energía entregada en las zonas y el horario donde existe una deficiencia de capacidad); la diversidad de actores participantes; la localización óptima de los proyectos y; la reducción de impactos ambientales.

Si bien las mejores prácticas en el diseño dependerán de cada caso, **la eficiencia en la subasta se basa en asegurar mucha competencia, a este respecto son claves: objetivos**



de renovables a medio y largo plazo, la regularidad en la celebración de las subastas y aplicar la máxima transparencia en el proceso.

La mayor crítica recibida por las subastas es relativa a su eficacia. Debido al alto grado de competencia, se tiende a presentar ofertas temerarias que acaban resultando en proyectos fallidos. A este respecto **tres son los aspectos más importantes a exigir: garantías financieras, un grado de desarrollo de los proyectos y reputación técnica y financiera del oferente.**

La tabla a continuación resume, las mejores prácticas identificadas en los casos de estudio analizados, para cada una de las opciones de diseño de las subastas.

Criterio de diseño	Descripción
Objetivo	<p>Es un aspecto clave para la confianza de los promotores, que se cumple en todos los casos de estudio analizados.</p> <p>Idealmente los objetivos en materia de energías renovables, deberían ser ambiciosos pero realistas, detallados por tecnología, con objetivos parciales por año, ligados formalmente a las subastas y con un proceso de revisión y actualización determinado y conocido.</p>
Regularidad / periodicidad de las subastas	<p>La regularidad establece las bases de la confianza para los inversores, y se traduce en un aumento de la competitividad, lo que permite una eficiencia dinámica. Brasil o Perú, donde se han ejecutado subastas con regularidad, son claros ejemplos.</p> <p>Si bien la industria de renovables señala como un aspecto importante publicar un calendario plurianual con fechas de las subastas y volúmenes a subastar (Solar Power Europe, 2016), este es un ejercicio muy ambicioso.</p> <p>Tener una regularidad, y el anuncio con suficiente antelación para preparar una oferta competitiva, parecen ser condiciones suficientes y necesarias para promover la competencia.</p> <p>La experiencia de las subastas en ALC indica claramente que es preferible una serie de subastas repartidas en el tiempo que subastar el mismo volumen de manera puntual. Se aumenta la competencia y por lo tanto la eficiencia y, además, permite adaptar el diseño entre subastas.</p>
Autoridad responsable	<p>Es crítico que se defina por ley las responsabilidades y obligaciones de todas las instituciones involucradas en el proceso.</p> <p>La autoridad responsable, tiene que ser vista como independiente y tener los medios humanos, técnicos y financieros. En el caso de Brasil (ANEEL), Uruguay (URSEA) y Perú (OSINERGMIN) han optado por el regulador.</p>
Objeto de la subasta	<p>Los adjudicatarios de la subasta lo son de un contrato de venta de energía (PPA) al precio resultante del proceso de subasta. Los</p>



Criterio de diseño	Descripción
	<p>detalles del contrato tienen que ser conocidos de antemano (preferiblemente incluirlo como anexo de las bases).</p> <p>Contratos a largo plazo, en US\$ e indexados anualmente ofrecen las mejores garantías para cerrar la financiación.</p> <p>Si bien establecer la cantidad a subastar en energía implica mayor riesgo para el oferente, frente a capacidad, esto no ha sido determinante.</p>
Origen de los fondos para financiar el resultado de la subasta	<p>Para hacer creíble un PPA es necesario que los fondos estén asegurados. La mejor práctica en este caso es trasladar por ley el coste de los PPA a la tarifa final en el mercado regulado. Tanto Brasil, como Panamá y Uruguay así lo hacen.</p>
Específica para una tecnología o neutra	<p>Si el objetivo es promover las renovables de la manera más eficiente en el corto plazo, las subastas deben de estar abiertas a todas las tecnologías renovables.</p> <p>Si lo que se busca es diversidad, seguridad del suministro y eficiencias dinámicas (mayores reducciones de precios en el medio y largo plazo) entonces deben emplearse subastas específicas con cupos para cada tecnología renovable.</p> <p>Parece prometedora la propuesta de Panamá de permitir ofertas multi-tecnológicas de renovables que disminuirían la variabilidad y aumentarían la disponibilidad.</p>
Ubicación específica vs ubicación neutra	<p>La importancia de la ubicación es muy diferente según los países, influyen aspectos tales como: el tamaño del país; la infraestructura de transmisión; el potencial del recurso energético, la ubicación y la diversidad de los recursos renovables; los potenciales problemas de aceptación social, etc.</p> <p>Si lo que se busca es la eficiencia económica, la subasta debe ser neutra respecto a la ubicación de los proyectos. En los casos en los que se persiga el objetivo secundario de la dispersión de los proyectos para: evitar problemas de congestiones en la red de transmisión, evitar rechazo social, maximizar el desarrollo rural, etc., es posible identificar los emplazamientos de los proyectos o más comúnmente hacer un ejercicio de zonificación con cupos.</p>
Tamaño de los proyectos.	<p>Es recomendable que el límite de tamaño de los proyectos sea determinado por factores externos como la capacidad de los nodos o las regulaciones medioambientales, pero no necesariamente por el diseño de la subasta.</p>
Tipo de subastas.	<p>En sobre cerrado es sencilla de implementar, es la más popular y ha dado resultados óptimos.</p>



Criterio de diseño	Descripción
Requisitos exigidos a las ofertas	<p>Con el objetivo de incrementar la seriedad en la oferta:</p> <ul style="list-style-type: none">• En relación a los promotores: además de los administrativos, legales y de solvencia financiera es recomendable una experiencia mínima en proyectos similares.• En relación con el grado de desarrollo de los proyectos y adaptado a cada tecnología: permiso de conexión, análisis del recurso, estudio de impacto ambiental.
Información y transparencia	<p>Promover la máxima publicidad a nivel internacional de las convocatorias.</p> <p>Incluir la máxima cantidad de información en los pliegos de licitación. Periodos de consulta pública de pliegos suficientemente extensos. A ser posible organizar jornadas informativas públicas.</p> <p>Portales de transparencia, con toda la información estructurada de las subastas pasadas y en proceso, son necesarios.</p> <p>Facilitar el acceso a información sobre trámites administrativos y sobre el sistema de transmisión, reduce el coste de elaboración de las ofertas.</p> <p>En los casos en los que se ha dado información del recurso (eólico), como en Uruguay y otras experiencias internacionales, ha favorecido la competencia y la presentación de proyectos mejor desarrollados y, por lo tanto, más financiables.</p>
Criterio de selección de proyectos ganadores	<p>Desde el punto de vista económico el criterio de selección debe de ser el menor precio.</p> <p>Se está incrementando el uso de factores de corrección del precio para establecer el orden en la selección de las ofertas, con la finalidad de conseguir objetivos secundarios: la entrada temprana de proyectos en Argentina, la ubicación óptima en México.</p> <p>Los sistemas de selección multi-criterio son más complejos de implementar y deben de estar muy bien definidos de antemano para mitigar la percepción de no ser transparentes.</p>
Determinación del precio final.	<p>Se recomienda "pay as bid".</p>
Precios máximos (techo)	<p>Son necesarios. No establecerlos puede implicar un coste inesperado.</p> <p>Dos cuestiones son: su cálculo y su publicación, o no, antes de la subasta.</p> <p>Existe en la actualidad suficiente información sobre costes de renovables como para realizar un cálculo administrativo del precio techo suficientemente fiable. En cualquier caso, siempre se puede recurrir a una fase inicial de subasta dinámica descendente para "descubrir" el precio (Brasil).</p>



Criterio de diseño	Descripción
Garantías	<p>Respecto a su publicación es más conveniente no publicar los precios techo.</p> <p>Todos los casos de estudio revelan la necesidad del uso de garantías financieras para un correcto funcionamiento de las subastas.</p> <p>Las garantías financieras han sido el principal instrumento para promover la seriedad de oferta.</p> <p>Las garantías de seriedad de oferta y fiel cumplimiento en la construcción son necesarias y cuando son insuficientes tienen un efecto claro en el número de proyectos cancelados o con retrasos considerables.</p>
Sanciones por incumplimiento o retrasos	<p>Ante todo, tienen que estar muy claras para que el oferente pueda considerar ese riesgo.</p> <p>Suelen preverse sanciones por retrasos en la puesta en marcha y déficit de generación.</p> <p>En lo relativo al retraso en la puesta en marcha, deben de considerar el origen de los retrasos.</p> <p>Las sanciones son el principal instrumento contenido en los contratos de compra de la energía para asegurar minimizar el impacto de los desvíos en la energía ofertada.</p> <p>Es destacable la gestión de desvíos en las subastas brasileñas, con franjas de desvíos (-10% a +30%) transferibles al año siguiente, multas económicas por mayores desvíos negativos.</p>
Cláusulas de contenido local	<p>Las cláusulas de contenido local persiguen el objetivo de maximizar los beneficios sociales, mediante el desarrollo industrial y la creación de empleo.</p> <p>Estudios empíricos sobre la aplicación de cláusula de contenido local obligatorio en proyectos de energías renovables determinan que recorta las economías de escala, reduciéndose los posibles ahorros, incrementando el coste de los proyectos y el coste de la electricidad en el mercado mayorista, además de limitar el acceso al capital (OECD, 2015).</p> <p>En los casos de estudio analizados, el sector de las energías renovables en Brasil emplea de manera directa e indirecta 918,000 personas, entre ellos, 41,000 el sector eólico y 4,000 el fotovoltaico. Por otro lado, en Uruguay existe la convicción generalizada entre los promotores de proyectos que los requisitos de contenido local encarecieron los proyectos. No se ha creado capacidad de manufactura local de equipamientos renovable, si bien sí se han creado empresas proveedoras de servicios que en la actualidad ofrecen los mismos en el extranjero.</p>



Criterio de diseño	Descripción
	<p>La decisión de incorporar cláusulas de contenido local, el grado exigido y su posible evolución en el tiempo, tienen que realizarse teniendo en cuenta el grado de madurez del mercado y las capacidades locales (industriales, humanas, infraestructuras, financieras, etc.).</p> <p>Además de cláusulas de contenido local obligatorio se puede promover el contenido local ligado a otros mecanismos de apoyo como: financiación preferencial, Brasil (BNDES) y Argentina (programa RenovAR); incentivos fiscales o; complementando la tarifa de los proyectos ganadores con una prima en función del contenido local (Uruguay).</p>

Finalmente, uno de los mayores retos a los que se enfrentan los gobiernos es la adaptación de sus mecanismos de apoyo a unas condiciones rápidamente cambiantes del sector de las energías renovables. **Es muy importante hacer una evaluación continua y adaptar el diseño de las subastas en función de los resultados y las nuevas condiciones de mercado.**



1. Introducción

1.1. Estado de las energías renovables en América Latina y Caribe

En el año 2015, la región de América Latina y Caribe (ALC) contaba con más de 200 GW de capacidad de generación eléctrica renovable instalada, representando un 55 % de la generación eléctrica total. Ese mismo año, la capacidad renovable no hidroeléctrica superaba los 36 GW (IRENA, 2016). Se estima que, al actual ritmo de crecimiento económico y de población, la región necesitará añadir 239 GW de capacidad durante el periodo del 2009 al 2030. Este incremento de capacidad supondría unas inversiones de 430 mil millones de US\$ (Yepez-García, Johnson, & Andrés, 2010).

Si bien las grandes centrales hidroeléctricas son la principal tecnología de generación, es muy relevante el rápido despegue de tecnologías renovables no convencionales (ERNC) principalmente: fotovoltaica y eólica. La capacidad instalada de fotovoltaica en ALC, se multiplicó por diez en cinco años, pasando de 114 MW a finales del 2010 a 1,179 MW en 2015¹. En ALC, el costo nivelado de la electricidad a partir de la energía solar fotovoltaica disminuyó en más del 50 % desde 2012 (IRENA, 2016). En agosto 2016, un proyecto de solar fotovoltaica fue adjudicado a 29.1 US\$/MWh en Chile, estableciendo en aquel momento el mínimo histórico. Por su parte la capacidad de energía eólica instalada en la región creció de 2,008 MW a 12,220 MW, entre finales del 2010 y finales del 2015¹. En ALC el costo nivelado de la electricidad a partir de la energía eólica disminuyó alrededor del 20 % desde 2010 (IRENA, 2016). En la subasta celebrada en Perú en el mes de febrero de 2016, la oferta eólica más competitiva fue adjudicada a 36.8 US\$/MWh.

Hay consenso en que el mercado de las energías renovables, en particular las tecnologías eólicas y fotovoltaica, han entrado en un círculo virtuoso donde la reducción de los costes y la expansión de mercados se retroalimentan (IPCC, 2011). Esto pasa no solo en ALC si no a nivel mundial.

La expansión de estos mercados ha sido posible, no exclusivamente pero fundamentalmente, gracias a la aplicación de políticas y mecanismos de apoyo a las energías renovables diseñados a la medida de las circunstancias, entre los que destacan en los últimos tiempos las subastas, siendo estas el objeto de estudio de este informe.

Tal y como se muestra en la Figura 1, las inversiones en energías renovables en ALC, para todos los usos de la energía y excluyendo a las grandes centrales hidroeléctricas,

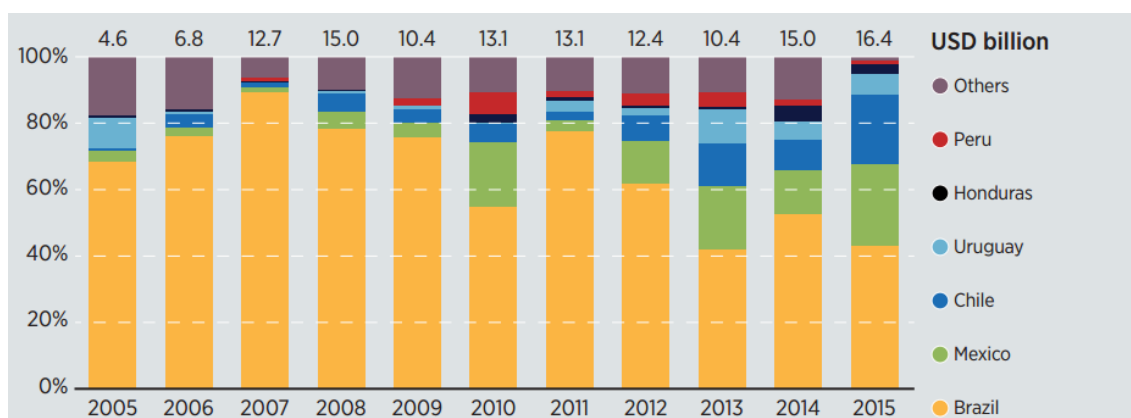
¹ <http://resourceirena.irena.org/gateway/>



crecieron en más de un 350 % en los últimos diez años, alcanzando los 16.4 mil millones de US\$ en 2015 (IRENA, 2016). En lo que respecta a las tecnologías, la energía eólica, que apenas significaba un 10 % de las inversiones en el año 2005, representó en 2015 el 62 %. La fotovoltaica, prácticamente inexistente hasta el año 2011, fue la segunda tecnología que más inversión atrajo, con un 24 % del total en 2015. Finalmente, las inversiones en biomasa para generación eléctrica han pasado del 22 % al 8 % en el mismo periodo. (IRENA, 2016).

Figura 1: Inversiones en energías Renovables en ALC (excl. gran hidráulica).

Fuente: IRENA 2016.



Los principales informes internacionales confirman que la región de ALC está en el foco de los inversionistas y que seguirá estándolo en los próximos años. El informe Climascopio 2015² del Fondo Multilateral de Inversiones (Fomin; UKAid; BNEF, 2015) analiza la capacidad de 55 países en desarrollo para atraer inversiones en energía limpia basándose en cuatro parámetros: (i) marcos regulatorios propicios; (ii) finanzas e inversiones; (iii) cadenas de valor y (iv) actividades y políticas relacionadas cambio climático. Once países de la región de ALC se encuentran entre los 21 primeros: Brasil (segundo país a nivel mundial, después de China), Chile (3°), México (7°), Uruguay (8°), Honduras (14°), Costa Rica (15°), Perú (16°), Guatemala (18°), Colombia (19°), Argentina (20°) y Panamá (21°).

Cuarenta mercados de energías renovables son analizados a escala mundial cada seis meses, desde el año 2003, por la consultora Ernst & Young para elaborar el indicador de atractivo para la inversión en renovables RECAI³. El índice tiene en cuenta aspectos tales como: (i) parámetros macroeconómicos; (ii) imperativos o motivaciones de la política energética; (iii) contexto político y regulatorio de las renovables; (iv) el mercado energético, (v) las infraestructuras y el sector financiero y; (vi) el potencial de las

² <http://global-climatescope.org/es/>

³ <http://www.ey.com/gl/en/industries/power---utilities/renewable-energy-country-attractiveness-index>



diferentes tecnologías. El último RECAI incluye a seis países de la región ALC: Chile (4°), México (6°), Brasil (8°), Argentina (16°), Perú (24°) y Uruguay (34°) (EY, 2016).

1.2. Estado y tendencias en subastas de electricidad procedente de energías renovables en América Latina y Caribe

El mecanismo de subastas de energías renovables, al traer implícita la obligación de los promotores por competir, con unas condiciones óptimas de mercado, alcanza resultados eficientes.

Los sistemas de subastas se han beneficiado de la proliferación a nivel internacional de empresas desarrolladoras de proyectos de energías renovables, así como del conocimiento adquirido por los gobiernos gracias a la considerable experiencia en el diseño de políticas para la promoción de energías renovables durante la última década y media.

En 2015, hasta 60 países habían hecho uso del mecanismo de subastas para promover nueva generación de origen renovable (REN21, 2015). Las subastas constituyen el instrumento normativo más popular para el despliegue de las energías renovables en América Latina. Doce países tienen experiencia en subastas específicas para energías renovables, a saber: Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Perú y Uruguay (IRENA, 2015). La Tabla 1 resume las principales subastas de energías renovables llevadas a cabo en América Latina.

Tabla 1: Subastas renovables en ALC.

Fuente: Elaboración propia a partir de (IRENA, 2015).

Año	País	Tecnología
2006	Uruguay	Eólica
2007	Brasil	Biomasa, hidroeléctrica
	Uruguay	Eólica, biomasa, hidroeléctrica
2008	Brasil	Biomasa
2009	Argentina	Eólica, solar, biomasa, hidroeléctrica
	Brasil	Eólica
	Perú	Eólica, solar, biomasa, hidroeléctrica
	Uruguay	Eólica
2010	Brasil	Eólica, biomasa, hidroeléctrica
	Honduras	Eólica, biomasa, hidroeléctrica



Año	País	Tecnología
	Perú	Solar, biomasa, hidroeléctrica
2011	Brasil	Eólica, biomasa, hidroeléctrica
	Guatemala	Hidroeléctrica
	Panamá	Eólica
	Perú	Eólica, solar, biomasa, hidroeléctrica
	Uruguay	Eólica
2012	Brasil	Eólica, biomasa, hidroeléctrica
	Guatemala	Eólica, solar, biomasa, hidroeléctrica
	Panamá	Hidroeléctrica
2013	Brasil	Eólica, solar, biomasa, hidroeléctrica
	El Salvador	Solar, biomasa, hidroeléctrica
	Guatemala	Eólica, solar, biomasa, hidroeléctrica
	Panamá	Eólica, hidroeléctrica, solar
	Perú	Hidroeléctrica
	El Salvador	Eólica, solar, biomasa, hidroeléctrica
2015	Brasil	Eólica, solar, biomasa, hidroeléctrica
	Guatemala	Hidroeléctrica
2016	Argentina	Eólica, solar, biomasa, hidroeléctrica
	El Salvador	Eólica, solar
	México	Eólica, solar
	Perú	Eólica, solar, biomasa, hidroeléctrica



En lo que respecta a las subastas exclusivamente de renovables llevadas a cabo en el 2016 en ALC, la Tabla 2 resume la capacidad adjudicada y los precios medios ofertados por los proyectos ganadores.

Tabla 2: Subastas renovables en ALC en 2016.

Fuente: Elaboración propia.

Fecha	País	Tecnología	MW	US\$/MWh
Febrero	Perú	Eólica	162.0	37.49
		Fotovoltaica	184.5	47.98
		PCH	79.7	46.48
		Biogás (RSU)	4.0	77.00
Marzo	México	Eólica	480.0	43.90
		Fotovoltaica	1700.0	40.50
Septiembre	Argentina	Eólica	600.0	69.50
		Fotovoltaica	300.0	76.20
		Biomasa	65.0	114.60
		Biogás	25.0	177.80
		PCH	20.0	114.50
Octubre	El Salvador	Eólica	70.0	98.78
		Fotovoltaica	100.0	51.48

La mayor parte de las subastas de renovables celebradas en ALC han sido específicas por tecnología, si bien es cierto que recientemente y en mercados grandes como Brasil y México se han realizado subastas de renovables donde diferentes tecnologías de renovables competían entre ellas.

Por último, es importante destacar el creciente número de proyectos de renovables que resultan adjudicatarios en subastas tecnológicamente neutras, donde las tecnologías renovables compiten en igualdad de condiciones con las fósiles. Así ha sido el caso en Belice, Brasil, Chile, Guatemala, México o Panamá. Es importante destacar esta tendencia ya que implica adaptar aspectos de diseño de subastas de tecnologías convencionales a las características de las renovables. En cualquier caso, el presente informe se centra en subastas exclusivamente de renovables.

El segundo capítulo del este informe presenta una descripción de los tipos de subasta y las principales opciones para su diseño. El tercer capítulo analiza en profundidad tres



casos de estudio: Brasil, Panamá y Uruguay. Finalmente, el capítulo cuarto identifica lecciones aprendidas y mejores prácticas para el diseño de subastas de electricidad de origen renovable.



2. Opciones de diseño de las subastas de electricidad procedente de fuentes de energía renovable

En el año 2007 las renovables representaron globalmente el 19,5 % de la nueva capacidad de generación instalada. En el año 2015, el 53 % de la nueva capacidad instalada fueron proyectos de energías renovables (FS-UNEP, 2016). Como comentado en la introducción, la expansión de estas tecnologías ha sido posible gracias a la aplicación de políticas y mecanismos de apoyo. Entre las motivaciones de los gobiernos para la promoción de las renovables se encuentran: promover un sistema energético más sostenible, consecución de los objetivos en materia de reducción de gases de efecto invernadero, incrementar la seguridad energética, la creación de empleo o el desarrollo económico local (IPCC, 2011).

Los mecanismos de apoyo puestos en marcha por los gobiernos tienen como finalidad proporcionar seguridad a las inversiones. En este sentido garantizar una tarifa para la venta de la electricidad generada ha resultado ser apoyo más eficiente y eficaz (IPCC, 2011).

Frente al establecimiento de la tarifa de forma administrativa (feed-in tariff), la utilización de las subastas para determinar el precio de compra de la electricidad de origen renovable, tiene como motivación principal promover la reducción del coste, tanto del mecanismo de apoyo, como de la tecnología, fomentando la competencia entre desarrolladores de proyectos.

Con la creciente experiencia en el diseño de subastas de energías renovables las mismas se vuelven cada vez más sofisticadas y se adaptan para la consecución de objetivos secundarios tales como: desarrollo económico local y creación de empleo; integración de la generación variable en la red; promover la diversidad de actores; distribución geográfica, reducción de gases de efecto invernadero.

En este capítulo, se describen las principales opciones de diseño de las subastas de electricidad de origen renovable, así como otros aspectos que enmarcan la implementación de las mismas y su influencia en el resultado. Por último, se presentan las opciones de diseño utilizadas más habitualmente para la consecución de objetivos secundarios, más allá de la compra de la electricidad al menor precio.

2.1. Metas en materia de energía renovable

Uno de los pilares para el desarrollo a gran escala de las energías renovables es el establecimiento de metas, a medio y largo plazo, realistas pero ambiciosas. Así, las subastas se suelen enmarcar en la consecución de estos objetivos cuantitativos. Por ejemplo, Brasil tienen objetivos indicativos de capacidad a instalar en el Plan Decenal



de Expansión de Energía (PDEE) o, en el caso de Argentina, cumplir con el Plan de Energías Renovables (RenovAR) que propone una aportación de las renovables en generación eléctrica del 8 % en 2018 y del 20 % en 2025.

El diseño ad hoc de las subastas para la consecución de unas metas a largo plazo redundará en la confianza de los promotores, fomentando una mayor competencia y eficiencias dinámicas.

2.2. Regularidad y periodicidad de las subastas

La participación en las subastas puede tener un significativo coste de transacción, incluyendo el coste de entrada en los mercados, y necesita de un mínimo grado de desarrollo de los proyectos para preparar la oferta. Si las subastas no forman parte de un proceso periódico y son percibidas como puntuales, se incrementa el riesgo de los promotores, reduciendo su participación, e incrementando el precio final (del Río & Linares, Rethinking auctions for renewable electricity support, 2015).

En el caso de México, se establecen subastas de periodicidad anual. Aunque no esté establecido de manera formal, Brasil ha ejecutado subastas regularmente desde el 2009. Perú ha ejecutado cuatro subastas de renovables en los últimos cinco años. En estos casos se observa como estos países se han beneficiado de una eficiencia dinámica propiciada, entre otros aspectos, por la curva de aprendizaje de las empresas y un incremento del número de éstas participando en las subastas.

2.3. Actores y responsabilidades

La implementación de las subastas requiere de capacidades institucionales, humanas, técnicas y financieras por parte de la administración, lo que implica la participación de diferentes organismos.

Para favorecer la implementación y garantizar la transparencia tiene que existir una claridad legal en las responsabilidades de los actores implicados.

2.4. Tipo de subasta

Atendiendo al proceso, las subastas se pueden clasificar en: sobre cerrado, dinámica e híbrida.

Subasta en sobre cerrado. La subasta en sobre cerrado es aquella en la que los postores presentan su oferta en una sola ocasión y todas las ofertas se conocen (apertura de los sobres) de manera simultánea.

Subasta dinámica. Los postores conocen las ofertas de su competencia y pueden modificar la suya mientras la subasta está abierta. La subasta dinámica puede ser:



- Ascendente (inglesa), que parte de un precio de reserva y consiste en que los postores vayan presentando precios ascendentes, ganando quien ofrezca el precio mayor;
- Descendente (holandesa) que se inicia con un precio determinado (techo), los oferentes ofrecen cantidad de producto, que no pueden cambiar en sucesivas rondas, a ese precio, y el subastador va bajando el precio por ronda, los oferentes van retirando sus pujas. El subastador acaba la subasta cuando la cantidad de producto ofrecida en las pujas es igual a la deseada. Ganan los postores que mantiene sus pujas hasta el final.

Subasta híbrida. La subasta se puede hacer en dos fases combinando una fase en sobre cerrado con una fase dinámica:

- En sobre cerrado + dinámica (Round Robin). Los interesados hacen sus ofertas en sobre cerrado y luego el subastador comunica a los postores cual es la oferta que se está adjudicando en esos momentos. Después de dicha comunicación, los participantes pueden tratar de mejorar la oferta o abandonar la subasta;
- Descendente + sobre cerrado. En la primera fase, subasta dinámica descendente, los participantes ofertan una cantidad a un 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 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 pujas 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 por los postores. La segunda fase es una subasta en sobre cerrado en la que solo 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.

La mayor parte de las subastas de energías renovables en ALC son del tipo en sobre cerrado. La principal excepción es Brasil, que ha puesto en marcha un sistema híbrido, con una primera fase descendente seguida de una subasta en sobre cerrado.

Las subastas en sobre cerrado son sencillas tanto de implementar, por parte de las instituciones, como de participar por parte de los promotores. Frente a las subastas dinámicas, en las que la selección de los oferentes se realiza con el único criterio del precio, las subastas en sobre cerrado permiten evaluar y clasificar las propuestas no solo por el precio, pero de acuerdo a otros criterios.

Cuando no se tiene ninguna indicación de cuanto puede ser el precio de mercado, las subastas en sobre cerrado tiene la dificultad de la necesidad de establecer un precio techo que prevenga la adquisición de la electricidad de origen renovable a precios muy elevados por falta de competencia. En estos casos se han aplicado subastas



híbridas con una primera fase dinámica descendente, para el descubrimiento de los precios, seguida de una subasta en sobre cerrado, siendo el precio techo de la subasta en sobre cerrado el resultado de la fase descendente.

2.5. Objeto de la subasta

En las subastas, las empresas compiten por hacerse adjudicatarias de un contrato para el suministro de energía, garantía de potencia o ambas. Determinar el objeto de la subasta implica a su vez la consideración de varias decisiones claves:

2.5.1. Determinación de la cantidad

Brasil y Perú tienen la experiencia de subastas con precios altos por poca competencia debido a que establecían grandes volúmenes de contratación (del Río, Haufe, Wigan, & Steinhilber, 2015). Por otro lado, la subasta de un volumen pequeño de capacidad, en relación con el potencial del mercado, ha dado como resultado ofertas extremadamente temerarias, y por lo tanto una tasa de realización de proyectos muy baja (del Río, 2016).

2.5.2. Energía vs capacidad

Otro aspecto es determinar si el volumen a subastar vendrá definido en energía o capacidad. Aunque lo que se venda sea energía, el volumen de la subasta puede establecerse en una cantidad de capacidad. En este caso el riesgo de la variabilidad de la generación recae en el comprador. Cuando los volúmenes se establecen en una cantidad de energía, por lo general se obliga al desarrollador del proyecto a estimar la misma de una manera más precisa.

2.5.3. Características del acuerdo de compra de electricidad

Las decisiones en cuanto a: la duración del contrato, la divisa, la actualización en el tiempo o el responsable de satisfacer los pagos, entre otros aspectos son críticos para poder preparar una oferta competitiva. Es más probable alcanzar una financiación óptima con contratos de largo plazo, denominados en US\$ e indexados con la inflación. Todos los detalles del futuro Acuerdo de Compra de Electricidad (PPA; Power Purchase Agreement) deben de ser conocidos de antemano.

2.5.4. Otras consideraciones

El objeto de la subasta solo es posible establecerlo con un buen conocimiento tanto del sistema eléctrico como del mercado nacional. El volumen ofertado debe estar relacionado con los objetivos de introducción de las renovables a medio y largo plazo. La introducción de las energías renovables implica un aumento de la generación



variable en el sistema, el objeto de la subasta debe de establecerse pues, teniendo en cuenta las necesidades de generación de respaldo y de infraestructuras de transmisión para gestionar esa variabilidad.

A su vez, se debe de tener en cuenta el grado de desarrollo del mercado, la existencia de empresas y tecnologías, particularmente en mercados con un número limitado de promotores y proveedores locales de energía renovable.

2.6. Origen de los fondos

El coste de los contratos de energía renovable se puede trasladar a la tarifa eléctrica (a los consumidores) o ser financiado por el gobierno, principalmente por medio de los presupuestos generales del Estado. Otras opciones menos habituales son la aplicación de una tasa o la captación de fondos de donantes.

La credibilidad del origen de los fondos es crítica para obtener ofertas más competitivas y para cerrar la financiación de los proyectos lo que redundará en mayores tasas de proyectos realizados.

En el caso de repercutir el coste en la tarifa, la credibilidad recae en la empresa distribuidora. En el caso de que los fondos provengan del gobierno, los promotores tienen en cuenta el riesgo país.

Repercutir el coste directamente en la tarifa al consumidor final es la opción más utilizada en ALC.

2.7. Tecnologías elegibles

La subasta puede ser para una sola tecnología, para un grupo de tecnologías o tecnológicamente neutra. En el 2016, las subastas celebradas en Perú fueron específicas para cada tecnología renovable (eólica, fotovoltaica, PCH, biogás), la primera subasta de largo plazo de México fue para las tecnologías renovables y la de Chile tecnológicamente neutras.

Las subastas específicas por tecnología tienen la ventaja de que permiten planificar la diversificación del suministro (del Río, Haufe, Wigan, & Steinhilber, 2015). Las subastas neutras tienen la ventaja de una mayor competencia y reducción del coste. Hay evidencias de que la participación de las renovables en subastas neutras en Brasil ha reducido las pujas de los ciclos combinados (Cunha, Barroso, & Bezerra, 2014).



2.8. Tamaño de los proyectos

De manera general debido a las economías de escala, a mayor tamaño menor costo. Así pues, basándose puramente en términos económicos no debería de limitarse el tamaño de los proyectos.

En muchos casos, las limitaciones de tamaño vienen dadas por otros factores como: la infraestructura (capacidad de la red para admitir generación variable), impacto social (evitar el rechazo a los macro proyectos), impacto medioambiental (migración de aves, impacto paisajístico), institucionales (relativas a las competencias que sobre los proyectos de energía tiene las autoridades: locales, regionales, nacionales).

En el caso de Uruguay la limitación del tamaño de proyectos eólicos a 50 MW tenía el objetivo de favorecer la dispersión, facilitando la integración en la red y distribuyendo los beneficios socioeconómicos. En este respecto, de manera general, los proyectos de gran tamaño solo pueden ser promovidos por grandes empresas o consorcios, reduciendo así la diversidad de actores y la participación local.

En Panamá, aunque las subastas no imponen capacidad máxima a las centrales mini hidroeléctricas, éstas suelen hacerse de 10 MW que es el límite para acceder a exenciones fiscales.

2.9. Ubicación específica vs neutra

Es frecuente hacer un ejercicio de zonificación para priorizar el desarrollo de las mismas donde está el recurso, la evacuación es posible y la aceptación social gestionable.

En algunos casos la ubicación está ligada a la naturaleza del proyecto, como en la eólica marina donde se identifica previamente el emplazamiento a desarrollar, o los proyectos a partir de residuos sólidos urbanos (RSU) que están ligados a las infraestructuras de gestión de los residuos. Otro caso son los proyectos estructurales de grandes hidroeléctricas en Brasil.

Para facilitar los trámites administrativos y disminuir los riesgos, relativos al potencial del recurso renovable y de variabilidad del mismo, se han dado casos de subastas con emplazamientos concretos tal ha sido el caso de la experiencia de leasing eólico en Uruguay (ver caso de estudio) o el programa “scaling solar” en Zambia y Senegal.

Finalmente, si bien no se determina de manera directa un emplazamiento, es frecuente el establecimiento de límites de capacidad por nodos del sistema eléctrico para evitar congestiones, promover la dispersión y facilitar la integración de la energía en el sistema.



2.10. Instalaciones nuevas vs existentes

En la mayoría de los casos la subasta de renovables se diseña para financiar nuevas instalaciones, pero puede darse el caso que se subasten volúmenes de electricidad y puedan participar instalaciones existentes o incluso que sean subastas en que se permita (o fomente) la repotenciación de instalaciones existentes.

2.11. En presencia vs telemática

Las subastas por medios telemáticos eliminan las limitaciones físicas de las subastas tradicionales, tales como: la distancia geográfica, de tiempo y, de espacio. Por ello, las subastas telemáticas aumentan el público objetivo y disminuyen los costes de transacción.

2.12. Precalificación

Una de las medidas adoptadas para garantizar la seriedad de las ofertas ha sido la realización de una fase de precalificación de las empresas que desean participar. Los promotores responden a una expresión de interés donde deben de certificar su reputación técnica y financiera. Posteriormente solo una lista corta de empresas consideradas idóneas es invitada a participar en la subasta.

2.13. Requisitos exigidos a las ofertas

Aunque no exista una fase de precalificación de oferentes, las ofertas suelen requerirse en dos sobres, conteniendo uno de ellos la oferta económica y el otro, información relativa a:

- Aspectos legales y administrativos.
- Reputación técnica. Normalmente se exige, o experiencia en proyectos similares y/o, cualificación específica del personal que estará a cargo del proyecto.
- Reputación financiera.
- El proyecto: medición del recurso, estudio de red, aprobación de la conexión, estudios de impacto ambiental, equipos con características específicas, oferta en firme de suministro de equipos; contratos de arrendamiento del suelo, etc.

Cuanto mayor son los requisitos de reputación técnica de la empresa y de grado de desarrollo del proyecto mayor es la seriedad de la oferta, aumentando las posibilidades de que el proyecto se lleve a cabo, pero menor es la competencia durante la subasta.



2.14. Contenido local

El diseño de la subasta puede perseguir otros objetivos políticos no energéticos como maximizar la creación de empleo local, el desarrollo de una nueva industria o potenciar la existente. Una de las medidas habituales para perseguir dichos objetivos es el establecimiento de una cláusula de contenido local. Las cláusulas de contenido local establecen un porcentaje de bienes y servicios adquiridos a proveedores nacionales. Este porcentaje puede ser un mínimo obligatorio, puede ser voluntario y tenerse en cuenta en la evaluación multi-criterio de las ofertas o primando el precio final de la electricidad contratada.

Uruguay exige que la componente nacional de la planta debe tener un mínimo de 20 %, primando en el precio a las que superen dicho porcentaje. En casos como en Argentina o Brasil, las cláusulas de contenido local se aplican a la hora de otorgar otros mecanismos de apoyo para el proyecto tales como: financiación bonificada o garantías financieras.

2.15. Información suministrada

Toda la información necesaria debe de estar incluida en las bases de la licitación. Para desincentivar la participación de mediadores, se suele cobrar un precio relativamente alto por adquirir las bases de la subasta.

Para facilitar el proceso de elaboración de las ofertas, reduciendo el coste administrativo y facilitando una mayor participación, lo habitual es que exista un portal con la información de la subasta en curso, de anteriores subastas y de los trámites administrativos. Ejemplos de esto son los sitios de internet de los reguladores de Brasil (ANEEL) y Perú (OSINERGMIN).

Además, para facilitar el trabajo de elección del emplazamiento y estimación del recurso eólico, Uruguay puso a disposición el resultado de una campaña de medidas de recurso eólico.

Para aumentar la transparencia y promover la participación es común hacer publicidad internacional de las subastas e incluso organizar jornadas informativas para la aclaración de dudas.



2.16. Criterio de selección de proyectos ganadores

El establecimiento de la orden de mérito para la selección de los proyectos se puede hacer:

- Solo en función del precio.
- Aplicando un factor corrector al precio. La aplicación de un factor para establecer la clasificación no implica que el precio del contrato vaya a ser diferente del ofertado.
- Multi-criterio. Diferentes criterios como precio, desarrollo industrial, fomentar la diversidad de actores, etc. tienen un método de valoración y una ponderación que determinan una puntuación final para cada proyecto.

En contra de seleccionar los proyectos solo en función del menor precio, la aplicación de un factor corrector al precio o una valoración multi-criterio, permiten perseguir otros objetivos diferentes al de contratar electricidad de origen renovable al menor precio. En Argentina, con la aplicación de un factor se prima la puesta en marcha temprana de los proyectos. En México los factores de corrección del precio priman a los proyectos situados en nodos con costes de generación mayores.

En las valoraciones multi-criterio, cada criterio deberá de ir acompañado de un método de valoración y un peso de ponderación para poder obtener una puntuación final. Los criterios, su valoración y su ponderación deben de estar muy claros para evitar valoraciones subjetivas. En cualquier caso, suele disminuir la percepción de transparencia con la aplicación de métodos multi-criterio (del Río, Haufe, Wigan, & Steinhilber, 2015).

La Tabla 3 agrupa criterios y sub-criterios utilizados para la valoración de ofertas en subastas de energías renovables.



Tabla 3: Criterios de evaluación en subastas de renovables.

Fuente: Elaboración propia.

Criterio	Sub-criterio
Precio	
Viabilidad financiera	Porcentaje de financiación necesaria asegurada. Ratio deuda/ recursos propios. Participación de capital público.
Reputación técnica	Proyectos similares ejecutados con éxito Proyectos similares ejecutados con éxito en el país/ región Experiencia del personal
Desarrollo Industrial	Inversiones directas en la industria de energías renovables. Inversiones indirectas en la industria. Valor añadido del desarrollo industrial. Sostenibilidad del desarrollo industrial.
Generación de empleo	Empleo directo generado en el proyecto. Empleo indirecto inducido por el proyecto. Empleo directo generado en el desarrollo industrial. Empleo indirecto inducido en el desarrollo industrial.
Desarrollo social	Porcentaje de capital de ciudadanos locales. Porcentaje de personal cualificado local. Porcentaje de personal femenino.
Integración en la red	Gestión técnica. Potencia firme. Almacenaje. Control de reactiva. Participación en regulación de frecuencia. Emplazamiento (nudo de red). Pérdidas asociadas a la transmisión.
Innovación	Inversión en investigación y desarrollo. Uso de sistemas de almacenamiento.
Impacto medioambiental	Plan de rehabilitación del emplazamiento. Integración de la instalación en el medio. Balance de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Aplicación de normas ISO.
Entrada temprana	Fecha esperada de puesta en marcha. Calendario de ejecución de obras. Grado de avance en la consecución de los trámites administrativos. Valoración positiva de proyectos que tenga la aprobación de impacto ambiental.
Diversidad de actores	Proyectos centralizados vs descentralizados. Porcentaje de capital de ciudadanos locales.



2.17. Determinación del precio final

Existen varios enfoques para determinar el precio final a otorgar a las ofertas ganadoras por la venta de la electricidad:

- **Pay as bid.** Las ofertas ganadoras reciben el precio solicitado. Es el criterio más comúnmente utilizado.
- **Precio uniforme.** Todas las ofertas seleccionadas reciben el mismo precio. Habitualmente suele ser o el de la última oferta aceptada o la primera descartada.
- **Aplicación de un factor.** En el caso de Uruguay, una vez seleccionadas las ofertas ganadoras existe una prima en el precio para las ofertas que presenten mayores porcentajes de contenido local que los mínimos obligatorios.

2.18. Precios máximos (techo)

Para limitar el riesgo de que el precio de la electricidad contratada en la subasta sea muy alto, se suele establecer un precio máximo (techo) a partir del cual no se admiten las ofertas.

El reto consiste en determinar el precio techo. Un precio techo muy bajo y conocido reduce el número de ofertas, las cuales se concentran en el precio techo. Con un precio bajo y no conocido, pocas o ninguna oferta califica. Precios altos desincentivan la competencia.

Respecto a la publicación o no del precio techo, la no publicación aumenta la competencia, pero choca en muchos casos con las legislaciones de licitaciones públicas que exigen por motivos de transparencia publicar los mismos.

2.19. Oferta mínima y cláusula de nulidad

Es común que todos los países tengan cláusulas de salvaguarda que permitan declarar nulas las subastas si se considera el resultado perjudicial.

Además, para fomentar y asegurar un mínimo de competencia, se puede establecer un número mínimo de veces que la oferta debe de superar a la demanda para proceder a la adjudicación. Otra posibilidad es, establecer un número mínimo de ofertas necesarias de oferentes diferentes.



2.20. Garantías

La principal crítica al sistema de subastas es la baja eficacia (cancelación y retrasos en los proyectos), debido en parte a la presentación de ofertas temerarias (muy ajustadas en precio), con poco margen de maniobra en caso de contratiempo. Las garantías financieras reducen la competencia, pero aumentan la eficacia. Son necesarias ya que son el principal instrumento para promover la correcta puesta en marcha y funcionamiento de los proyectos:

- **De seriedad de oferta.** Se ejecuta en caso de que una oferta adjudicada no firme el contrato.
- **De impugnación.** Se establece para evitar retrasos por la impugnación injustificada del resultado de la subasta.
- **De fiel cumplimiento o construcción.** Se ejecuta en caso de que una vez firmado el contrato no se realice el proyecto o se demore en exceso.
- **De desmantelamiento.** En Uruguay parte de la garantía de fiel cumplimiento es retenida durante la vida del proyecto para asegurar el correcto desmantelamiento.

Existe extensa experiencia en el establecimiento de estas garantías. Normalmente son un fijo por unidad de energía o capacidad, o proporcional a la inversión esperada.

2.21. Sanciones por incumplimiento o retrasos

Las sanciones son necesarias para aumentar la seriedad de las ofertas. Entre las más habituales se encuentran:

- Ejecución de las garantías financieras.
- Multa económica.
- Suspensión temporal del derecho, o declaración de no apto, a participar en licitaciones públicas.
- Posibilidad de terminar el contrato si se producen retrasos en la puesta en marcha.
- En caso de déficit en la generación obligación de comprar la energía faltante.
- Reducción de la tarifa percibida.



2.22. Opciones de diseño para la consecución de objetivos secundarios

Las subastas son el mecanismo apropiado para identificar los precios de mercado. Además de para conseguir los precios más baratos, las subastas pueden diseñarse para la consecución de objetivos secundarios, normalmente en detrimento de aumentar los precios de compra de la electricidad de origen renovable.

La Tabla 4 resume, para los principales objetivos secundarios perseguidos en subastas de electricidad de origen renovable, posibles opciones de diseño de las subastas que favorecen su consecución.

Tabla 4: Opciones de diseño y objetivos secundarios.
Fuente: Elaboración propia.

Desarrollo industrial y generación de empleo
Requisitos exigidos a las ofertas. Aceptar solo las ofertas que puedan demostrar un mínimo de contenido local o/y de empleados cualificados.
Criterio de selección de proyectos ganadores. Realizar la orden de mérito de las ofertas con un sistema multi-criterio donde se puntúe el impacto en el desarrollo industrial y la generación de empleo.
Integración de generación variable en la red
Objeto de la subasta: Determinación de la cantidad. Limitar la capacidad por nodos eléctricos.
Tamaño de los proyectos. Limitar el tamaño máximo de los proyectos.
Requisitos exigidos a las ofertas. Requisitos técnicos de los equipos a instalar. La aprobación administrativa del punto de conexión.
Determinación del precio final. Establecer el precio final a pagar con un fijo más una prima en función del precio de mercado que incentive la correlación entre oferta y demanda.
Criterio de selección de proyectos ganadores. Realizar la orden de mérito de las ofertas con un sistema multi-criterio donde se valore la integración de electricidad variable en la red tales como incorporar almacenamiento, emplazamiento en zonas favorables, etc.
Diversidad de actores
Objeto de la subasta. Determinación de la cantidad. Reservar parte de la cantidad a subastar para un colectivo concreto de actores tales como proyectos de cooperativas o comunitarios.



Precalificación. Criterios de precalificación adaptados al tipo de actor. En la precalificación se exige demostrar una reputación técnica y financiera, lo que deja fuera a proyectos comunitarios locales y de desarrolladores pequeños, por no contar con una experiencia comparable a las grandes empresas desarrolladoras de proyectos.

Criterio de selección de proyectos ganadores. Realizar la orden de mérito de las ofertas con un sistema multi-criterio adaptado a diferentes actores.

Criterio de selección de proyectos ganadores. Limitar el número de proyectos, de MW o de MWh a adjudicar a un actor.

Determinación del precio final. Después de identificados los proyectos ganadores, otorgar al mismo el precio de la oferta más cara aceptada a los proyectos de los actores que se quieran favorecer.

Garantías financieras. Garantías financieras adaptadas a cada actor. Las altas garantías financieras son uno de los principales obstáculos para la participación de pequeños desarrolladores de proyectos, establecer las mismas en función del tipo de actor favorece la diversidad.

Diversidad de geográfica

Objeto de la subasta. Determinación de la cantidad. Asignar la cantidad total a subastar en cuotas geográficas.

Ubicación. Especificar de antemano los emplazamientos o zonas donde deben ubicarse los proyectos.

Criterio de selección de proyectos ganadores. Aplicar un factor corrector en función de la ubicación para establecer la orden de mérito.

Criterio de selección de proyectos ganadores. Establecer un sistema multi-criterio de valoración donde la ubicación sea un criterio.

Determinación del precio final. Establecimiento posterior de una prima sobre el precio ofertado en función de la generación efectiva de los proyectos y que aumente los ingresos de los proyectos con menos recurso energético.

Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

Requisitos exigidos a las ofertas. Establecer un criterio de reducción mínima de emisiones por proyecto y exigir un estudio del mismo.

Criterio de selección de proyectos ganadores. Establecer un sistema multi-criterio de valoración donde un criterio sea la reducción de gases de efecto invernadero.

En cualquier caso, la consecución de un objetivo secundario requiere de unos requisitos mínimos para que el diseño de la subasta tenga el efecto deseado. Por ejemplo, la obligación de contratación de personal local para favorecer la creación de empleo, requiere de la existencia de un sistema educativo y de formación que provea al mercado de personal cualificado. La diversidad geográfica solo será posible si existen las mínimas infraestructuras de logística y transmisión en las zonas a favorecer.



3. Casos de estudio

3.1. Selección de casos de estudio

Dos de los países seleccionados son en América del Sur: Brasil y Uruguay, y uno de Centroamérica: Panamá. Los tres países tienen al menos cinco años de experiencia en la implementación de subastas como principal mecanismo de apoyo a la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable.

La Tabla 5 presenta un resumen de los principales indicadores del contexto socio-económico de los tres países.

Tabla 5: Indicadores del contexto socio-económico: Brasil, Panamá y Uruguay.

Fuente: Elaboración propia a partir de diversas fuentes.

Indicador	Año	Unidad	Brasil	Panamá	Uruguay
Población	2015	Millón de habitantes	207.8	3.9	3.3
Población urbana	2015	%	86	65	94
Superficie		km ²	8,515,770	78,569	176,215
PIB	2015	millones US\$	1,775,000	52,130	53,443
PIB per cápita	2015	US\$ per cápita	8,539	13,268	16,264
Crecimiento PIB	2015	%	-3.8	5.8	1.0
Facilidad para hacer negocios	2015	Clasificación	116/189	69/189	92/189
Desarrollo humano	2014	Índice IDH (clasif.)	0.755 (75°)	0.780 (60°)	0.793 (52°)

La Tabla 6 presenta una comparativa de la capacidad de generación instalada en los tres países. Todos tienen altos porcentajes de generación renovable, principalmente de hidráulica y biomasa. Al mismo tiempo han promocionado, por medio de subastas, la incorporación a gran escala en los últimos años de la energía eólica y, en menor medida, de la fotovoltaica.



Tabla 6: Capacidad instalada a diciembre de 2015: Brasil, Panamá y Uruguay.

Fuente: Elaboración propia a partir de diversas fuentes.

Tecnología	Brasil (MW)	Panamá (MW)	Uruguay (MW)
Térmicas de combustibles fósiles	26,307 (19.1 %)	1,202 (37.0 %)	1,130 (29.0 %)
<i>Gas natural</i>	12,428		
<i>Derivados de petróleo</i>	10,114	1,082	1,130
<i>Carbón</i>	3,612	120	
<i>Resto</i>	153		
Nuclear	1,990 (2.5 %)		
Renovables	112,561 (78.4 %)	2,032 (63.0 %)	2,722 (71.0 %)
<i>Hidroeléctrica</i>	91,650	1,726	1,562
<i>Biomasa</i>	13,257		200
<i>Eólica</i>	7,633	252	900
<i>Fotovoltaica</i>	21	54	43
Total	140,858	3,234	3,852

Como comentado en el capítulo de introducción, ALC es pionera en el uso de las subastas para promover la inclusión de las renovables a la matriz energética. A lo largo del año 2016, la cuarta subasta de renovables en Perú, la primera de largo plazo en México y la primera del programa RenovAR en Argentina han atraído la máxima atención de las principales compañías energéticas internacionales. Estos tres casos se analizan a continuación de los casos de estudio de Brasil, Panamá y Uruguay.

El éxito en el desarrollo a gran escala de las energías renovables en un número creciente de países demuestra que no depende tanto de un instrumento de apoyo (subastas), si no de la existencia de un "ambiente propicio", que implica una capacidad mínima institucional, regulatoria, de recursos humanos, financiera, y de infraestructura. Este "ambiente propicio" es específico de cada país, lo que hace difícil su comparación.

Parte del "ambiente propicio" es la existencia de medidas de apoyo adicionales que los países ponen a disposición de los proyectos ganadores tales como: subsidios a la inversión, financiación bonificada, garantías financieras, beneficios fiscales, etc. Estos apoyos son internalizados en las ofertas y se reflejan en el precio final, lo que hace difícilmente comparables subastas de diferentes países.

Con el objetivo, no solo de describir las subastas en cada país, pero de entender el contexto en el que tienen lugar, cada caso de estudio incluye: una breve introducción de la tendencia de las energías renovables en el país; marco regulatorio eléctrico; descripción de otros sistemas de apoyo a las energías renovables; resultado de las subastas; descripción del diseño de las subastas y, por último, discusión y lecciones aprendidas.



3.2. Brasil

3.2.1. Introducción

Las políticas energéticas puesta en marcha en Brasil han conseguido logros remarcables en tres pilares fundamentales: i) acceso universal a un suministro moderno de energía, ii) una matriz baja en carbono y iii) 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, 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 progreso 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 renovables 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 ALC (FS-UNEP, 2016). En el año 2015, Brasil fue el segundo país que más inversiones realizó en centrales hidroeléctricas, solo por detrás de China, y el cuarto en eólica por detrás de China, Estados Unidos de América (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 "Climascope", 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).

Según el índice RECAI, 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).

3.2.2. 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 participan 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 e, 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 Cámara de Comercialización de la Energía Eléctrica (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 Sistema Eléctrico Brasileño.

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	Estatad.	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 (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.



3.2.3. Sistemas de apoyo a las energías renovables

Los objetivos de capacidad instalada de energías renovables para producción eléctrica de Brasil se plantean dentro de los PDEE, actualizados por la Empresa de Investigación Energética (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, 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 Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA), basados en una tarifa regulada, determinada administrativamente (feed-in tariff). 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 debían adquirirse a proveedores brasileños, llegando al 60% en 2012. Actualmente, los promotores 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.



3.2.4. Sistema de subastas de Brasil

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 ACR (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).

3.2.5. 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-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 en Brasil.

Fuente: Elaboración propia a partir de ANEEL⁴.

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	81%				
		977	100		135	

⁴ 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) (%)
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%
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%

3.2.6. Descripción del sistema de subastas

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 solo 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; solo 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) de 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 -10 % y +30 % puede pasarse al año siguiente y en caso de que la producción:

- 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, el generador deberá pagarla 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 estimaba 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 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: 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 responsable⁵	La 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 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.

⁵ El Anexo I presenta una descripción del marco institucional del sistema eléctrico en Brasil.



Criterio de diseño	Descripción
	<p>Potencia nominal de los aerogeneradores, en caso de ser importados, de al menos 2.5 MW.</p> <p>Cantidad máxima de energía que las plantas eólicas pueden ofertar en la subasta (P90).</p>
Tipo de subastas.	<p>Híbrida:</p> <ul style="list-style-type: none">• Una primera fase de subasta dinámica descendente.• Una segunda fase de subasta en sobre cerrado.
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.



Criterio de diseño	Descripción
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 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 transfiere 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>

3.2.7. Resultados de las subastas para las tecnologías eólica y fotovoltaica

Subastas eólicas

Desde el año 2009 hasta la fecha, se han contratado más de 15 GW en un total de 600 proyectos de energía eólica en 16 subastas. 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 Brasil respecto 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



Tipo de subasta	Fecha	Capacidad contratada (MW)	Número de proyectos	Precio medio de los contratos (R\$/MWh)	Precio medio de los contratos (US\$/MWh)
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 promotores 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 tempranamente 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 (IRENA, 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 2 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 % inferior. 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 2: Precios y capacidades de las subastas eólicas en Brasil.

Fuente: (Bayer, 2016).



Otra consideración es la alta tasa de retrasos en la puesta en marcha de los proyectos. Solo 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 promotores 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 Brasil respecto a proyectos solares.

Fuente: Elaboración propia a partir 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 solo se espera que se desarrollen 210 MW (Spatuzza, 2016).

3.2.8. 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 PDEE, que da indicaciones claras a los promotores 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 poseen 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 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. Incremento de la competencia por la capacidad disponible.
- **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 conservadores 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 una autorización de 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).

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.



3.3. Panamá

3.3.1. Introducción

El sector eléctrico panameño a grandes rasgos se puede definir como sigue: (i) un parque de generación de 3,235 MW de capacidad, formado por plantas térmicas, hidráulicas de embalse, hidráulicas de pasada y, recientemente, parques eólicos y fotovoltaicos; (ii) la actividad de transmisión es realizada por la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) cuyo 100 % de las acciones son del Estado; y (iii) la distribución está organizada en áreas de concesión que no compiten entre sí.

En los últimos años, debido al auge de la economía panameña, las necesidades energéticas han aumentado considerablemente. Se prevé una tasa de crecimiento de la demanda eléctrica en el largo plazo de 6 %, lo que implica tener que duplicar el parque de generación cada 10 años.

Panamá, con la entrada en vigor de la Ley 6 de 1997, establece un sector de generación eléctrica liberalizado, abierto totalmente a la participación privada, y con un marco regulatorio claro.

Las empresas distribuidoras están requeridas a tener cubiertos diferentes porcentajes de la potencia y energía comercializada en el corto, medio y largo plazo. ETESA elabora los pliegos e implementa las subastas de electricidad. Los contratos son firmados entre los ganadores de la licitación y las empresas de distribución con el requerimiento.

La Secretaría Nacional de Energía (SNE), organismo rector en políticas energéticas, ha buscado incentivar el desarrollo de fuentes renovables y limpias mediante subastas específicas de eólica, fotovoltaica e hidráulica.

El apoyo a la generación a partir de fuentes de energías renovables no se limita a la firma de contratos con precio garantizado y cuenta con otras medidas de tipo fiscal, acceso a redes y balance neto entre otras.

Actualmente Panamá cuenta con el parque eólico más grande de Centroamérica con 270 MW instalados, varios parques fotovoltaicos superando los 40 MW de capacidad instalada, siendo el aporte de las energías renovables un 65 % de la generación del país.

El Plan Nacional de Energía 2015-2050 (PNE), elaborado por el gobierno y consensado con la sociedad civil panameña, plantea un escenario energético en donde deberán desarrollarse en gran medida las fuentes renovables en especial solar y eólica, así como la eficiencia energética y la generación distribuida. Igualmente, propone una sustitución de las centrales térmicas convencionales por centrales de gas natural que funcionarán como respaldo de potencia firme.

El indicador "Climascopio" que analiza el marco regulatorio y condiciones de inversión para las energías renovables situó, en 2015, a Panamá en la undécima plaza, entre los países de ALC (Fomin et al.; 2015). La misma fuente estima una inversión de 868 millones



de US\$ en energías renovables en el país en el año 2014 y una inversión acumulada en el periodo 2009 -2014 de 1,950 millones de US\$.

3.3.2. Marco regulatorio

El gobierno de Panamá desarrolló durante el año 2015 el "Plan Nacional de Energía 2015-2050, Panamá: El Futuro que queremos" bajo un esquema participativo de consulta extensa por diferentes actores de la sociedad civil, la academia, gremios empresariales, y representantes de pueblos originarios, entre otros. El mismo fue aprobado en el Decreto No. 34 de 29 de marzo de 2016 y publicado en la gaceta oficial No. 28003 de 5 de abril de 2016.

Uno de los principales ejes de dicho plan es la diversificación de la matriz energética con el mayor desarrollo de fuentes renovables y limpias. Ciertamente el Plan evoca a la *"necesidad de que el sistema energético se transforme en uno que haga menos uso de los combustibles fósiles. Esto significa hacer más uso de las energías renovables para cumplir con los retos que nos impone el cambio climático y la contaminación local"*.

La Ley 6 de 1997, regulada por el Decreto 22 de 1998, establece el régimen a que están sujetas las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, así como las actividades normativas y de coordinación consistentes en la planificación de la expansión, operación integrada del sistema interconectado nacional, regulación económica y fiscalización.

En lo que respecta a las subastas eléctricas, la Ley 6 de 1997 establece que las compras de energía y/o potencia se llevarán a cabo por medio de actos de licitación pública (subastas) como método de adquisición, y se le otorga a ETESA esta labor, para suplir los requerimientos de las empresas distribuidoras.

La SNE formula las recomendaciones a ETESA como gestor de compras, para la realización de subastas, quién a su vez elaborará los pliegos para la evaluación de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), de manera que se adapten a los nuevos requerimientos de una matriz energética.

A partir de la promulgación de la Ley 43 de 9 de agosto de 2012, que modifica la Ley 6 de 1997 (Ley Marco del Sector Eléctrico), se permitió realizar dichos actos de licitación para contratar energía procedente de una tecnología concreta o de un conjunto de ellas. Este procedimiento es denominado licitaciones por "pliegos de cargos especiales". Igualmente, la Ley 43 recoge una preferencia de un 5 % en el precio evaluado para las fuentes renovables, en cada uno de los subastas o licitaciones que efectúe para comprar energía y potencia, de tal manera que si el precio de la oferta de energía renovables es hasta un 5 % superior al de la convencional se deberá escoger la renovable.



Los “pliegos de cargos especiales” estarán sujetos a las directrices de política energética que establezca la SNE y tienen por objetivo realizar subastas por tipo de tecnología con la intención de diseñar la matriz eléctrica nacional.

Igualmente, existen Leyes especiales en las que se otorgan incentivos para el fomento de la generación hidroeléctrica, eólica, solar y biomasa, de tipo fiscal, de acceso a las redes y acceso al mercado. Además, desde el año 2008, Panamá cuenta con una Ley de balance neto para promocionar la generación distribuida a partir de fuentes renovables.

3.3.3. Sistemas de apoyo a las energías renovables

Uno de los principales ejes del PNE 2015-2050 es la diversificación de la matriz energética con el mayor desarrollo de fuentes renovables y limpias. Basado en este eje principal el Plan Operativo de Corto Plazo 2015-2019 establece una política de fomento a las fuentes renovables y limpias, consolidando en un solo marco normativo todas las fuentes renovables, definiendo reglas claras y buscando eliminar las distorsiones en los precios de la energía mediante la implementación de un impuesto al contenido de carbono, de manera que las fuentes renovables y el gas natural puedan competir en los procesos competitivos con las energías de origen fósil.

Además de las subastas específicas, existen otros apoyos al desarrollo de proyectos que utilicen fuentes renovables que van desde beneficios fiscales, tanto arancelarios como sobre la renta; de acceso a las redes, con exoneraciones del pago de tarifas de transmisión y distribución; y de acceso al mercado. La Tabla 12, presentada más adelante, recoge estos mecanismos de apoyo a las renovables.

Otro aspecto fundamental del PEN 2015-2050 es la promoción de la generación descentralizada a partir de fuentes renovables. A la fecha, noviembre 2016 existen aproximadamente 10 MW de autogeneración⁶ con pequeñas centrales renovables y limpias (balance neto). El balance neto empezó en Panamá en el año 2008 mediante la resolución AN No.2060-Elec de 10 de septiembre de 2008, posteriormente fue ampliada mediante la resolución AN No.3028-Elec de 22 de octubre de 2009, que establecía el procedimiento para la Interconexión de pequeños sistemas fotovoltaicos (PSF), no mayores de 10 kW. Todo esto fue modificado en la resolución AN No.5399-Elec de 27 de junio de 2012, que establecía y aprobaba el procedimiento para la conexión de centrales particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 kW a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica y que estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. Posteriormente, mediante la Resolución AN No. 10206-Elec de 11 de Julio de 2016, se aprobó el procedimiento para

⁶ Fuente: Secretaría Nacional de Energía



autoconsumo con fuentes nuevas, renovables y limpias, que no limita la capacidad a instalar, y que regirá a partir a partir del 1 de febrero de 2017.

El método usado para compensación establece que, en caso de registrarse una entrega neta de energía a la red, los pagos por dicha energía serán igual al costo promedio de las compras y contratos de las empresas distribuidoras. Se limita además la cantidad de energía remunerada a un máximo del 25 % de la energía en base a un análisis del histórico de consumo.

Igualmente, el gran auge de la generación distribuida, incita a pensar en la necesidad de fortalecer las redes de distribución, así como las normas regulatorias de manera que permitan el desarrollo de dichas fuentes sin perjudicar a los clientes regulados⁷. Bajo este mismo enfoque, los promotores de proyectos señalaban la necesidad de establecer criterios más adecuados de remuneración por los excedentes vertidos a la red de distribución.

⁷ Nota: Los clientes con autoconsumo actualmente no pagan los gastos asociados a la red de distribución ni de transmisión, sobre costo que, de no haber cambios, a la larga repercutirían sobre los clientes regulados que no puedan autoabastecerse.



Tabla 12: Sistemas de apoyo a las energías renovables en Panamá.

Fuente: Elaboración propia.

Tipo de Apoyo	Descripción	Fuente	Tamaño (MW)	Referencia
Fiscal				
	Para plantas particulares, exoneración de impuestos a la importación para los equipos y repuestos requeridos para la construcción y operación de las plantas.	Renovables	< 0,5	Ley 45 de 2004
	Exoneración de impuestos a la importación para los equipos y repuestos requeridos para la construcción y operación de las plantas.	Renovables	Cualquier potencia	Ley 45 de 2004
	Exoneración del impuesto de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes, así como del impuesto de traslado de bienes materiales y servicios, a las personas naturales o jurídicas que importan equipo destinado a generación eólica con la finalidad de comercializarlos; así como a equipos, máquinas, materiales, repuestos y demás que sean destinados para la construcción, operación y mantenimiento de las centrales eólicas.	Eólica	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011
	Exoneración del impuesto de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes.	Solar	Cualquier potencia	Ley 37 de 2013
	Exoneración del impuesto de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes, por un período de 10 años, a partir de la entrada en operación comercial.	Biomasa	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011
	Incentivo fiscal de hasta el 25 % del costo directo del proyecto (en base a las emisiones de CO2 equivalente que sean desplazados durante su período de concesión), aplicable al 100 % del impuesto sobre la renta durante los primeros 10 años de operación comercial.	Renovables	< 10	Ley 45 de 2004
	Incentivo fiscal de hasta el 25 % del costo directo del proyecto (en base a las emisiones de CO2 equivalente que sean desplazados durante su período de concesión), aplicable al 50 % del impuesto sobre la renta durante los primeros 10 años de operación comercial.	Renovables	> 10	Ley 45 de 2004
	Exoneración del Impuesto sobre la renta, por un período de 10 años, a partir de la entrada en operación comercial.	Biomasa	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011
	Crédito fiscal de hasta el 5 % del costo directo del proyecto por la obra civil que pase a ser de uso público.	Renovables	Cualquier potencia	Ley 45 de 2004
	Crédito fiscal aplicable al impuesto sobre la renta por un máximo del 5 % del valor total de la inversión directa en concepto de obras que se conviertan en infraestructura de uso público.	Eólica	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011



Tipo de Apoyo	Descripción	Fuente	Tamaño (MW)	Referencia
	Exoneración de todo gravamen impositivo nacional y municipal, por el término de 15 años, a las actividades de producción de equipamiento mecánico, electrónico, electromecánico, metalúrgico y eléctrico con destino a la fabricación de equipos de generación eólica en el territorio nacional.	Eólica	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011
	Exoneración del pago de licencia industrial, licencia comercial, aviso de operación, así como la tasa de control, vigilancia y fiscalización, impuestos y/o tasas municipales, por un período de 10 años, a partir de la entrada en operación comercial.	Biomasa	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011
	Método de depreciación acelerada del equipo destinado a la generación eólica.	Eólica	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011
Acceso a la red				
	Exoneración del pago de la tarifa de transmisión y de distribución.	Renovables	< 10	Ley 45 de 2004
	Exoneración del pago de la tarifa de transmisión por los primeros 10 MW durante los primeros 10 años de operación comercial.	Renovables	10 < MW < 20	Ley 45 de 2004
	Exoneración de cargos de distribución y transmisión cuando vendan en forma directa o en el mercado ocasional, por un período de 10 años, a partir de la entrada en operación comercial.	Biomasa	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011
Acceso al mercado				
	Pueden contratar directamente con cualquier empresa de distribución independientemente de donde esté ubicada la planta.	Renovables	< 10	Ley 45 de 2004
	Pueden vender energía en el mercado ocasional, vender su potencia firme a la distribuidora, a otro generador o distribuidor u ofertar en el mercado centroamericano.	Renovables	Cualquier potencia	Ley 45 de 2004



3.3.4. Descripción del sistema de subastas

Es obligación de las empresas distribuidoras tener el 100 % de su demanda contratada para los dos años siguientes, 90 % para los años 3-4 y así sucesivamente tal como se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13: Metas de contratación de las empresas distribuidoras en Panamá.
Fuente: Reglas de compra⁸.

Años corrientes	Obligación mínima de contratar (%)
1 – 2	100
3 – 4	90
5 – 6	80
7 – 8	70
9 – 10	60
11 – 12	50
13 – 14	40
15 – 21	30

Esta obligación mínima de contratar se refiere tanto a potencia como a energía. La potencia debe contratarse hasta cubrir la demanda máxima de generación (DMG) de las empresas de distribución eléctrica. Se subasta el número de MW (capacidad), de MWh (generación) o ambas (potencia y energía asociada), requeridos para cumplir con los objetivos de contratación anuales.

En las subastas estándar, todos los generadores compiten entre sí (fósiles y renovables). Como comentado, la ley 43 de 2012, que modifica la Ley 6 de 1997 de prestación del servicio de electricidad, permite la realización de subastas o licitaciones públicas mediante un “pliego de cargos especiales”. Esta modalidad permite diseñar licitaciones por tipo de tecnología como es el caso de la eólica o la fotovoltaica, o incluso un mix de tecnologías, según las directrices de política energética establecidas por la SNE.

Para la ejecución de una licitación, hay diversas instituciones responsables. La responsabilidad principal, recae sobre ETESA, que es por ley el agente gestor de la licitación y evaluador de ofertas. Sin embargo, no es firmante del contrato.

ETESA publica anualmente el informe de contrataciones basado en los requerimientos de los distribuidores y los resultados de las licitaciones previas. Estos documentos brindan

⁸ Reglas de Compra para el Mercado Mayorista de Electricidad, aprobadas mediante Resolución AN No. 991-Elec de 11 de julio de 2007 y sus modificaciones



una idea de los faltantes de energía y potencia para cumplir con los mínimos obligatorios. Sin embargo, no existe un cronograma definido de las subastas.

Para lograr las contrataciones, ETESA convoca la subasta. Los pliegos deben ser aprobados por la ASEP como ente fiscalizador de las actividades del sector facultado para establecer criterios y procedimientos para los contratos de venta de energía y potencia.

Información tal como los requisitos administrativos, estudios necesarios para obtener el acceso a la red o requisitos para la licencia definitiva, así como pliegos de otras licitaciones, precios de spot y características del mercado son públicos y se pueden obtener en los sitios de internet de la ASEP y ETESA.

De manera genérica para cualquier subasta, a las empresas participantes se les exige contar con una licencia o concesión (ya sea definitiva o temporal) para la generación de electricidad o estar tramitándola (de acuerdo a lo que indique el pliego). Este procedimiento se lleva a cabo en la ASEP, en donde:

- Para la obtención de una licencia de generación temporal, se solicita, entre otros tener una empresa constituida en el país, demostrar un número mínimo de años trabajando en el sector y solvencia financiera.
- Para la obtención de una licencia de generación definitiva, el agente deberá tener aprobado el estudio de impacto ambiental. El mismo debe ser presentado ante el Ministerio de Ambiente, poseer viabilidad de conexión, entre otras características propias del proyecto.

Recientemente, para la obtención de la licencia, se ha agregado una "fianza de construcción" y otra fianza de "cumplimiento" que no forman parte de las garantías de la subasta, sino de los requisitos para obtener la licencia.

La fianza de construcción tiene una cuantía del 10 % de la inversión necesaria para la nueva planta a instalar, la cual debe basarse en costos internacionales de plantas de generación de acuerdo a la tecnología empleada. Dicha fianza debe estar vigente hasta que finalice la construcción del proyecto, fecha en la que será devuelta al licenciatario.

La fianza de cumplimiento de la licencia garantizará el fiel cumplimiento de la construcción y operación de las centrales de generación eléctrica. Los montos asignados de dicha fianza para los proyectos por tipo de tecnología son:

- Eólica 500 US\$/MW nominal o fracción a instalar.
- Gas Natural 2,000 US\$/MW nominal o fracción a instalar.
- Fotovoltaica 2,000 US\$/MW nominal o fracción a instalar.

Además de las fianzas que cualquier generador debe satisfacer para obtener la licencia, para la participación en las subastas, con el fin de garantizar la firma del contrato se exige una garantía de seriedad de oferta, usualmente han sido entre 7,000



y 10,000 US\$/MW de potencia ofrecido. Sin embargo, en la licitación realizada el 17 de noviembre de 2016, se solicitó 25,000 US\$/MW de potencia firme ofertada.

Con el fin de garantizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas en el contrato, se deberá entregar a la firma del mismo una garantía de fiel cumplimiento. Esta garantía servirá para compensar los sobrecostos de la tarifa de los clientes regulados en caso de incumplimiento del oferente. Su valor se propone como una fórmula que tiene en cuenta entre otras variables la potencia equivalente adjudicada y el precio ofertado.

Igualmente, el comprador (distribuidoras) deberá presentar una garantía de pago, válida durante el periodo de duración del contrato, la cual se calcula como el 70 % de la potencia mensual⁹ máxima ofertada al precio ofertado, y está dedicada a cubrir un posible incumplimiento en los pagos al generador.

Para las energías renovables, la responsabilidad de la determinación del recurso recae enteramente sobre el inversionista o desarrollador, ya que no hay un organismo público que ponga a disposición mapas de los recursos.

Debido a que el sector eléctrico panameño funciona como un mercado abierto a la inversión, no se discrimina partes del territorio ni se priorizan zonas. La ubicación de la planta queda en manos meramente del inversionista o desarrollador del proyecto.

Así como no hay preferencia en el sitio para desarrollar un proyecto, no hay límite máximo al tamaño de los proyectos que un inversionista desee desarrollar. La única restricción se basa en la aprobación del estudio de impacto ambiental que se debe proporcionar al Ministerio de Ambiente. Además, para las subastas de centrales de embalse, se exigía un embalse de regulación mayor de 90 días.

En la mayoría de las subastas realizadas no se ha discriminado si la instalación debe ser nueva o existente. En subastas destinadas a robustecer el sistema con la adición de potencia firme, por razones de posible enfrentamiento a fenómenos climáticos en donde se solicita una adición de potencia firme en un periodo de tiempo cercano, las repotenciaciones y/o centrales nuevas de combustibles fósiles que se pueden construir rápidamente tienen una ventaja competitiva.

Todas las subastas de energía en Panamá se anuncian en la página web del agente gestor, en este caso ETESA. Las bases de la licitación se deben comprar en ETESA a un costo de US\$ 50.

⁹ Todas las propuestas deben desglosar la oferta de energía mensualmente para todo el periodo de duración del contrato.



La subasta es del tipo en sobre cerrado (sealed-bid). Los promotores de proyectos presentan sus ofertas de precio y montos de potencia y/o energía ofertados. Concluido el plazo de recepción, todos los sobres son abiertos ante los participantes de la licitación.

Desde la modificación de la Ley 6 de 1997 mediante la Ley 57 de 2009, donde se otorga a ETESA la facultad de ser el agente gestor, no se han encontrado casos en que no se presentaran oferentes. Sin embargo, el agente gestor puede, en dicha singularidad, decretar la licitación desierta. Igualmente, si se diese el caso de precios muy por encima de lo referenciado, podría decretarse ofertas onerosas y no adjudicarse la licitación.

El precio techo para las subastas de proyectos eólicos fue de 110 Balboas¹⁰/MWh y para la tecnología fotovoltaica 140 Balboas/MWh. Las subastas de hidráulica no incluyeron precios techos. Los precios techos son públicos.

El criterio de adjudicación de la licitación es, y ha sido hasta el momento, el menor precio ofertado o la combinación de ofertas que resulte en el menor precio para el comprador. Basado en esto, no se considera un sobre costo producto de las licitaciones de energías renovables. Todos los contratos obtenidos como resultado de subastas, pasan a formar parte de la tarifa eléctrica para los clientes regulados.

El oferente adjudicado firmará un contrato (PPA) con la empresa distribuidora por el periodo de tiempo que haya ofertado o licitado, normalmente la eólica hasta 15 años y la fotovoltaica hasta 20 años, al precio ofertado (pay as bid). Los contratos son en moneda local, Balboa.

Dependiendo de lo establecido en el pliego se aceptarán diversas indexaciones por aumento en el costo de la vida. Se permitirá indexar una parte del precio, considerando las variaciones que tenga el IPC. Se conoce como FAJU (factor de ajuste) a la porción del precio de la energía contratada sujeta a ajuste por inflación. Usualmente es establecida por ETESA en 0.25. Así fue en la subasta eólica de 2013, mientras que, en la subasta hidráulica del 2014, el FAJU lo determinaba el oferente entre un valor de 0 a 0.15.

Existen sanciones por incumplimiento o retrasos, los cuales son la ejecución de las fianzas y, en caso de que el oferente tenga un retraso en la entrada de operación, deberá operar con contratos de respaldo.

La Tabla 14 recopila a modo de resumen las principales opciones de diseño de las subastas de energía renovable a través de "pliegos de cargos especiales" en Panamá.

¹⁰ El Balboa mantiene la paridad con el US\$.



Tabla 14: Diseño de subastas de electricidad de origen renovable en Panamá.

Fuente: Elaboración propia.

Criterio de diseño	Descripción
Objetivo	Cumplir con las necesidades de contratación de las empresas distribuidoras tanto en potencia, energía como ambas.
Regularidad / periodicidad de las subastas	No existe un cronograma de licitaciones. Desde el 2011 ha habido dos subastas eólicas, una fotovoltaica y tres hidráulicas. No se esperan más subastas específicas de renovables.
Autoridad responsable¹¹	La empresa pública de transmisión eléctrica ETESA.
Objeto de la subasta	Contrato de compra de la electricidad (con o sin potencia firme), en Balboas ¹² de hasta 15 (eólica) y 20 (fotovoltaica) años. Un porcentaje del precio, determinado previamente en los pliegos y que usualmente es el 25 % se actualiza anualmente con el IPC.
Origen de los fondos para financiar el resultado de la subasta	Tarifa eléctrica de los clientes regulados.
Específica para una tecnología o neutra	Específicas.
Ubicación específica vs ubicación neutra	No se discrimina partes del territorio ni se priorizan zonas.
Tamaño de los proyectos.	No ha habido límite máximo al tamaño de los proyectos.
Instalaciones nuevas o existentes	Ambas. Si bien en las subastas eólicas y en la solar han sido adjudicatarias solo plantas nuevas, en las subastas hidráulicas las existentes han conseguido contratos.
Tipo de subastas.	Sobre cerrado (sealed-bid).
En presencia o telemática	Se exige la entrega física del sobre sellado con la oferta.

¹¹ El Anexo II presenta un resumen del marco institucional del sector eléctrico en Panamá

¹² El Balboa mantiene la paridad con el US\$.



Criterio de diseño	Descripción
Criterios de precalificación	No hay precalificación.
Información suministrada	Ninguna información adicional a la de una subasta estándar de energía.
Requisitos exigidos a las ofertas	<p>Certificación de la ASEP donde se establezca que ha iniciado trámites de consecución de una licencia o poseer una licencia temporal definitiva. Para la consecución de dicha certificación el oferente deberá:</p> <ul style="list-style-type: none">• Presentar una garantía por MW nominal o fracción a instalar de US\$ 500 en el caso de la eólica y de US\$ 2,000 para la fotovoltaica.• Tener una sociedad constituida en el país.• Demostrar la experiencia como desarrollador¹³.• Demostrar solvencia económica y financiera de la empresa.
Criterio de selección de proyectos ganadores	Ofertas o combinación de ofertas que resulte el menor precio para el sistema. El precio es el único criterio de adjudicación.
Determinación del precio final.	"Pay as bid", cada oferta ganadora recibe el precio ofertado.
Precios máximos (techo)	Sí y conocidos por los oferentes.
Número mínimo de oferentes.	Se aplica legislación genérica que establece criterios para evitar dominio de mercado por parte de un mismo oferente. Podría decretarse la licitación como desierta en caso de considerarse onerosa y no adjudicarse la licitación.
Garantías	<p>Garantía de seriedad de oferta. Usualmente han sido entre 7,000 y 10.000 US\$/MW de potencia equivalente ofrecida.</p> <p>Garantía de fiel cumplimiento, se propone como fórmula de la potencia equivalente adjudicada y el precio ofertado.</p>
Sanciones por incumplimiento o retrasos	Ejecución de las fianzas de seriedad de oferta y fiel cumplimiento. En caso de que el oferente tenga un retraso en la entrada de operación deberá operar con contratos de respaldo.

¹³ Experiencia como desarrollador mínima de dos (2) años como operador de plantas similares y experiencia mínima de cinco (5) años como diseñador de centrales de generación similares.



3.3.5. Resultados de la implementación de subastas

Como comentado, con las modificaciones realizadas a la Ley 6 de 1997, ETESA realiza las subastas de energía y potencia, pudiendo hacerlas de una tecnología específica siguiendo las directrices de la SNE. Con la intención de diseñar la matriz eléctrica nacional, se han llevado a cabo seis subastas específicas de tecnologías renovables. La Tabla 15 recoge las subastas tecnológicamente específicas realizadas para promover proyectos de renovables.

Tabla 15: Subastas de electricidad de origen renovable en Panamá.

Fuente: Elaboración propia.

Año	Subasta	Tecnología
2011	05-11	Eólica
2013	07-12	Hidroeléctrica de pasada
2013	02-13	Hidroeléctrica de pasada
2013	03-13	Eólica
2014	01-14	Fotovoltaica
2014	03-14	Hidroeléctrica de embalse

Resultados de las subastas eólicas

La primera licitación de eólica en el 2011 tuvo un precio máximo (precio techo) de 110 US\$/MWh. El objetivo era adquirir una cantidad de energía teniendo en cuenta unos requisitos mínimos mensuales de energía y potencia equivalente para todo el periodo de contratación que fue de 15 años.

La fianza de seriedad de oferta de esta licitación fue de 7,000 US\$ por cada MW o fracción de potencia equivalente máxima ofrecida.

Se recibieron 8 propuestas lo que permitió escoger la mejor combinación de ofertas para suplir el 100 % de los requerimientos mensuales solicitados. Todos los proyectos adjudicados pertenecían a la empresa Unión Eólica de Panamá con 4 parques: Nuevo Chagres, Rosa de los Vientos, Portobelo y Marañón. Esta combinación de ofertas determinó un precio por la energía medio de 90.58 US\$/MWh, 17.6 % de descuento respecto al precio techo.

La subasta tuvo una eficacia muy baja. El inicio de suministro de estos proyectos estaba previsto para 1 de enero de 2014 sin embargo, los proyectos presentaron retrasos. Solo el parque de Nuevo Chagres pudo iniciar operaciones a esa fecha, pero no con la totalidad de la capacidad ofertada.



Al contrario de las licitaciones estándar, tecnológicamente neutras, esta licitación eólica no exigía un respaldo de la energía ofertada contra compra en "spot". En esta subasta se propuso aplicar, en vez de la compra en spot, una penalización económica por faltante de generación esperada, incluida la falta de generación por puesta en marcha tardía. Para el cálculo de la penalización el valor de la energía faltante se calcula como una fracción (0.7) de la diferencia entre el coste marginal diario de la energía y el precio estipulado en el contrato, por lo que no se aplica cuando el precio de la eólica hubiese sido mayor al medio diario.

Existe además otra penalización económica de carácter anual que se aplica solamente cuando el coeficiente entre la energía producida y la ofertada es inferior a 0.6. En este caso el valor de la energía faltante es un 5 % superior al precio ofertado.

La siguiente subasta exclusiva para eólica fue la 03-13 de 2013 donde se solicitaba solo energía por un periodo de 15 años, del 1 de enero de 2019 a 31 de diciembre de 2033, una vez más con unas exigencias mínimas de energía y potencia firme mensuales.

En esta licitación la garantía de seriedad de oferta fue de 7,000 US\$ por cada MW de potencia equivalente máxima ofrecida. El precio de referencia publicado en los pliegos fue de 110 US\$/MWh. Esta licitación logró cubrir un total de 1,182 GWh, lo que representa un porcentaje promedio de adjudicación de 128.57 %, para el periodo de 15 años solicitado, con una combinación de cuatro ofertas que lograban en su conjunto un precio medio de la energía en 96.69 US\$/MWh, lo que supuso un descuento del 12% respecto del precio techo, pero un aumento del 6.7 % respecto al precio obtenido dos años antes.

Los cuatro proyectos adjudicados fueron de los siguientes oferentes: Naura Energy Corp., Unión Eólica Panameña, S.A. (Portobelo), Unión Eólica Panameña, S.A. (Marañón), y FERSA Panamá, S.A. Si bien la entrada en funcionamiento está prevista para el primero de enero de 2019, por lo que es pronto para evaluar la eficiencia de la licitación, tanto el proyecto de FERSA Panamá S.A. como el de Naura Energy Corp., no habían empezado la construcción en el mes de noviembre de 2016, por lo que es razonable cuestionar que consigan cumplir con la fecha acordada de puesta en marcha.

Resultados de las subastas fotovoltaicas

Solo se ha llevado a cabo una subasta exclusiva para fotovoltaica, la subasta 03-14 de noviembre de 2014. En la misma el precio techo anunciado fue de 140 US\$/MWh.

Para esta subasta se presentaron 36 oferentes y se adjudicó a cinco proyectos con un monto total de energía de la oferta combinada de 660 GWh a un precio medio de 87.25 US\$/MWh para el periodo de 20 años solicitado. Con una oferta siete veces superior a la demanda, se consiguió una reducción del precio respecto al techo de más del 37 %. Ello indica que la subasta, entre otros objetivos, sirvió para descubrir el coste de la fotovoltaica en Panamá.



Con este monto adjudicado se lograba una cobertura anual del requerimiento total en 101.86 % como mínimo. En esta subasta la garantía de seriedad de oferta fue de 10,000 US\$ por cada MW de potencia equivalente máximo ofrecido. El periodo de contratación fue de 20 años, con un inicio de operación en 1 de enero de 2017.

Después de haber sido adjudicado, dos de los oferentes no firmaron el contrato, por lo que se les ejecutó la fianza de seriedad de oferta. Uno de los proyectos ganadores del PPA entrará en operación a principios de 2017, cumpliendo con la fecha indicada, mientras que otros dos proyectos acumulan retrasos. Es muy destacable que la eficacia de la subasta es muy baja.

A pesar de la baja eficacia de las subastas en promover nueva capacidad fotovoltaica, conviene destacar que de los diez proyectos fotovoltaicos conectados a red hoy en día en Panamá, solo uno ha sido adjudicatario de una subasta. El resto de proyectos, que no tienen contrato, realizan sus transacciones de venta de energía y/o potencia al mercado ocasional. Igualmente, la legislación les permitiría tener contratos directos con las distribuidoras, hasta un 15% de la demanda de la misma, y con los grandes clientes.

Resultados de las subastas hidráulicas

La subasta 07-12, exclusiva para centrales hidroeléctricas de pasada, solicitaba montos de energía para el periodo comprendido desde marzo 2013 a 2027. En la misma se logró una cobertura del 78.24 % con un precio promedio de 124.51 US\$/MWh. El contrato tiene una duración de 15 años. Para las subastas de hidráulica no hay precio techo.

En la misma participaron 18 oferentes. Dos ofertas fueron rechazadas. Una debido a que la fianza de seriedad de oferta tenía una vigencia menor a lo solicitado en el Pliego de Cargos. La otra oferta rechazada no contaba con una concesión de generación vigente. Se adjudicaron a ocho proyectos que a la fecha de noviembre de 2016 tienen el siguiente status: (i) dos eran proyectos existentes; (ii) dos entraron en operación a tiempo; (iii) uno entró en operación con retraso; (iv) tres siguen en construcción.

La subasta 02-13, igualmente buscaba la contratación a largo plazo del suministro de energía exclusivo para hidroeléctricas de pasada. En la misma se recibieron 14 propuestas de proyectos existentes y futuros. Se adjudicó a nueve empresas resultando una combinación de ofertas a un precio de 130.61 US\$/MWh, lográndose una cobertura del requerimiento mensual del 111.86 %.

Las ofertas ganadoras ofertaron para que la fecha de inicio de sus contratos fuese en la mayoría de los casos 2013, 2014, 2016. De los nueve oferentes todos han iniciado operación, a excepción de una central que entrará en operación aproximadamente con un año de retraso.

La subasta 01-14 para la contratación a largo plazo del suministro de potencia y energía fue exclusivo para centrales nuevas de generación hidroeléctrica de embalse, en la misma se solicitó 120 MW para el año 2020 y 150 MW para el resto del periodo (hasta el



año 2040). El objeto de la subasta era la firma de un contrato de compra por 20 años. Para esta subasta, el monto de la fianza de seriedad de oferta fue de 10,000 US\$/MW.

Solo se recibió una oferta presentada por la Empresa de Generación Eléctrica S.A. (EGESA), de 120 MW para todo el periodo a un precio de 140.93 US\$/MWh, dando como resultado un 82 % de cobertura del requerimiento. Su inicio de operación deberá ser en julio de 2020, por lo que aún no se puede determinar el éxito de esta subasta. Ciertamente, es un reto llevar a cabo este proyecto debido a la gran oposición de la ciudadanía contra las plantas hidroeléctricas.

Como comentado, no existe limitación en la capacidad de los proyectos si bien, muchos de los proyectos hidroeléctricos desarrollados son menores de 10 MW, esto se debe principalmente a los beneficios fiscales que dichos proyectos adquieren obtenidos mediante la Ley 45 de 2004.

Otras subastas tecnológicamente neutras

En 2012, se llevaron a cabo las subastas LPI-ETESA-01-12 y LPI-ETESA 04-12 de potencia firme y energía que, aunque no fueron exclusivas para centrales renovables, tuvieron una participación de la componente hidráulica de pasada considerable.

En la subasta 01-12, se buscaba la contratación del suministro de potencia firme y energía para el periodo comprendido entre enero de 2016 al 31 de diciembre de 2030. Se solicitaron 270 MW para los primeros 3 años y 350 MW para el resto del periodo. Se adjudicaron originalmente a 5 oferentes, todos hidroeléctricos. En esta subasta uno de los oferentes consiguió ser adjudicatario gracias a la aplicación de la preferencia por las renovables que reduce, solo para la evaluación, en 5 % del valor ofertado. El precio total de la combinación de los oferentes finales fue de 114.12 US\$/MWh.

De los cinco proyectos ganadores, Hidroeléctrica Bajo Totuma no presentó fianza de fiel cumplimiento para la firma de su contrato y por lo tanto se le anuló la adjudicación y se ejecutó la fianza de seriedad de oferta. Los cuatro adjudicatarios restantes entraron en operación a tiempo, dos de ellos eran plantas existentes.

En la subasta LPI-ETESA 04-12, se solicitó energía para el periodo 2012-2015 y el 21% fue adjudicada a proyectos hidráulicos.

También en el año 2012, en la subasta 03-12, un proyecto eólico fue adjudicado a un precio de 127.50 US\$/MWh, aunque no alcanzó el cierre financiero.

Finalmente, en la subasta 03-15 de 2015 se adjudicó un proyecto eólico un precio de 105.73 US\$/MWh.

Recientemente, se ha realizado una convocatoria tecnológicamente neutra (N° LPI ETESA 02-16, para el 17 de noviembre de 2016), donde se incentiva que los oferentes realicen consorcios, asociaciones en participación y/o asociaciones accidentales para ofrecer potencia firme y energía proveniente de varios proyectos. De manera que una



puja puede contener diferentes tecnologías, que garanticen energía y potencia a un precio óptimo.

La Tabla 16 recoge los resultados de las subastas de energía renovable llevadas a cabo en Panamá.



Tabla 16: Resultado de subastas de electricidad de origen renovable en Panamá.

Fuente: Elaboración propia.

Tecnología	Año	Energía contratada (MWh)	Tasa de éxito (%)	Número de proyectos	Precio medio de los contratos (US\$/MWh)	Precio techo (US\$/MWh)	A tiempo (nº)	Con retraso (nº)	Cancelados (nº)
Eólica	2011	975,476	100	4 (268.0 MW)	90.58	110	1	3	0
	2013	1,181,950	129	4 (340.5 MW)	96.69	110	*	-	-
Solar	2014	660,166	102	5 (95.4 MW)	87.25	140	1	2	2
Hidro de Pasada	2012	6.491,853	73	8	114.12	No hubo	4	4	0
Hidro de Embalse	2014	6,279,791	82	9	140.93	No hubo	**	-	-

* Entran en operación en el 2019.

** Inicio de entrada en operación 1 de julio de 2020.



3.3.6. Discusión y lecciones aprendidas

Panamá, en su intento de diversificar la matriz energética, realizó llamados a subasta pública por tipo de tecnologías, brindando así la oportunidad de acelerar el desarrollo de proyectos hidráulicos, eólicos y solares.

A pesar de la gran incorporación de fuentes renovables que ha tenido Panamá en los últimos años, donde se desarrolló el parque eólico más grande de Centro América, existen posibilidades de mejorar en el diseño de las subastas y evolucionar a lo que sería una segunda etapa para el desarrollo a gran escala de las fuentes renovables.

Principalmente para los proyectos eólicos y solares que son todos nuevos, **una de las principales debilidades detectadas en las subastas ha sido la baja eficacia**. La norma para estos proyectos es acumular retrasos en su puesta en marcha y no es extraña la cancelación de proyectos adjudicados.

Unas garantías financieras insuficientes, unido a un precio de los pliegos muy asequible, la no existencia de un proceso de precalificación, y unos requerimientos de reputación livianos, ha propiciado la participación de oferentes meramente especuladores, como sucedió en la subasta exclusiva para plantas fotovoltaicas de 2014.

Si bien es cierto que se han ejecutado las garantías de los incumplidores, está siendo un reto, tanto para la autoridad reguladora como para el gestor garantizar la seriedad de los oferentes, así como la ejecución de los proyectos en el tiempo indicado. Una de las medidas implementadas para corregir esta carencia ha sido la de agregar una fianza de construcción y una fianza de fiel cumplimiento en el proceso de solicitud de la licencia previo a presentarse a la subasta.

El motivo de los retrasos depende de cada proyecto, pero uno de los principales ha sido la **falta de acceso a una financiación adecuada**. Esto es **debido en parte a unos proyectos insuficientemente desarrollados que no convencen a las entidades financieras**.

Poder contar con un cronograma de subastas permitiría a los agentes actuales y futuros promotores preparar sus ofertas con tiempo y realizar los trámites de manera oportuna, independientemente del esquema que se utilice para dicha subasta. En el caso de la eólica, la exigencia de series temporales de medición del recurso daría mayor seguridad a los inversores.

Otros motivos de retraso son más comunes de proyectos energéticos en zonas más bien remotas, problemas por inclemencias, oposición de población local, o dificultad en la consecución de las servidumbres.

Para el futuro, la SNE ha manifestado en diversos foros que, gracias al avance de la tecnología, y experiencias observadas en diversas subastas a nivel internacional, no se prevé la realización de subastas por “pliego de cargos especiales” para lograr la incorporación de más fuentes renovables; más bien **se realizarán subastas en donde todas las tecnologías compitan entre sí**.



Si bien es cierto, que en algunas subastas tecnológicamente neutras proyectos eólicos han salido adjudicatarios, según los agentes de mercado, principalmente los promotores de proyectos, **va a ser necesario rediseñar el esquema de subastas para permitir la mayor incorporación de renovables.**

Se tiene una gran expectativa por parte del Estado y del agente gestor en el acto de licitación pública que se realizará a mediados de noviembre de 2016 (Licitación 02-16), donde **se incentiva a todas las fuentes a participar mediante la modalidad de consorcios de manera que puedan ofrecer conjuntamente un precio de su potencia y energía** adecuado, mediante la mitigación de riesgo por la utilización de sus complementariedades.

Si bien es cierta la variabilidad del recurso eólico y solar ésta es predecible, por lo que, para optimizar la participación de estos proyectos en subastas, es recomendable una revisión de la metodología para el cálculo de la potencia firme, y evaluar si las tecnologías solares y eólicas pueden garantizar su producción en tiempos más cortos (verano, bloque diurno).

Finalmente, existe en la actualidad el debate sobre la posibilidad de favorecer a las energías renovables en subastas tecnológicamente neutras mediante una evaluación del contenido de carbono para la adjudicación.



3.4. Uruguay

3.4.1. Introducción

Para entender el exitoso desarrollo de las energías renovables en Uruguay hay que analizar la historia de la generación eléctrica en el país, y en particular la existencia de una compañía eléctrica pública verticalmente integrada, la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), creada en 1912. En los más de cien años transcurridos, el rasgo fundamental ha sido un crecimiento continuo de la demanda eléctrica, que se ha duplicado aproximadamente cada 20 años.

Si dividimos estos 100 años en tercios tenemos que, para el primer tercio la generación era esencialmente térmica. En el segundo tercio se produce el gran desarrollo hidroeléctrico. Es muy notorio y se debe resaltar que en 1983 la producción hidroeléctrica en un año hidrológicamente medio era más de dos veces la demanda. En ese segundo tercio la energía térmica cambió de carbón a derivados de petróleo y pasó progresivamente a tener un papel de respaldo de la generación hidroeléctrica.

A finales del siglo XX, debido al crecimiento de la demanda y la imposibilidad técnica y económica de poder realizar nuevas centrales hidroeléctricas de gran porte, se incrementa la participación térmica y comienza a tener relevancia la interconexión con Argentina. En los años 90 los precios de generación en Argentina eran de tres a cuatro veces inferiores a los de Uruguay y no existía problema de capacidad. En 15 años no se realizó ninguna inversión en generación de importancia en Uruguay.

La crisis económica del año 2001 determinó la no renovación, por parte de Argentina, de los contratos que estaban vigentes de potencia firme con energía asociada. Con una demanda creciente, la solución en el corto plazo fue un importante incremento en la utilización de energía térmica en un periodo de crecimiento sostenido de los precios del petróleo.

Para aportar soluciones en el medio plazo, UTE, además de instalar nuevas centrales de generación térmica, comenzó a ensayar la utilización de ERNC¹⁴ ya sea mediante inversión propia, o mediante la compra de energía a productores privados con contratos de largo plazo, inicialmente procedente de biomasa y posteriormente con un fuerte impulso a la generación eólica.

En la actualidad, Uruguay está terminando la transición de la generación a partir de recursos fósiles hacia recursos renovables. Con la finalización y puesta en marcha de los proyectos en construcción, la generación eléctrica en Uruguay será, durante muchas horas en el año, 100 % renovable y a unos precios competitivos a nivel regional.

¹⁴ En este texto se utiliza el término energías renovables no convencionales para referirnos a todas las tecnologías renovables, excluyendo la gran hidráulica.



En el año 2015 Uruguay se situó tercero, a nivel mundial, en la clasificación de países en función de las inversiones en energías renovables por unidad de PIB (REN21, 2016). Sin embargo, está previsto que el ritmo de inversiones se ralentice, cuando se haya reemplazado la generación a partir de combustibles fósiles y solo sea necesario atender el crecimiento de la demanda. El indicador “Climascope” que analiza el marco regulatorio y condiciones de inversión para las energías renovables en mercados emergentes situó, en 2015, a Uruguay en una meritoria cuarta plaza entre los países de ALC por detrás de Brasil, Chile y México (Fomin et al., 2015). Finalmente, Uruguay es el sexto país de ALC según el indicador de atractivo para la inversión en renovables RECAI (EY, 2016).

3.4.2. Marco regulatorio

La Política Energética de Uruguay 2005-2030 es el marco principal en materia de política energética en el Uruguay, habiéndose aprobado por el Poder Ejecutivo en 2008, y siendo avalada por la Comisión Multipartidaria de Energía, conformada por los partidos políticos con representación parlamentaria. Dentro de los lineamientos estratégicos, se establece para la oferta de energía la diversificación de fuentes, buscando fomentar las energías autóctonas, y en particular las renovables. En este contexto se definieron dentro de la Política Energética de Uruguay 2005-2030 las metas de incorporación de energía eólica en 300 MW para 2015, luego revisadas en 2012 con el objetivo de instalar 1,200 MW para 2015.

Con anterioridad, la Ley 16.832 de 1997 crea el mercado mayorista de electricidad y regula la participación de generadores de electricidad privados. Se separan las funciones del Estado. El Ministerio de Industria Energía y Minería (MIEM) se encarga de la política energética. Se crea el ente regulador Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) y el operador del mercado eléctrico, Administración del Mercado Eléctrico (ADME). Por último, la actividad empresarial del Estado se limita a UTE. Además, establece el libre acceso a las redes de transmisión y distribución. Así como, la posibilidad, por parte de los generadores privados de celebrar contratos de suministros directamente con distribuidores y grandes consumidores.

Con los nuevos decretos asociados a las renovables promulgados por el MIEM, en especial los decretos: 77 del 2006, 397 del 2007, 403 del 2009, 159 del 2011 y 424 del 2011 sobre contratación de energía eólica y el 133 del 2013 de contratación de energía fotovoltaica, el modelo actual en práctica es más bien asimilable a un modelo de comprador único con una participación predominante de UTE en el sector de la generación.

El Decreto reglamentario del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE) 360 de 2002 que establece en detalle el funcionamiento del mercado, los contratos y mercado spot, las importaciones y exportaciones de energía, las reglas de despacho económico, y los derechos y obligaciones de los agentes y participantes, así como las disposiciones relativas a la ADME, establece a su vez, el sistema de subastas como el mecanismo a poner en marcha para el cumplimiento de los objetivos en materias de capacidad de



generación a partir de fuentes de energías renovable. En concreto el artículo 298 recoge:

“Si, en virtud de directivas de política energética, se dispone que la compra de parte del suministro de los participantes consumidores o de determinado tipo de participante consumidor, se cubra con energías renovables no convencionales, se realizará una licitación pública internacional, a fin de adjudicar un contrato especial para la instalación de la generación con dichas energías. La licitación se realizará con un modelo de pliego y contrato formulados por el Regulador y bajo su supervisión. En el caso de un Distribuidor, el costo de dicho contrato especial será considerado trasladable a tarifas”.

3.4.3. Sistemas de apoyo a las energías renovables

Además del sistema de subastas existen en Uruguay otros incentivos y mecanismos regulatorios para la promoción de la generación a partir de fuentes renovables.

- **Tarifa regulada decidida administrativamente (feed-in tariff).** En Uruguay las subastas se han utilizado para descubrir el precio de generación y ofrecer posteriormente una tarifa regulada sin proceso de subasta.

La mayor parte de la generación renovable no ha sido contratada mediante procesos competitivos si no mediante la aceptación de los promotores de proyectos de una tarifa decidida administrativamente (feed-in tariff). La tarifa ofrecida es la misma que resultó del proceso de subasta. Así en 2012, después de la celebración de la subasta para la contratación de 150 MW eólicos de 2011, se contrataron 650 MW eólicos adicionales sin proceso de subasta, siendo la tarifa ofrecida (feed-in tariff) la misma que resultó de la subasta, 63 US\$/MWh.

En el año 2013, y luego del éxito obtenido por la energía eólica, el Poder Ejecutivo determinó que era conveniente que el país diversificara sus fuentes de energía y promover la energía fotovoltaica. En mayo de ese mismo se emitió el Decreto 133 relativo a la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica entre UTE y proveedores que produzcan energía eléctrica de fuente solar fotovoltaica en el territorio nacional. En este caso se establecieron tres franjas para centrales entre 500 kW y 50 MW. En una primera franja podrían participar proveedores entre 500 kW y 1 MW y la potencia a contratar total máxima era de 1 MW. Una segunda franja para proveedores con centrales de entre 1 MW y 5 MW con una potencia total máxima a contratar de 5 MW y finalmente la tercera franja para centrales de hasta 50 MW con un máximo total de 200 MW.

Los proyectos de la franja 3, de mayor tamaño, parten una tarifa máxima que es decreciente con las fechas de entrada en servicio, esto es 91.5 US\$/MWh para las centrales que entraran en servicio antes del 1 de junio de 2014, hasta 86.6 US\$/MWh para las que entraran antes del 1 de junio de 2015. Posteriormente el Decreto 430/013 trasladó para el 31 de diciembre de 2015 la fecha límite de puesta en marcha para los proyectos adheridos a la feed-in tariff.



La franja 3, de grandes huertos solares, se cubrió al 100 %, si bien es cierto que la puesta en marcha se está realizando con mucho retraso. Respecto al retraso en la puesta en marcha de los proyectos de mayor capacidad, este es debido fundamentalmente a factores exógenos. Uno de los adjudicatarios resultó ser SunEdison, actualmente en suspensión de pagos. La crisis del sector manufacturero fotovoltaico demoró la construcción de los parques: al momento, de los 203 MW previstos hay operativos solo 80 MW.

La tarifa para la franja 2, de proyectos medianos, se establece en un 20 % superior a la tarifa de la franja 3. Se cubrió un 66 % de la capacidad máxima en la franja 2.

Finalmente respecto a otras tecnologías renovables, el Decreto 367/10 establece una feed-in tariff para centrales de biomasa. Se contrataron 80 MW con un precio para la energía programada generada de 92 US\$/MWh. Además, las plantas reciben 59 US\$/MWh a la hora por la potencia adicional disponible, a lo que se sumaría 48 US\$/MWh por la energía en caso de que sean llamadas a producir.

- **Despacho preferente.** Asimismo, se dictaron los decretos que otorgan el derecho de despacho preferente para las energías renovables no gestionables, partiendo del Decreto 567 de 2009 y siguientes con modificaciones que culminaron en el Decreto 113 de 2013.
- **Balance neto.** El Decreto 173 de 2010, que pone en marcha un sistema de balance neto, habilitando la conexión a la red de baja tensión de generadores de fuentes renovables de energía eólica, solar, biomasa y minihidráulica, entró en vigencia el 1º de julio de 2010.

Este decreto se enmarca en la Política Energética Nacional 2005-2030 y su correspondiente Plan Estratégico de Implementación, tendiente a fomentar la utilización de fuentes autóctonas de energía, renovables no tradicionales, siendo Uruguay pionero en Sudamérica en permitir la conexión de generación eléctrica de fuentes renovables en la red pública de distribución.

Mediante el procedimiento de balance neto para centrales de menos de 50 kW se han construido más de 8 MW.

- **Beneficios fiscales.** En lo que respecta a los beneficios fiscales, estos se basan en un marco general para la promoción y protección de inversiones (Ley 16.906 - Decreto 455/007) desarrollados en la Resolución 67 de 2002 y el Decreto 354 de 009. Los principales beneficios fiscales específicos, inicialmente aplicables en la actualidad, a los proyectos de generación eléctrica con renovables serían:
 - Exoneración del 90 % al inicio, luego baja hasta el 40 % en el 2023, del pago del Impuesto de Rentas de Actividades Económicas, a las empresas que se dediquen a generar energía eléctrica de fuentes renovables.



- Exoneración de tasas de importación de bienes muebles no competitivos con la industria nacional.
- Devolución del 100 % del Impuesto al Valor Añadido (IVA) de materiales y servicios destinados a la obra civil.
- Exoneración del IVA a los "equipos completos de generación de energía renovable compuestos de torre, molino aerogenerador, caja de comandos, control de carga e inversor de corriente".
- Exoneración del Impuesto al Patrimonio de la obra civil por 8 años en Montevideo y por 10 años en el interior, y de los muebles de activo fijo por toda su vida útil.

3.4.4. Descripción del sistema de subasta

Las subastas en Uruguay son tecnológicamente específicas. Las ha habido de eólica, biomasa, minihidráulica y solar. Si bien es cierto que, en algunos casos se han desarrollado de manera simultánea. Tal es el caso de la subasta llevada a cabo en el año 2006, cuando se subastaron de manera independiente, pero simultánea, 20 MW de eólica, 20 MW de biomasa y 20 MW de minihidráulica.

El objetivo final de las subastas de energía proveniente de proyectos eólicos, en Uruguay es el de sustituir progresivamente a la generación no renovable por fuentes autóctonas más baratas y más estratégicas desde el punto de vista de la seguridad energética.

En el caso de Uruguay todas las subastas son de nueva capacidad a instalar. La capacidad a subastar fue acordada inicialmente por los partidos políticos estableciendo 300 MW eólicos para el 2015. Posteriormente el Poder Ejecutivo elaboró un calendario de subastas para esos 300 MW.

Por el artículo 298 del reglamento del MMEE (Decreto 360 de 2002) cada subasta es autorizada por un decreto específico del Poder Ejecutivo (Presidencia de la República). El ente regulador URSEA es el responsable de su ejecución.

En el caso de Uruguay, el calendario se vio interrumpido en el 2011 cuando tras la subasta de 150 MW, se decidió ofrecer la posibilidad a las ofertas no adjudicadas de adherirse al precio medio de las ofertas ganadoras de 63 US\$/MWh. Un total de 650 MW fueron contratados por este procedimiento en 2012. La principal motivación de la adhesión fue la de acelerar la transición de generación a partir de combustibles fósiles por renovables.

Los ganadores de la subasta firman un contrato de compra de electricidad con la empresa pública UTE por una cantidad de años propuesta en cada oferta (entre 10 y 20 años). El precio es fijado en US\$, por lo que UTE asume el riesgo cambiario. El precio es actualizado anualmente, para reflejar la inflación, mediante una fórmula que incluye indicadores de precios locales y de USA.

El artículo 298 del Reglamento del MMEE establece que UTE debe de repercutir íntegramente el coste de la compra de la electricidad resultante del proceso de subasta en la tarifa al consumidor final. En cualquier caso, en Uruguay los resultados de las



subastas demuestran que la nueva capacidad instalada a partir de fuentes renovables no representa ningún sobrecoste para la tarifa eléctrica ya que su coste es inferior al de las opciones no renovables.

En las primeras subastas llevadas a cabo en 2006, el tamaño de los proyectos se limitó a 10 MW. Después de los análisis de red elaborados por UTE, se determinó que las redes de 150 kV podrían admitir sin problema proyectos de hasta 50 MW. En el año 2010 la capacidad máxima permitida por proyecto para la tecnología eólica fue de 50 MW, considerado en aquel momento como el tamaño óptimo tanto para la integración de la electricidad generada en la red, como desde el punto de vista de las necesidades logísticas para la construcción de los parques. Además, la limitación de la capacidad máxima buscaba promover la dispersión de los proyectos, lo que facilita la gestión de la red y reparte los beneficios socioeconómicos derivados de los proyectos de energías renovables.

En cualquier caso, y para promover un abaratamiento de los precios ofertados, en posteriores subastas se permitió la oferta de múltiples parques por parte de una empresa y el aumento de la capacidad de parques ya adjudicados hasta duplicar la misma, ajustándose al máximo permitido por el Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF) por el que se rigen las compras del Estado.

En cuanto a la información suministrada a los promotores, ésta ha ido en aumento a medida que se sucedían las subastas cada vez de mayor capacidad. Así en la primera subasta, celebrada en 2006, no se suministró ningún tipo de información, mientras que, para la tercera subasta eólica en 2010, la primera de gran magnitud, UTE instaló más de 30 estaciones de medida de recurso eólico en torres de telefonía celular, a una altura entre 80 y 100 metros. El resultado de las mediciones se compartió con los potenciales licitadores lo que permitió una aproximación para identificar las zonas más prometedoras y tener una primera evaluación del recurso.

La principal opción de diseño implementada para facilitar la integración de grandes cantidades de generación variable en la red fue la obligación de instalar máquinas nuevas y con control de potencia de los aerogeneradores mediante velocidad variable y paso variable. Se exige al oferente un estudio de red que garantice que la potencia puede ser evacuada en el punto de conexión.

Además, en la última subasta eólica celebrada en 2011 se limitó la capacidad a adjudicar en cada nodo y se incluyó, para los parques que eran una extensión y superaban los 50 MW, la exigencia de poner un sistema de monitoreo de red.

Toda la infraestructura de transmisión necesaria para la conexión del parque tiene que incluirse en la propuesta. El coste tiene que recuperarse con los ingresos del contrato de venta de electricidad. El proyecto técnico de la infraestructura de conexión debe de ser aprobado por UTE antes de empezar a ejecutarse y, una vez terminado, la infraestructura de transmisión se dona a UTE.



En lo que respecta al tipo de subasta, son subastas en sobre cerrado (sealed-bid). No se hace por medios telemáticos, las ofertas deben de entregarse físicamente de manera presencial o por correo postal.

Como demostración de la capacidad técnica y financiera a las empresas se les exige el haber desarrollado un parque de al menos 30 MW y solvencia económica demostrable a través de cuentas y balances de la empresa.

La subasta se realiza en una sola fase, no existe precalificación de postores. El contrato se adjudica a las ofertas de menor precio, sucesivamente hasta alcanzar la capacidad total subastada.

Inicialmente, el precio de compra de la electricidad es el ofertado si bien, las ofertas que presenten un porcentaje de contenido local superior al mínimo (20 %) ven aumentado el precio de compra de la electricidad.

Adicionalmente, en la segunda convocatoria de 150 MW realizada en 2011, para incentivar el adelanto en la puesta en marcha de proyectos se incluyó la compra, a un valor fijo (100 US\$/MWh), de la electricidad generada antes de la fecha oficial de puesta en marcha, 31 de diciembre de 2013.

Mientras que en los contratos objeto de las primeras subastas se remuneraba la energía no vertida a red por restricciones técnicas, en la subasta de mayor capacidad se incluyó en el contrato de compra de electricidad (PPA) la obligación de aceptar cortes "curtailment".

No hay número mínimo de ofertas necesario para considerar válido el resultado de la subasta. Tampoco hay un precio techo, pero existe la posibilidad de que el regulador declare desierta la subasta si los precios no son convenientes para el sistema.

Todas las ofertas deben de presentar una garantía de seriedad de oferta de, al menos, el 5 % del monto del PPA esperado para la mitad de la duración del contrato. Las ofertas ganadoras deben de presentar, a la firma del PPA una garantía de fiel cumplimiento 15 % del monto del PPA esperado para la mitad de la duración del contrato. Estos porcentajes son los establecidos en el TOCAF para cualquier licitación pública de similares características. El 80 % de la garantía de fiel cumplimiento del contrato puede ser liberado a los 6 meses de entrada en operación de la central. El 20 % será liberado luego de finalizado el contrato y con la certificación por parte del Director Nacional de Medioambiente del cumplimiento del abandono del parque restituyendo las características originales del sitio.

Con el objetivo tanto de desincentivar la participación de intermediarios, como de cubrir los costos administrativos de la subasta, los términos de referencia de la misma solo se pueden adquirir previo pago de un importe que se establece por UTE de acuerdo a la importancia de la licitación. En las subastas de 150 MW este monto fue de US\$ 10,000.



Se exige a las ofertas que garanticen un porcentaje de contenido local del 20 %, y que la operación y mantenimiento (O&M) se realice, en un 80 %, por parte de personal uruguayo, después del segundo año de puesta en funcionamiento.

La Tabla 17 recopila, a modo de resumen, las principales opciones de diseño de las subastas de energía renovable en Uruguay.

Tabla 17: Diseño de subastas de electricidad de origen eólico en Uruguay.

Fuente: Elaboración propia.

Criterio de diseño	Descripción
Objetivo	1.200 MW eólicos en 2015.
Regularidad / periodicidad de las subastas	Fueron anuales hasta que el Poder Ejecutivo decidió acelerar el desarrollo ofreciendo una tarifa fija (feed-in tariff) sin proceso competitivo.
Autoridad responsable¹⁵	URSEA.
Objeto de la subasta	Contrato de compra de electricidad por parte de la empresa pública UTE con una duración determinada en cada subasta (entre 10 y 20 años). El precio es fijado en US\$ y para reflejar la inflación, el precio es actualizado anualmente mediante una fórmula que incluye indicadores de precios locales y de USA.
Origen de los fondos para financiar el resultado de la subasta	Tarifa eléctrica.
Específica para una tecnología o neutra	Específicas (biomasa, eólica, minihidráulica).
Ubicación específica vs ubicación neutra	Existen límites de capacidad máxima a adjudicar en cada nodo eléctrico.
Tamaño de los proyectos.	Capacidad máxima por proyecto 50 MW. Si bien en la primera subasta de 2006, se limitó a 10 MW por proyecto.
Instalaciones nuevas o existentes	Nueva capacidad.

¹⁵ Anexo III: Marco institucional del sector eléctrico de Uruguay.



Criterio de diseño	Descripción
Tipo de subastas.	Sobre cerrado (sealed-bid).
En presencia o telemática	Las ofertas deben de entregarse físicamente de manera presencial o por correo.
Criterios de precalificación	Se exige capacidad técnica demostrada por experiencia previa en la construcción de plantas del mismo orden de la que se subasta y capacidad financiera para construir las plantas a través de cuentas y balances de la empresa.
Información suministrada	Los oferentes tienen a su disposición mapas parciales indicativos del recurso eólico.
Requisitos exigidos a las ofertas	<p>Técnicos:</p> <ul style="list-style-type: none">• Estudios de conexión.• En eólica se exigen equipos con certificado tipo por organismo certificador independiente.• Máquinas nuevas y con control de potencia de los aerogeneradores mediante velocidad variable y paso variable. <p>De contenido local:</p> <ul style="list-style-type: none">• Las empresas deben estar constituidas en el país.• La componente nacional de la planta debe tener un mínimo de 20 % y se mejora el precio en función del incremento de este porcentaje.• Para la O&M el 80 % del personal debe ser uruguayo.• Los centros de control deben estar en territorio uruguayo.
Criterio de selección de proyectos ganadores	La capacidad se va adjudicando consecutivamente a la oferta más barata hasta alcanzar el total de la capacidad subastada.
Determinación del precio final.	Los proyectos ganadores reciben el precio ofertado. Adicionalmente las ofertas que presenten un porcentaje de contenido local superior al mínimo (20 %) ven aumentado el precio de compra de la electricidad.
Precios máximos (techo)	No.
Número mínimo de oferentes.	No hay número mínimo de oferentes, pero existe la posibilidad de que el regulador declare desierta la subasta si los precios no son convenientes para el sistema. Cada proyecto debe ser presentado por una sociedad específica.



Criterio de diseño	Descripción
Garantías	Financieras <ul style="list-style-type: none">Se exige una garantía de seriedad de oferta de al menos el 5 % del monto del PPA esperado para la mitad de la duración del contrato.Al firmar el PPA la garantía de fiel cumplimiento del 15 % del monto del PPA esperado para la mitad de la duración del contrato.
Sanciones por incumplimiento o retrasos	Penalidades por atrasos que se descuentan del monto del PPA. En último caso ejecución de las garantías si hay causa.

3.4.5. Resultados de la implementación de subastas

Para analizar el desempeño y la adaptación a los sistemas interconectados de la generación eólica, en el año 2006 se realizó una primera subasta de 20 MW generación de electricidad a partir de energía eólica en el Uruguay.

En el año 2007, se subastaron de manera independiente, pero simultánea, 20 MW de eólica, 20 MW de biomasa y 20 MW de minihidráulica. La subasta se adjudicó al menor precio y se firmaron contratos de compra de la energía producida durante 20 años. No hubo ofertas para la tecnología minihidráulica por falta de emplazamientos con recursos hídricos competitivos. Se adjudicaron dos proyectos de 10 MW de eólica a 92 US\$/MWh y otros dos de 10 MW de biomasa a 108 US\$/MWh.

Para el 2010, tras lo satisfactorio de las experiencias realizadas, se lanzó una nueva subasta de tres parques eólicos de 50 MW cada uno, también con contratos de compra de energía a 20 años. Esta vez el precio promedio de compra fue de 85 US\$/MWh. Lo que supuso una reducción del precio del 7.6 %.

En el año 2011 se repitió la subasta de tres parques eólicos de 50 MW cada uno también con contratos de compra de energía a 20 años. Esta vez el resultado fue un precio promedio de 63 US\$/MWh. Las ofertas alcanzaron los 850 MW, superando las más caras los 100 US\$/MWh. Con una oferta de casi seis veces la demanda, la reducción del precio obtenida en tan solo un año fue de casi el 26 %.

En el año 2012, cuando el Estado se disponía a realizar una nueva subasta, los oferentes no adjudicados dijeron estar dispuestos a realizar los parques al precio de 63 US\$/MWh. Se ofreció entonces a los perdedores de la subasta la adhesión con contratos a la misma tarifa resultante de la subasta. El proceso culminó en febrero de 2012 con la contratación de 650 MW, 13 parques de 50 MW.

Entre los años 2006 y 2011, se llevaron a cabo cuatro subastas y se contrató el 100 % de la capacidad subastada. De los diez proyectos adjudicados, por una capacidad total de 340 MW, solo uno se ha cancelado y los otros nueve han entrado en operación (290 MW), aunque con retraso en la puesta en marcha. Las principales razones para los retrasos en puesta en operación de los proyectos han sido:



- La exigencia de los bancos de presentar series anuales de medición de recurso certificadas. Solo en la última subasta UTE proporcionó a los promotores de proyecto indicaciones del potencial medido con equipos acoplados a torres de telefonía.
- Las dificultades de llegar a acuerdos de arrendamiento de la superficie afectada por el proyecto.

Teniendo en cuenta la alta tasa de proyectos ejecutados y que los retrasos se miden en meses y no se pueden achacar a ofertas temerarias, se puede afirmar que las subastas fueron eficaces a la hora de incorporar nueva capacidad de generación al sistema.

Además de la celebración de subastas y la adhesión de los perdedores a una feed-in tariff, el Estado promueve, desde el 2014, bajo la forma de sociedades de participación público privada (PPP) otros 420 MW, seis parques de 70 MW. En estos casos la UTE gestiona la PPP y además es el comprador de la energía generada. El PPA firmado entre UTE y la PPP es por el mismo importe del resultado de la subasta, 63 US\$/MWh.

Es interesante resaltar que en 2013 se realizó una experiencia de "leasing" eólico para un parque de 70 MW. En este caso UTE aportó el sitio y el recurso eólico y subastó la construcción de un parque en el sitio por parte de un inversor. UTE arrendará durante 20 años el parque construido, así como su O&M y tendrá una opción de compra al final del período. Mediante este procedimiento se obtuvo un precio del MWh sensiblemente menor al de las subastas ya que el riesgo del recurso es del licitante y no del oferente.

En resumen, entre los años 2006 y 2011 se llevaron a cabo cuatro subastas de energía eólica en Uruguay. Se contrató el 100 % de la capacidad subastada, y de los diez proyectos adjudicados, por una capacidad total de 340 MW, entraron en operación nueve (290 MW).

Debido a la gran cantidad de ofertas recibidas en la última subasta celebrada en el año 2011, y el deseo de acelerar la transición energética hacia recursos renovables, el gobierno propuso contratos a 63 US\$/MWh a las ofertas no adjudicadas. De esta manera fueron contratados 650 MW de los cuales dos se cancelaron posteriormente y el resto están entrando en operación con retrasos moderados.

Siete proyectos más, seis de sociedades PPP y uno en leasing, por una capacidad total de 490 MW, son promovidos por la empresa pública UTE.

Se puede decir pues, que de los 1,500 MW eólicos que estarán operativos en 2017 solo 360 MW surgieron de un procedimiento competitivo de subastas. La experiencia internacional ha demostrado claramente que el mecanismo de feed-in tariff es el más eficaz, y bien diseñado es además eficiente, por lo que la decisión de otorgar un feed-in tariff igual al resultado de la subasta para promover 650 MW, inmediatamente después de la misma, es más que justificable teniendo en mente el objetivo de la Política Energética de Uruguay 2005-2030 de alcanzar 1,200 MW para el año 2015.

Sin embargo, teniendo en cuenta que las subastas demostraron ser eficaces en la puesta en marcha de proyectos y eficientes en la reducción de precios, es menos



comprensible el establecimiento en 2014, para 420 MW de nueva capacidad, de un feed-in tariff igual al concedido dos años antes.

Por último, como comentado con anterioridad, las subastas para la tecnología minihidráulica no tuvieron éxito por falta de emplazamientos con un recurso competitivo. Las subastas de energía de la biomasa tienen más una motivación de apoyo a la industria papelera.

La Tabla 18 recoge los resultados de todas las subastas de energía renovable llevadas a cabo en Uruguay.



Tabla 18: Resultado de las subastas de electricidad de origen renovable en Uruguay.

Fuente: Elaboración propia.

Tecnología	Año	Capacidad subastada (MW)	Capacidad contratada (MW)	Tasa de éxito (%)	Número de proyectos	Precio medio de los contratos (US\$/MWh)	A tiempo (nº)	Con retraso (nº)	Cancelados (nº)
Eólica	2006	20 MW	20 MW	100	2	92	-	2	-
	2007	20 MW	20 MW	100	2	92	-	2	-
	2010	150 MW	150 MW	100	3	85	-	2	1
	2011	150 MW	150 MW	100	3	63	-	3	-
	2013*	200 MW	63MW	32	2	63	-	1	1
Biomasa	2006	20 MW	20 MW	100	2	108	-	2	-
Minihidro	2006	20 MW	-	0	0	-	-	-	-

* Esta licitación se realizó para promotores que aseguraran un consumo industrial.



3.4.6. Discusión y lecciones aprendidas

El desarrollo a gran escala de las energías renovables se basa **en una política clara, estable y de largo plazo**, fundamentada en reducir el impacto económico y de seguridad energética de las energías de origen fósil.

Se han desarrollado capacidades institucionales y un marco regulatorio necesario.

Partiendo de unas capacidades institucionales muy sólidas, principalmente la UTE, se desarrollan tanto las instituciones, como los recursos humanos necesarios en la propia UTE, y en el ADME. Se adapta la regulación del mercado eléctrico, se desarrolla regulación específica para el fomento de las energías renovables y se modifica las regulaciones que afecta de manera transversal.

Para la consecución de los objetivos de transición hacia un sistema renovable, y en concreto el desarrollo a gran escala y en corto plazo de la energía eólica en Uruguay, **el sistema de subastas ha demostrado ser eficaz en la puesta en marcha de proyectos y eficientes en la reducción de precios.**

Una de las claves del éxito del modelo de subastas para la energía eólica en Uruguay ha sido su **implementación de manera progresiva**, lo que ha permitido la adaptación del diseño para la superación de barreras que presentaban los proyectos ganadores de la primera subasta. Así, tras la celebración de la primera subasta, de 20 MW, se detectó la necesidad de adaptar la legislación relativa a servidumbres de parcelas que permitiese el arrendamiento para eólica, o la necesidad de incluir un arbitraje internacional en el PPA. Esta primera subasta sirvió además para recibir indicaciones de precios.

Dos claves importantes se encuentran en el Decreto 360/2002 que establece el marco regulatorio mercado eléctrico que permite la **contratación de energía sin potencia firme y estipula el traslado del coste de estos contratos a la tarifa**. El que estuviera estipulado por ley que el coste de dichos contratos pudiera ser reflejado, por parte de UTE, directamente en la tarifa al consumidor final fue un aspecto fundamental para la confianza de promotores de proyectos y organismos financieros, permitiendo a UTE realizar contratos a largo plazo.

Además del arbitraje internacional, dos de los aspectos más relevante en el diseño de los contratos (PPA) han sido la determinación de los **precios en US\$**, asumiendo así UTE el riesgo cambiario, y la **actualización anual de los precios** para reflejar la evolución de la inflación.

Debido a la falta inicial de experiencia en la financiación de parques eólicos en Uruguay, los pliegos de la subasta ofrecían la posibilidad de obtener contratos por un periodo entre 12 y 20 años. La mayoría de las ofertas se realizaron para **contratos por 20 años**.



Las opciones de diseño de las bases de la licitación y de los contratos de compra de la electricidad también **han sido claves para la integración paulatina** y a gran escala de la electricidad variable en el sistema eléctrico **de una manera segura**. Algunos aspectos relevantes han sido la exigencia de máquinas de última generación, la limitación de la capacidad máxima por proyecto y la limitación de la potencia a contratar por nodo en las licitaciones de mayores volúmenes. Además, la inclusión en los últimos contratos de la aceptación de "curtailment" por restricciones técnica de la red.

Uruguay ha sido uno de los países más ambiciosos en lo que se refiere a utilizar el diseño de las subastas para maximizar el impacto macroeconómico de las energías renovables en el país exigiendo no solo un porcentaje de contenido local (20 %), sino la O&M por parte de personal uruguayo (80 %).

La definición de contenido local es bastante amplia en incluye entre otros conceptos obra civil o fletes con empresas nacionales. Respecto al contenido local, **existe la convicción generalizada de los promotores de proyectos que los requisitos de contenido local encarecieron los proyectos**. No se ha creado industria local, si bien sí se han creado empresas proveedoras de servicios que en la actualidad ofrecen los mismos en el extranjero. El proceso de certificación del contenido local no estaba definido en las bases de la licitación, se diseñó a posteriori, lo que generó cargas administrativas adicionales e inesperadas a los promotores de proyectos. **El máximo de contenido local alcanzado por un proyecto fue del 35 %**.

Por último, en lo que respecta a contenido local, la exigencia de realizar la O&M por parte de personal uruguayo a partir del segundo año se hubiera producido de igual manera, ya que es la estrategia habitual de las compañías formar personal local para la O&M durante la vida del parque.

La falta de medición de recurso certificado provocó retrasos en el cierre financiero de los proyectos, ya que los bancos exigían series de varios años certificadas. La posibilidad de suministrar un mapa eólico haría más eficiente la medida de recurso en el emplazamiento y acortaría el periodo necesario para el cierre de la financiación de los proyectos.

Si bien existen retrasos, la tasa de éxito en Uruguay para la tecnología eólica es muy alta. Esto es debido fundamentalmente a los **criterios de reputación técnica y financiera, así como las garantías exigidas a los promotores de proyectos**. Hay que tener en cuenta que las garantías exigidas no son exclusivas del sector de la energía si no que se enmarcan en la regulación de compras y administración financiera del estado uruguayo. Un porcentaje de la garantía se conserva hasta el desmantelamiento del proyecto para asegurarse que se minimice el impacto ambiental a lo largo de toda la vida del proyecto.

Más allá de la experiencia en la puesta en marcha de subastas para la compra de electricidad de origen renovable, de manera general el desarrollo a gran escala de la energía renovable y, en particular, la eólica en Uruguay ayuda a desmontar algunos mitos sobre la mismas, demostrando que:



- **La integración de las energías renovables en el sistema es sencilla.** La energía eólica presenta variabilidad, pero no intermitencia. En el caso de Uruguay, las variaciones horarias de la eólica son mucho menores que las variaciones intempestivas por disparos de grandes unidades térmicas o hidroeléctricas. Además, esta variabilidad es predecible con suficiente antelación y alta precisión, por lo que se puede afirmar que el desarrollo a gran escala de la energía eólica de manera geográficamente dispersa puede garantizar potencia firme. El desarrollo a gran escala de la energía eólica se ha realizado con un mínimo aporte de respaldo térmico gracias a que Uruguay goza de un sistema eléctrico muy flexible, grandes centrales hidroeléctricas que compensan la variabilidad de la eólica. Por otra parte, **la generación eólica desplaza a las hidroeléctricas en las horas de recurso abundante, se ahorra el uso del agua y esto hace aumentar la firmeza de la potencia del conjunto eólico-hidráulico.**
- En la actualidad la energía eólica en Uruguay ha establecido dos records: abastecer el 95 % del consumo en una hora y 69 % en un día. Con la finalización de los parques eólicos que se encuentran en construcción en la actualidad, **está previsto que en muchas horas del año se supere el 100 %.**
- **Es electricidad de alta calidad.** La generalización de la tecnología de solo generadores de control de potencia por velocidad variable y paso variable permite la inyección a red de electricidad de alta calidad.
- **Es barata.** Para países sin recursos fósiles, en muchos casos la energía renovable es más barata que la convencional. En concreto, en Uruguay, la energía eólica, con emplazamientos con alto potencial eólico 3,950 horas, la electricidad de origen eólico es competitiva frente a un ciclo combinado con gas (a partir de 6.2 US\$/MMBTU) o generación con fuel (a partir de 40 US\$/barril).



3.5. Subastas celebradas en 2016: Perú, México y Argentina

3.5.1. Cuarta subasta de renovables de Perú

En el caso del Perú, la subasta celebrada en 2016 era la cuarta celebrada desde el 2009. Perú es un ejemplo a nivel mundial de éxito de aplicación de las subastas para la promoción de nueva capacidad de generación de electricidad de origen renovable. A lo largo de las cuatro subastas celebradas se ha conseguido una reducción del precio de la electricidad de origen eólico del 43 % y del 78 % en el caso de la fotovoltaica.

Más allá de las reducciones del coste que estas tecnologías han experimentado en los últimos años a nivel global, algunas de las claves para el éxito de las subastas conducidas en Perú han sido: (i) objetivos de electricidad renovable claros y ambiciosos a medio plazo; (ii) análisis de los resultados y revisión del diseño de las subastas en función de las lecciones aprendidas y (iii) transparencia en el proceso.

Las subastas en Perú son específicas por tecnología. La Tabla 19 recopila los precios mínimos obtenidos en cada una de las subastas en US\$/MWh. La fecha indicada es la de la adjudicación.

Tabla 19: Precios mínimos subastas de recursos energéticos renovables Perú.

Fuente: Elaboración propia.

	1 ^o julio 2010 (US\$/MWh)	2 ^o agosto 2011 (US\$/MWh)	3 ^o diciembre 2013 (US\$/MWh)	4 ^o febrero 2016 (US\$/MWh)
Eólica	65.52	69.00	-	36.84
Solar	215.00	119.90	-	47.98
Biomasa	52.00	99.99	-	77.00
PCH	55.00	47.40	50.50	40.00

La Tabla 20 presenta una descripción de las opciones de diseño de la subasta de energías renovables llevada a cabo en 2016 en Perú.

Tabla 20: Diseño de la cuarta subasta de electricidad de origen renovable en Perú.

Fuente: Elaboración propia.

criterio de diseño	Descripción
Objetivo	5% de la electricidad a partir de renovables (excluida la hidráulica) para 2016.
Regularidad / periodicidad de las subastas	Fecha de adjudicación: <ul style="list-style-type: none"> • Primera subasta: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Primera convocatoria: 12 de febrero de 2010.



Criterio de diseño	Descripción
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Segunda convocatoria: 23 de Julio de 2010. • Segunda subasta: 23 de agosto de 2011. • Tercera subasta: 12 de diciembre de 2013. • Cuarta subasta: 16 de febrero de 2016.
Autoridad responsable	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)
Objeto de la subasta	<p>Compra de energía: 1,750,000 MWh/año.</p> <p>Contrato de compra de la electricidad desde la puesta en marcha y hasta el 31 de diciembre de 2038.</p> <p>La tarifa, en US\$, se garantiza a cada adjudicatario por las inyecciones netas de energía hasta el límite de su energía adjudicada. Cada tarifa de adjudicación tiene carácter firme y es aplicada durante el plazo de vigencia aplicando un factor de corrección y una fórmula de actualización establecida en las bases.</p>
Origen de los fondos para financiar el resultado de la subasta	El coste de los contratos se traslada a la tarifa eléctrica.
Tecnologías elegibles	<p>Subastas específicas para cada una de las tecnologías:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Biomasa: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Residuos forestales: 125,000 MWh/año; ➤ Residuos sólidos agrícolas: 125,000 MWh/año; ➤ Residuos sólidos urbanos incineración: 31,000 MWh/año; ➤ Residuos sólidos urbanos biogás: 31,000 MWh/año; • Eólica: 573,000 MWh/año; • Solar fotovoltaica: 415,000 MWh/año; • Pequeños proyectos hidroeléctricos: 450,000 MWh/año.
Ubicación específica vs ubicación neutra	Ubicación neutra.
Tamaño de los proyectos	Para el caso de proyectos hidroeléctricos, la máxima capacidad de generación eléctrica que es posible aprovechar del recurso energético no debe ser mayor a 20 MW.
Instalaciones nuevas o existentes	Instalaciones nuevas.
Tipo de subastas	En sobre cerrado.
En presencia o telemática	Entrega por correo, apertura presencial.
Información suministrada	Bases de la subasta (US\$ 5,000).



Criterio de diseño	Descripción
	Portal de transparencia con toda la información de la subasta en curso y de las anteriores subastas.
Requisitos exigidos a las ofertas	<p>Requisitos financieros: que el capital social suscrito y pagado sea como mínimo de US\$ 100,000 por cada MW a instalarse.</p> <p>Requisitos técnicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Haber realizado las mediciones y/o estudios del recurso renovable durante un período no menor de 1 año. • Que los equipos a ser instalados sean nuevos y, en ningún caso, la antigüedad de fabricación mayor a dos años. • Declaración de experiencia mínima de 2 años en generación eléctrica.
Criterio de selección de proyectos ganadores	El Comité ordenará los sobres de oferta por tecnología, de menor a mayor precio sin superar el precio máximo (techo) de adjudicación de cada tecnología.
Determinación del precio final	Pay as bid US\$/MWh.
Precios máximos (techo)	Precios máximos calculados por OSINERGMIN en US\$/MWh por cada tipo de tecnología de generación. Los precios máximos son de carácter confidencial.
Número mínimo de oferentes	No existe número mínimo de oferentes.
Insuficiente adjudicación	Si durante el proceso de adjudicación previo se tiene energía requerida no cubierta al 100 %, se procederá a una segunda ronda. En el caso de que no se cubra el 100 % de la energía requerida en la segunda ronda, esta será declarada parcial o totalmente desierta, según corresponda.
Garantías	Garantía de seriedad de oferta: US\$ 50,000 por MW a instalar. Garantía de fiel cumplimiento: US\$ 250,000 por MW a instalarse. Garantía de impugnación: US\$ 2,000.
Sanciones por incumplimiento o retrasos	En el caso de que OSINERGMIN verifique atrasos del cumplimiento del cronograma de ejecución de obras en un plazo máximo de 5 días, OSINERGMIN requerirá a la Sociedad Concesionaria el incremento de la garantía de fiel cumplimiento en 20 %. En el caso de incumplimientos el Ministerio de Energía y Minas del Perú podrá cancelar el contrato.

En la cuarta subasta de renovables se presentaron dos proyectos de biomasa, 34 proyectos eólicos y 48 proyectos solares. En la primera ronda se adjudicaron dos proyectos de biomasa, uno eólico y uno fotovoltaico. Sin tener en cuenta la hidráulica, en la primera ronda no se adjudicaron 283 GWh. La energía remanente requerida se procedió a subastar en una segunda ronda. Los postores redujeron su precio, un parque eólico redujo la oferta en la segunda ronda en un 37 %. Toda la energía fue adjudicada



en la segunda ronda. Si bien, solo con la entrada en servicio de las plantas se podrá evaluar la eficacia.

La Tabla 21 muestra los precios mínimos adjudicados y los precios techo. Las subastas consiguieron una asignación eficiente para las tecnologías eólica y solar. Para la tecnología eólica hay una reducción entre el precio techo y el precio máximo adjudicado del 43 %, del 45 % en la tecnología fotovoltaica y cero en la biomasa.

Tabla 21: Precios mínimos y techo de la 4ª subasta RER Perú.

Fuente: Elaboración propia.

	Mínimo (US\$/MWh)	Techo (US\$/MWh)	Reducción
Eólica	37.83	66.00	43 %
Solar	47.98	88.00	45 %
Biomasa	77.00	77.00	0 %
PCH	40.00	60.00	33 %

Si bien la eficiencia de las subastas depende de muchos factores externos, así como de su diseño, la experiencia internacional parece indicar que, las subastas son especialmente eficientes para las tecnologías fotovoltaica y eólica por el grado de estandarización de los proyectos y, la menor necesidad de inversión en la etapa de desarrollo del proyecto en comparación con la complejidad que presentan otras tecnologías como las de valorización de la biomasa. El hecho de que los proyectos de biomasa en la cuarta subasta de Perú se adjudicasen al precio techo podría ser una evidencia que soportaría esta afirmación.

En la misma dirección apunta el dato de que fueron adjudicados parques eólicos con capacidades tan dispares como 18 MW y 126 MW, pero con horas equivalentes similares, 4,500 horas año, a precios muy similares en torno a 38 US\$/MWh. Se puede deducir que, para la energía eólica, los precios ofertados son poco sensibles a variaciones en los costes incurridos en la fase de desarrollo y construcción y dependen fundamentalmente del recurso.

3.5.2. Primera subasta de largo plazo de México

La reforma energética de la segunda economía de ALC aprobada en el 2013 ha generado grandes expectativas para las energías renovables en México.

En el 2016 han tenido lugar dos subastas de largo plazo en los meses de marzo y septiembre. Se subastaban paquetes integrados por combinaciones de energía,



potencia y certificados de energías limpias (CEL)¹⁶. En la primera subasta se subastaron 6.36 TWh de energía limpia, 6.36 millones de CEL, y 500 MW de potencia anualmente, para un periodo de 15 años en el caso de energía y potencia y, de 20 años para los CEL.

Las tecnologías renovables y de cogeneración eficiente, podían ofertar los tres productos. Las centrales convencionales podían ofertar únicamente potencia. La Tabla 22 recopila los elementos de diseño de la primera subasta de largo plazo del 2016 en México.

Tabla 22: Diseño de la primera subasta de largo plazo en México¹⁷.

Fuente: Elaboración propia.

Criterio de diseño	Descripción
Objetivo	35 % de la electricidad de origen renovable en el 2024
Regularidad / periodicidad de las subastas	Periodicidad anual si bien la de 2015 se celebró en 2016. Posibilidad de subastas adicionales. Primera subasta: los días 29 y 30 de marzo de 2016 solo renovables en el bloque de energía. Segunda subasta: el 30 de septiembre de 2016 tecnológicamente neutra.
Autoridad responsable	Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).
Objeto de la subasta	Contratar: 6.36 TWh de energía limpia, 6.36 millones de CEL, y 500 MW de potencia anualmente. Contratos de 15 años para la energía y por un plazo de 20 años para CEL. Puesta en marcha el 28 de marzo del 2018. Indexado en US\$ o Peso según oferente.
Origen de los fondos para financiar el resultado de la subasta	El coste de las renovables se traslada a la tarifa eléctrica.
Tecnologías elegibles	Neutra de renovables y cogeneración (para el bloque energía y CEL).
Ubicación específica vs ubicación neutra	Existen límites por nodos.

¹⁶ El CEL representa el atributo renovable de la energía vendida y servirá a los suministradores básicos para certificar el porcentaje de su consumo deberán cubrir con fuentes limpias.

¹⁷ <http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/SubastasLP.aspx>



Criterio de diseño	Descripción
Tamaño de los proyectos	No existe un límite máximo al tamaño de proyectos. En cualquier caso, existe una capacidad de conexión disponible en cada nodo o zona de Interconexión.
Tipo de subastas	Subasta en sobre cerrado.
En presencia o telemática	Mediante plataforma electrónica creada para el desarrollo de la subasta.
Información suministrada	Capacidades de interconexión y exportación de la infraestructura de transmisión. Precios marginales por zonas y su proyección. Las bases de Licitación son públicas y pueden ser consultadas por cualquier interesado sin que para ello sea necesario cubrir su costo de adquisición. No se ofrecen mapas de recurso renovable.
Precalificación oferentes	Capacidad técnica: se manifiesta que dicha empresa ha construido y operado exitosamente en los últimos 10 años los proyectos establecidos, con una tecnología similar a la que se incluye en la(s) oferta(s) de venta y cuyas capacidades son mayores al 33% del tamaño de la central eléctrica asociada a dicha oferta de venta. Capacidad financiera: la empresa ha obtenido en el pasado financiamiento necesario para desarrollar proyectos que, colectivamente entre ellos, son de igual o mayor tamaño a los que pretende desarrollar para cumplir con sus ofertas de venta. Capacidad legal: se verifica que el licitante, si es persona moral, está legalmente constituido y que su representante legal cuenta con las facultades necesarias para representarlo en la subasta; si es persona física, que cuenta con capacidad legal para participar en la subasta; y en caso de ser consorcio, que cada una de las partes integrantes del mismo está legalmente constituido y que su representante legal cuenta con las facultades necesarias para representarlo en la subasta.
Criterio de selección de proyectos ganadores	Los menores precios "ajustados". Los precios ofertados por los proyectos se ven ajustados por un factor en función del precio promedio de la energía en el nodo de interconexión (diferencias esperadas), y la distribución horaria y estacional de entrega de la energía (factores de ajuste horario).
Determinación del precio final	Pay as bid.
Precios máximos (techo)	Establecidos por el regulador para energía, capacidad y CEL.
Número mínimo de oferentes	La oferta tiene que superar la demanda en un porcentaje preestablecido.
Garantías	Garantía de seriedad de oferta será calculado por cada licitante conforme a lo siguiente:



Criterio de diseño	Descripción
	<ul style="list-style-type: none">• 300,000 UDIs¹⁸, sin importar el número de ofertas de venta que pretenda presentar, más;• 65,000 UDIs por MW de potencia que pretenda ofrecer en la subasta, en un año, más;• 30 UDIs por cada MWh de energía eléctrica acumulable que pretenda ofrecer en la subasta, en un año, más;• 15 UDIs por cada CEL que pretenda ofrecer en la subasta, en un año. <p>Garantía de fiel cumplimiento:</p> <ul style="list-style-type: none">• 65,000 UDIs por MW de potencia ofrecidos por año, más;• 30 UDIs por cada MWh de energía eléctrica acumulable ofrecidos por año, más;• 15 UDIs por cada CEL ofrecido por año.
Sanciones por incumplimiento o retrasos	Ejecución de las garantías. Penalizaciones económicas por desbalances de cantidad ofertada.

La convocatoria para la primera subasta de largo plazo se publicó en noviembre del 2015 y se adjudicó el 31 de marzo de 2016. A la precalificación se presentaron 103 licitantes ofertando un total de 102 TWh y 109 millones de CEL. Después de las descartadas y las que se retiraron voluntariamente, participaron en la subasta 69 ofertas. Finalmente, diez fueron adjudicadas.

En las ofertas precalificadas, el 53 % de la energía ofertada era de origen fotovoltaico, 46 % eólico y 1 % cogeneración. Fue una subasta con alto grado de eficacia. Después de aplicar el proceso de selección de ofertas se cubrió el 84 % de la energía y los CEL demandados, adjudicándose un total de 17 proyectos fotovoltaicos (1,689 MW) y 5 eólicos (396 MW). Los precios de adjudicación de la fotovoltaica estuvieron en el rango de 35 a 68 US\$/MWh para el conjunto de energía y CEL y la eólica entre 43 y 68 US\$/MWh. Fue una subasta eficiente, resultando los precios un 26 % más bajos que los precios marginales locales estimados.

La subasta ha sido considerada un éxito entre otros factores por:

- Reconoce el valor intrínseco de la energía entregada en las zonas y el horario donde existe una deficiencia de capacidad, de tal manera que, a pesar de que se firme un contrato de largo plazo, el impacto del mercado spot se vea reflejado en los flujos de energía y pagos. Se incluyeron ajustes regionales para la evaluación de ofertas, premiando o penalizando respectivamente aquellas

¹⁸ UDI: La unidad de cuenta llamada "Unidad de Inversión" y cuyo valor en Pesos para cada día es publicado periódicamente por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación. El valor del UDI el 28 de marzo del 2016 fue de 5.443 Pesos mexicanos. Un US\$ equivale a 20.7 Pesos mexicanos.



zonas en las que hacía falta nueva capacidad, o en las que ya existía una sobreoferta.

- El alto grado de flujo de información y transparencia, haciendo pública toda la información necesaria sobre redes de transmisión y precios marginales; cumpliendo con el calendario y promoviendo la consulta pública (PwC, 2016).

Adicionalmente, algunas de las claves del éxito de la tecnología fotovoltaica han sido: (i) un gran número de proyectos en un estado de desarrollo muy avanzado; (ii) en las zonas de principal recurso eólico no existe actualmente capacidad de evacuación; (iii) el sistema de selección de ofertas con factores de ajustes geográficos favorecedores de las zonas de alta irradiación solar; (iv) fabricantes de paneles solares que participan en consorcio como desarrolladores de proyectos para colocar su producto, estando dispuestos con ello a ofertar a precios muy competitivos (Jiménez, 2016).

En septiembre de 2016 se anunció el resultado de la segunda subasta, donde las renovables competían con las convencionales. En lo que respecta a la potencia contratada, el 71 % (850 MW) fueron ciclos combinados y el resto renovables: 184 MW fotovoltaicos, 128 MW eólicos y 25 MW geotérmicos. El precio medio de las renovables se situó en 33.47 US\$/MWh, lo que representa una reducción del 30 % respecto a la primera subasta celebrada seis meses antes.

3.5.3. Primera subasta RenovAR de Argentina

El programa GENREN de Argentina adjudicó 895 MW renovables en 2009, de los cuales 754 MW fueron eólicos. Se estima que de los proyectos adjudicados solo se llegaron a realizar el 10%. La razón de la baja eficacia no se encuentra en el diseño de la subasta, sino que resulta de la coyuntura internacional en la cual Argentina vio severamente restringido su acceso a financiación internacional (ICTSD, 2016).

El gobierno surgido de las elecciones en 2015, con su plan RenovAR para el fomento de las energías renovables, ha recuperado el modelo de subastas para la promoción a gran escala de la generación eléctrica a partir de estas tecnologías. En septiembre tuvo lugar la primera subasta para la que se recibieron ofertas que superaban en seis veces la capacidad ofertada. El Tabla 23 presenta una descripción de las opciones de diseño de la subasta de energías renovables llevada a cabo en 2016 en Argentina.

Tabla 23: Diseño de la subasta de electricidad de origen renovable en Argentina.

Fuente: Elaboración propia.

Criterio de diseño	Descripción
Objetivo	Plan de Energías Renovables RenovAr 2016-2025: 8 % de la electricidad de origen renovables en 2018 y 20 % en 2025.



Criterio de diseño	Descripción
Regularidad / periodicidad de las subastas	La primera subasta del programa RenovAR se adjudicó en septiembre de 2016. En noviembre se realizó una segunda ronda. La segunda subasta está prevista para la segunda mitad del 2017.
Autoridad responsable	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA).
Objeto de la subasta	El Contrato de abastecimiento con CAMMESA como comprador. Contrato en US\$. Actualizado anualmente. Factores de actualización públicos. Duración 20 años.
Origen de los fondos para financiar el resultado de la subasta	El coste de las renovables se traslada a la tarifa eléctrica.
Específica para una tecnología o neutra	Tecnológicamente específica, aunque se realiza simultáneamente para cinco tecnologías. Capacidad: 1,000 MW licitados. Asignación de potencia por tecnología: <ul style="list-style-type: none">• Eólica: 600 MW.• Solar Fotovoltaica: 300 MW.• Biomasa (combustión y gasificación): 65 MW.• Biogás: 15 MW.• Minihidráulica: 20 MW.
Ubicación específica vs ubicación neutra	Límites de capacidades máximas por nodos. No se discriminan partes del territorio ni se priorizan zonas.
Tamaño de los proyectos.	<ul style="list-style-type: none">• Eólica: 1-100 MW. Energía a ofertar P90.• Solar Fotovoltaica: 1-100 MW.• Biomasa (combustión y gasificación): 1-65 MW.• Biogás: 1-15 MW.• Pequeñas centrales hidroeléctricas: 0.5-20 MW.
Instalaciones nuevas o existentes	Nueva capacidad, ampliaciones y/o repotenciaci3nes.
Tipo de subastas	Sobre cerrado (sealed-bid).
En presencia o telemática	Las ofertas deben de entregarse físicamente de manera presencial o por correo.



Criterio de diseño	Descripción
Información suministrada	Bases de la licitación. Precio de las bases 150,000 Pesos argentinos ¹⁹ . No se ofrecen mapas de recurso renovable. La información sobre los requisitos administrativos posteriores, tales como acceso a la red o requisitos para la licencia definitiva son todo públicos en la web de CAMMESA.
Requisitos exigidos a las ofertas	<ul style="list-style-type: none">• Deberán acreditar un patrimonio neto mínimo de 250 mil US\$ por MW de potencia ofertada.• Derechos reales demostrables sobre el sitio de emplazamiento.• Habilitaciones ambientales definitivas.• Informe de Evaluación de Recurso aceptable y certificado (Mínimo de 12 meses de medición para proyectos eólicos).• Estudios de producción de energía (correspondientes a los equipos de generación a utilizar).• Haber iniciado el proceso de habilitación como agente del mercado eléctrico mayorista en el MINEM.• Estudio estático y dinámico requerido para el acceso a la red de transporte, según procedimiento técnico de CAMMESA.
Criterio de selección de proyectos ganadores	Las ofertas de menor "precio ofertado ajustado (POA)", hasta cubrir el cupo por tecnología y sin superar los máximos del nodo. El POA es el precio ofertado aplicando factores de pérdidas y una mejora de 0.15 US\$/MWh por cada 30 días en que la puesta en marcha se adelante al plazo de ejecución máximo.
Determinación del precio final	Pay as bid. El precio se actualiza anualmente. El índice de actualización es conocido de antemano.
Precios máximos (techo)	Precio máximo de adjudicación. Calculado por Ministerio de Energía y Minas informando a CAMMESA en sobrecerrado a ser descubierto al mismo tiempo que las ofertas económicas. <ul style="list-style-type: none">• Eólica: 82 US\$/MWh.• Solar: 90 US\$/MWh.• Biomasa: 110 US\$/MWh.• Biogás: 160 US\$/MWh.
Número mínimo de oferentes	No hay número mínimo de oferentes.
Insuficiente adjudicación	En caso de que no se hubiera adjudicado el 100% de la potencia requerida en una tecnología, podrá adicionarse la potencia requerida remanente a otra tecnología.
Garantías	<ul style="list-style-type: none">• Seriedad de oferta de 35,000 US\$/MW.• Fiel cumplimiento de contrato de 250,000 US\$/MW.

¹⁹ 9,375 US\$ aprox.



Criterio de diseño	Descripción
Sanciones por incumplimiento o retrasos	<ul style="list-style-type: none"> • Multa económica diaria por retraso en la puesta en marcha. • Deficiencia de Abastecimiento Menor (<10% de la Energía Comprometida - EC) con posibilidad pasarla al año siguiente. • Mayor (>10% de EC) con aplicación directa de multa en base a un "Costo de Deficiencia" (160 US\$/MWh).
Otros sistemas de apoyo	El Fondo Fiduciario de Energías Renovables (FODER), propone financiación y garantías financieras.

La Tabla 24 recopila el resultado de la adjudicación de la primera subasta de energías renovables del programa RenovAR. Los resultados indican, una vez más, que las subastas tienen una gran eficacia para adjudicar proyectos de las tecnologías solar y eólica pero no es el caso con la biomasa. Ningún proyecto de biomasa sólida fue adjudicado y solo uno de biogás (8 % de la capacidad licitada). Tampoco se adjudicaron proyectos PCH. Al no cubrirse los cupos en las biomasas y PCH se incrementó el cupo de eólica y fotovoltaica.

Tabla 24: Adjudicación subasta 1.0 RenovAR.

Fuente: Elaboración propia.

	Licitado (MW)	Adjudicado (MW)	Nº proyectos
Eólica	600	707.9	12
Solar	300	400.0	4
Biomasa	65	0.0	0
Biogás	15	1.2	1
PCH	20	0.0	0

La Tabla 25 recopila los precios mínimos y promedio ofertados y el precio máximo (techo) de la primera subasta RenovAR 1.0. Desde el punto de vista de la eficiencia, la subasta puede considerarse un éxito. La eólica se ha adjudicado con un ahorro promedio del 15.2 % respecto al precio techo y la solar fotovoltaica obtiene un resultado muy similar, 15.3 %.

Tabla 25: Precios primera subasta RenovAR.

Fuente: Elaboración propia.

	Mínimo (US\$/MWh)	Promedio (US\$/MWh)	Techo (US\$/MWh)
Eólica	49.1	59.4	82.0
Solar	59.0	59.7	90.0
Biomasa	110.0	114.6	110.0
Biogás	118.0	177.8	160.0



PCH	111.1	114.5	105.0
------------	-------	-------	-------

Al finalizar la adjudicación de la primera subasta RenovAR 1.0, el gobierno anunció una nueva licitación tanto para los proyectos que no cumplieron los requisitos como para los que no fueron adjudicados.

Se licitaron 400 MW eólicos y 200 MW solares en la nueva ronda RenovAR 1.5, con límites de capacidad asignada por regiones. Los proyectos debían contar con capacidad de conexión. No se permitían cambios en las propuestas técnicas ya calificadas en la ronda 1.0. Se estableció como precio techo el precio promedio de la ronda 1.0: para la tecnología eólica 59.39 US\$/MWh y para la fotovoltaica 59.75 US\$/MWh.

El 25 de noviembre de 2016 se adjudicaron 10 proyectos de energía eólica que suman 765.4 MW con un precio promedio de 53.34 US\$/MWh. Para la producción de electricidad a partir de fotovoltaica, los proyectos adjudicados fueron 20, para una capacidad de 516 MW y a un precio promedio de 54.94 US\$/MWh.



4. Sistemas de subastas de energía renovable:

Discusión y recomendaciones

4.1. Discusión

El desarrollo a gran escala de las energías renovables se basa **en una política clara y estable, con objetivos en el medio y largo plazo**, así como condiciones idóneas para la inversión (seguridad jurídica, acceso a capital, etc.).

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, adaptados a las condiciones nacionales. Estos instrumentos han de facilitar aspectos como la conexión a la red o el acceso a financiación.

Uno de los mayores retos a los que se enfrentan los gobiernos es la adaptación de sus mecanismos de apoyo a unas condiciones rápidamente cambiantes. En el caso de las subastas, es **muy importante hacer una evaluación continua** y adaptar el diseño de las mismas en función de los resultados y las nuevas condiciones de mercado.

Respecto a la adaptación del diseño, **las subastas de energías renovables en ALC muestran una clara tendencia a la sofisticación y refinamiento en las opciones de diseño** para la consecución de diferentes objetivos. El establecimiento de factores que reconocen el distinto valor de la energía entregada en zonas geográficas o momentos del día donde existe una deficiencia de capacidad o mecanismos sancionadores que consideran la variabilidad del recurso minimizando el riesgo financiero por desvíos en las obligaciones del contrato, son algunos ejemplos.

Dos son los parámetros fundamentales que se analizan en el desempeño de los sistemas de apoyo: la eficacia y la eficiencia. La eficacia viene determinada por la cantidad de proyectos puestos en marcha con éxito, en función de los objetivos iniciales. La eficiencia (económica) analiza el coste al que se han alcanzado los objetivos. Las posibilidades de valorar el desempeño de un sistema de apoyo (subasta) son reducidas ya que el desarrollo de los proyectos está influenciado por otros condicionantes tales como: la existencia de apoyos adicionales (incentivos fiscales, subvenciones etc.), las infraestructuras del país, el potencial de recursos energéticos renovables, etc.

La mayor crítica recibida por las subastas es relativa a su eficacia. Debido al alto grado de competencia, se tiende a presentar ofertas temerarias que finalmente no acaban implementándose. A este respecto **tres son los aspectos más importantes a exigir: garantías financieras, un grado de desarrollo de los proyectos y reputación técnica y financiera del oferente.**

En lo que respecta a la eficiencia, si bien la comparación de subastas de distintas tecnologías debe de hacerse con mucho cuidado, el análisis de los casos de estudio



sugiere que **las subastas han tenido más éxito para tecnologías renovables cuyos proyectos son más sencillos de desarrollar y poner en marcha, y que se pueden estandarizar mejor, como la eólica y, especialmente, la fotovoltaica.**

La comparación de los resultados de las subastas en distintos países debe de hacerse con mucha precaución. La existencia de apoyos financieros adicionales, el funcionamiento de los mercados eléctricos, la necesidad o no de soportar los costes de infraestructura de transmisión, son algunos de los aspectos, ajenos al diseño de la subasta, que influyen de manera determinante en la elaboración de la oferta.

Las experiencias de Brasil y Uruguay demuestran que la puesta en marcha de mecanismos de competencia ha reducido los precios de las tecnologías solar y fotovoltaica. En la región de ALC podemos afirmar que la competitividad de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica está contribuyendo a lograr precios récord, como en las recientes subastas en Perú y México, con precios de 37.8 US\$/MWh y 43.0 US\$/MWh respectivamente para la eólica y de 35.0 US\$/MWh en México y 47.9 US\$/MWh en Perú para las ofertas más bajas de solar fotovoltaica. Estas reducciones están respaldadas por el progreso tecnológico, el desarrollo de las capacidades locales, la calidad de los recursos, la reducción de los costos de financiamiento y la creciente madurez del sector. En cualquier caso, todas estas subastas son muy recientes y está por ver que los proyectos vayan a realizarse según lo planeado.

4.2. Recomendaciones

Como comentado el mecanismo de subastas, al traer implícita la obligación de las empresas por competir alcanza resultados eficientes en términos de coste. Las subastas deberán pues, tender a ser diseñadas para promover la máxima participación y competencia. Basándose en el análisis de los casos de estudios la Tabla 26 recoge a modo de resumen recomendaciones para las distintas opciones de diseño.

Tabla 26: Recomendaciones para el diseño de subastas de electricidad de origen renovable.
Fuente: Elaboración propia.

Criterio de diseño	Descripción
Objetivo	<p>Es un aspecto clave para la confianza de los promotores, que se cumple en todos los casos de estudio analizados.</p> <p>Idealmente los objetivos deberían ser ambiciosos pero realistas, detallados por tecnología, con objetivos parciales por año, ligados formalmente a las subastas y con un proceso de revisión y actualización determinado y conocido.</p>
Regularidad / periodicidad de las subastas	<p>La regularidad establece las bases de la confianza para los inversores, y se traduce en un aumento de la competitividad, lo que permite una eficiencia dinámica. Brasil o Perú, donde se han ejecutado subastas con regularidad, son claros ejemplos.</p>



Criterio de diseño	Descripción
	<p>Si bien la industria de renovables señala como un aspecto importante publicar un calendario plurianual con fechas de las subastas y volúmenes a subastar (Solar Power Europe, 2016), este es un ejercicio muy ambicioso.</p> <p>Tener una regularidad, y el anuncio con suficiente antelación para preparar una oferta competitiva, parecen ser condiciones suficientes y necesarias para promover la competencia.</p> <p>La experiencia de las subastas en ALC indica claramente que es preferible una serie de subastas repartidas en el tiempo que subastar el mismo volumen de manera puntual. Se aumenta la competencia y por lo tanto la eficiencia y, además, permite adaptar el diseño entre subastas.</p>
Autoridad responsable	<p>Es crítico que se defina por ley las responsabilidades y obligaciones de todas las instituciones involucradas en el proceso.</p> <p>La autoridad responsable, tiene que ser vista como independiente y tener los medios humanos, técnicos y financieros. En el caso de Brasil (ANEEL), Uruguay (URSEA) y Perú (OSINERGMIN) han optado por el regulador.</p>
Objeto de la subasta	<p>Si bien establecer la cantidad a subastar en energía implica mayor riesgo para el oferente, frente a capacidad, esto no ha sido determinante.</p> <p>Los adjudicatarios de la subasta lo son de un contrato de venta de energía al precio resultante del proceso de subasta. Los detalles del contrato tienen que ser conocidos de antemano (preferiblemente incluirlo como anexo de las bases).</p> <p>Contratos a largo plazo, en US\$ e indexados anualmente ofrecen las mejores garantías para cerrar la financiación.</p>
Origen de los fondos para financiar el resultado de la subasta	<p>Para hacer creíble un PPA es necesario que los fondos estén asegurados. La mejor práctica en este caso es trasladar por ley el coste de los PPA a la tarifa final en el mercado regulado. Tanto Brasil, como Panamá y Uruguay así lo hacen.</p>
Específica para una tecnología o neutra	<p>Si el objetivo es promover las renovables de la manera más eficiente en el corto plazo, las subastas deben de estar abiertas a todas las tecnologías renovables.</p> <p>Si lo que se busca es diversidad, seguridad del suministro y eficiencias dinámicas (mayores reducciones de precios en el medio y largo plazo) entonces deben emplearse subastas específicas con cupos para cada tecnología renovable.</p> <p>Parece prometedora la propuesta de Panamá de permitir ofertas multi-tecnológicas de renovables que disminuirían la variabilidad y aumentarían la disponibilidad.</p>



Criterio de diseño	Descripción
Ubicación específica vs ubicación neutra	<p>La importancia de la ubicación es muy diferente según los países, influyen aspectos tales como: el tamaño del país; la infraestructura de transmisión; el potencial del recurso energético, la ubicación y la diversidad de los recursos renovables; los potenciales problemas de aceptación social, etc.</p> <p>Si lo que se busca es la eficiencia económica, la subasta debe ser neutra respecto a la ubicación de los proyectos. En los casos en los que se persiga el objetivo secundario de la dispersión de los proyectos para: evitar problemas de congestiones en la red de transmisión, evitar rechazo social, maximizar el desarrollo rural, etc., es posible identificar los emplazamientos de los proyectos o más comúnmente hacer un ejercicio de zonificación con cupos.</p>
Tamaño de los proyectos.	<p>Es recomendable que el límite de tamaño de los proyectos sea determinado por factores externos como la capacidad de los nodos o las regulaciones medioambientales, pero no necesariamente por el diseño de la subasta.</p>
Tipo de subastas.	<p>En sobre cerrado es sencilla de implementar, es la más popular y ha dado resultados óptimos.</p>
Requisitos exigidos a las ofertas	<p>Con el objetivo de incrementar la seriedad en la oferta:</p> <ul style="list-style-type: none">• En relación a los promotores: además de los administrativos, legales y de solvencia financiera es recomendable una experiencia mínima en proyectos similares.• En relación con el grado de desarrollo de los proyectos y adaptado a cada tecnología: permiso de conexión, análisis del recurso, estudio de impacto ambiental.
Información y transparencia	<p>Promover la máxima publicidad a nivel internacional de las convocatorias.</p> <p>Incluir la máxima cantidad de información en los pliegos de licitación. Periodos de consulta pública de pliegos suficientemente extensos. A ser posible organizar jornadas informativas públicas.</p> <p>Portales de transparencia, con toda la información estructurada de las subastas pasadas y en proceso, son necesarios.</p> <p>Facilitar el acceso a información sobre trámites administrativos y sobre el sistema de transmisión, reduce el coste de elaboración de las ofertas.</p> <p>En los casos en los que se ha dado información del recurso (eólico), como en Uruguay y otras experiencias internacionales, ha favorecido la competencia y la presentación de proyectos mejor desarrollados y, por lo tanto, más financiables.</p>
Criterio de selección de proyectos ganadores	<p>Desde el punto de vista económico el criterio de selección debe de ser el menor precio.</p> <p>Se está incrementando el uso de factores de corrección del precio para establecer el orden en la selección de las ofertas, con la</p>



Criterio de diseño	Descripción
	<p>finalidad de conseguir objetivos secundarios: la entrada temprana de proyectos en Argentina, la ubicación óptima en México.</p> <p>Los sistemas de selección multi-criterio son más complejos de implementar y deben de estar muy bien definidos de antemano para mitigar la percepción de no ser transparentes.</p>
Determinación del precio final.	<p>Se recomienda "pay as bid".</p>
Precios máximos (techo)	<p>Son necesarios. No establecerlos puede implicar un coste inesperado.</p> <p>Dos cuestiones son: su cálculo y su publicación, o no, antes de la subasta.</p> <p>Existe en la actualidad suficiente información sobre costes de renovables como para realizar un cálculo administrativo del precio techo suficientemente fiable. En cualquier caso, siempre se puede recurrir a una fase inicial de subasta dinámica descendente para "descubrir" el precio (Brasil).</p> <p>Respecto a su publicación es más conveniente no publicar los precios techo.</p>
Garantías	<p>Todos los casos de estudio revelan la necesidad del uso de garantías financieras para un correcto funcionamiento de las subastas.</p> <p>Las garantías financieras han sido el principal instrumento para promover la seriedad de oferta.</p> <p>Las garantías de seriedad de oferta y fiel cumplimiento en la construcción son necesarias y cuando son insuficientes tienen un efecto claro en el número de proyectos cancelados o con retrasos considerables.</p>
Sanciones por incumplimiento o retrasos	<p>Ante todo, tienen que estar muy claras para que el oferente pueda considerar ese riesgo.</p> <p>Suelen preverse sanciones por retrasos en la puesta en marcha y déficit de generación.</p> <p>En lo relativo al retraso en la puesta en marcha, deben de considerar el origen de los retrasos.</p> <p>Las sanciones son el principal instrumento contenido en los contratos de compra de la energía para asegurar minimizar el impacto de los desvíos en la energía ofertada.</p> <p>Es destacable la gestión de desvíos en las subastas brasileñas, con franjas de desvíos (-10% a +30%) transferibles al año siguiente, multas económicas por mayores desvíos negativos.</p>



Criterio de diseño	Descripción
Cláusulas de contenido local	<p>Las cláusulas de contenido local persiguen el objetivo de maximizar los beneficios sociales, mediante el desarrollo industrial y la creación de empleo.</p> <p>Estudios empíricos sobre la aplicación de cláusula de contenido local obligatorio en proyectos de energías renovables determinan que recorta las economías de escala, reduciéndose los posibles ahorros, incrementando el coste de los proyectos y el coste de la electricidad en el mercado mayorista, además de limitar el acceso al capital (OECD, 2015).</p> <p>En los casos de estudio analizados, el sector de las energías renovables en Brasil emplea de manera directa e indirecta 918,000 personas, entre ellos, 41,000 el sector eólico y 4,000 el fotovoltaico. Por otro lado, en Uruguay existe la convicción generalizada entre los promotores de proyectos que los requisitos de contenido local encarecieron los proyectos. No se ha creado capacidad de manufactura local de equipamientos renovable, si bien sí se han creado empresas proveedoras de servicios que en la actualidad ofrecen los mismos en el extranjero.</p> <p>La decisión de incorporar cláusulas de contenido local, el grado exigido y su posible evolución en el tiempo, tienen que realizarse teniendo en cuenta el grado de madurez del mercado y las capacidades locales (industriales, humanas, infraestructuras, financieras, etc.).</p> <p>Además de cláusulas de contenido local obligatorio se puede promover el contenido local ligado a otros mecanismos de apoyo como: financiación preferencial, Brasil (BNDES) y Argentina (programa RenovAR); incentivos fiscales o; complementando la tarifa de los proyectos ganadores con una prima en función del contenido local (Uruguay).</p>



5. Bibliografía

- Bayer, B. (2016). *Erfahrungen mit Ausschreibungen für Windenergie in Brasilien*.
- BID. (2016). *Energy dossier: Brazil*. Banco Iberoamericano de Desarrollo.
- C. G., B. L., & B. B. (2014). Lessons learned from the auction-based approach to integrate wind generation in the Brazilian electricity market. *Council on Large Electric Systems*. CIGRE.
- CAF. (09 de 12 de 2016). *Institute of the Americas*. Obtenido de https://www.iamericas.org/documents/energy/presentations/panama_2015/Su sana_Pinilla_CAF.pdf
- Cunha, G., Barroso, L. A., & Bezerra, B. (2014). Lessons learned from the auction-based approach to integrate wind generation in the Brazilian electricity market. *Council on Large Electric Systems*. CIGRE.
- del Río, P. (2016). *Implementation of Auctions for Renewable Energy Support in Spain: a Case Study*. EU Horizon 2020 program.
- del Río, P., & Linares, P. (2015). Rethinking auctions for renewable electricity support. *Renewable and Sustainable Energy Review*, no. 35, 42-56.
- del Río, P., Haufe, M.-C., Wigan, F., & Steinhilber, S. (2015). *Overview of Design Elements for RES-E Auctions*. EU Horizon 2020.
- 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.



- ICTSD. (11 de diciembre de 2016). *La promoción de energías renovables en Argentina: el caso Genren*. Obtenido de International Centre for Trade and Sustainable Development: <http://www.ictsd.org/bridges-news/puentes/news/la-promoci%C3%B3n-de-energ%C3%ADas-renovables-en-argentina-el-caso-genren>
- IPCC. (2011). Policy, Financing and Implementation. En IPCC, *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*.
- IRENA. (2013). *Renewable Energy Auctions in Developing Countries*.
- IRENA. (2015). *Energías Renovables en América Latina 2015: Sumario de Políticas*. Abu Dhabi: IRENA.
- IRENA. (2016). *Renewable Energy Market Analysis: Latin America*. Abu Dhabi: IRENA.
- IRENA, CEM. (2015). *Renewable Energy Auctions - A Guide to Design*.
- Jiménez, M. M. (2016). Primera subasta de largo plazo de energía en México. *Cuadernos de Energía*, 17-29.
- OECD. (2015). *Overcoming Barriers to International Investment in Clean Energy*. París: OECD.
- Porrua, 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.
- PwC. (2016). *1ª Subasta de Largo Plazo*. México DF: PwC.
- REN21. (2015). *Renewables 2015. Global Status Report*. Bonn: Renewable Energy Network for the 21st Century.
- REN21. (2016). *Renewables 2016. Global Status Report*. Paris: Renewable Energy Network for the 21st Century.
- Solar Power Europe. (2016). *Tenders for solar projects*. Brussels: Solar Power Europe.
- 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>
- Yopez-García, R. A., Johnson, T. M., & Andrés, L. A. (2010). *Meeting the Electricity Supply/Demand Balance in Latin America & the Caribbean*. Banco Mundial.



Anexo I: Marco institucional, Brasil

Tabla 27: 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



Institución	Año	Funciones	Enlace
Centrais Eléctricas 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 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.	http://www.eletrobras.com
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



Institución	Año	Funciones	Enlace
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.• 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.	http://www.cnrh.gov.br/
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	http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/pagina-inicial



Institución	Año	Funciones	Enlace
		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.	



Anexo II: Marco institucional, Panamá

Tabla 28: Marco institucional del sector eléctrico panameño.

Fuente: Elaboración propia.

Nombre	Descripción	Enlace
Secretaría Nacional de Energía (SNE)	Entidad del Órgano Ejecutivo rector en políticas energéticas, cuya misión es formular, proponer e impulsar la política nacional de energía. Establecido mediante la Ley 43 de 25 de abril de 2011. Está adscrito al Ministerio de la Presidencia.	www.energia.gob.pa
Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP)	La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ASEP) establecida mediante Ley 26 de 1996 y sus modificaciones, regula y fiscaliza los sectores de electricidad, telecomunicaciones, agua y alcantarillado.	www.asep.gob.pa
Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA)	Empresa dedicada a la transmisión de energía eléctrica, cuyo 100 % de las acciones pertenece al Estado. Actualmente, es el encargado de llevar a cabo las subastas de energía eléctrica.	www.etsa.com.pa
Ministerio de Ambiente	Ministerio encargado de todo lo relacionado con el ambiente. Responsables de la aprobación de los estudios de impacto ambiental para todo proyecto.	www.miambiente.gob.pa
Centro Nacional de Despacho (CND)	Centro encargado del despacho de la electricidad, transacciones del mercado eléctrico, así como de la operación en tiempo real del sistema. Es una dependencia de la ETESA.	www.cnd.com.pa
Oficina de Electrificación Rural (OER)	Organismo dependiente del Órgano Ejecutivo, encargado de promover la electrificación de las áreas rurales no servidas, no rentables y no concesionadas.	www.oer.gob.pa



Nombre	Descripción	Enlace
Empresas generadoras	Debido a que desde el año 1997 se privatizó el sistema eléctrico, actualmente hay más de 46 empresas generadoras y muchas otras en trámites de obtener licencias y concesiones para proyectos de generación eléctrica. De los agentes generadores, solamente tienen capital mixto las empresas de generación provenientes del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), en las que el Estado quedó con un remanente de las acciones, y una empresa con capital 100 % estatal que es EGESA.	
Empresas distribuidoras	Encargadas de la distribución y comercialización del servicio eléctrico en su área concesionada para tal actividad. Las empresas distribuidoras son 3: EDEMET, EDECHI y ENSA. Cada una de ellas responde a un área geográfica concesionada y no compiten entre sí. Las empresas EDEMET y EDECHI pertenecen al grupo Gas Natural Fenosa y la empresa ENSA a Empresas Públicas de Medellín.	
Grandes Clientes	Consumidores cuya demanda es mayor de 100 kW y han solicitado dicha figura. Pueden realizar transacciones de compra de energía en el spot, así como realizar contrataciones directas con agentes productores. Actualmente no hay gran participación, el consumo de todos ellos es aproximadamente el 3% de la generación total.	
Autogeneradores y cogeneradores	Participantes del mercado eléctrico que tiene dicha figura y pueden realizar transacciones de compra y venta de energía en el spot, así como realizar contrataciones directas con otros agentes.	



Anexo III: Marco institucional, Uruguay

Tabla 29: Marco institucional del sector eléctrico uruguayo.

Fuente: Elaboración propia.

Nombre	Descripción	Enlace
Ministerio de Industria Energía y Minería (MIEM) y Dirección Nacional de Energía (DNE)	Dentro del MIEM, la DNE es la unidad responsable de elaborar, proponer y coordinar las políticas tendientes a satisfacer las necesidades energéticas nacionales, a costos adecuados para todos los sectores sociales y que aporten competitividad al país, promoviendo hábitos racionales y eficientes de consumo energético, procurando la independencia energética del país en un marco de integración regional, mediante soluciones sustentables tanto desde el punto de vista económico como medioambiental, utilizando la política energética como un instrumento para desarrollar capacidades productivas y promover la integración social.	www.miem.gub.uy www.dne.gub.uy
Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA)	Institución estatal, creada con el fin de defender a los usuarios, y contribuir al desarrollo del país, a través de la regulación, fiscalización y asesoramiento en los sectores de energía, combustible y agua. En los últimos años se sumó a esta regulación, el control de actividades relacionadas con el uso eficiente de la energía, la seguridad de los productos eléctricos, el uso de la energía solar térmica y la utilización de generadores de vapor.	www.ursea.gub.uy
Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)	Empresa pública verticalmente integrada, propiedad del Estado uruguayo que se dedica a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, prestación de servicios anexos y consultoría.	portal.ute.com.uy
Administración del Mercado Eléctrico (ADME)	Persona pública no estatal, creada por el Artículo 4 de la Ley 16.832 del 17 de junio de 1997, que establece nuevo marco regulatorio legal para el sistema eléctrico nacional. ADME opera y administra el mercado mayorista de energía eléctrica (MMEE). Realiza el despacho técnico del SIN, ajustándose a las normas establecidas por el Poder Ejecutivo.	www.adme.com.uy



Este documento es neutro en carbono.