

Subastas de energía renovable en Latinoamérica y Caribe

Caso de Estudio: Uruguay



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:

Oscar Ferreño, Ventus;

Hugo Lucas, Factor.

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

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



Índice

Acrónimos	5
1. Introducción	6
2. Contexto nacional	8
2.1. Marco social y macroeconómico	8
2.2. Sector energético	9
2.3. Marco institucional	11
2.4. Marco regulatorio	12
2.5. Sistemas de apoyo a las energías renovables	13
3. Sistema de subasta de energías renovables	16
3.1. Descripción del sistema de subasta	16
3.2. Resultados de la implementación del sistema	20
4. Discusión y lecciones aprendidas.	24
5. Bibliografía	27

Índice de tablas

Tabla 1: Indicadores principales del marco socio-económico.	8
Tabla 2: Consumo de energía primaria por fuente.	9
Tabla 3: Consumo de energía final por sector.	9
Tabla 4: Indicadores del sistema eléctrico.	10
Tabla 5: Capacidad instalada y generación eléctrica 2015.	11
Tabla 6: Diseño de subastas de electricidad de origen eólico en Uruguay.	19
Tabla 7: Resultado de subastas.	23

Índice de figuras

Figura 1: Evolución de la generación eléctrica por fuentes.	11
---	----



Acrónimos

ADME	Administración del Mercado Eléctrico
BCU	Banco Central del Uruguay
DNE	Dirección Nacional de Energía
ERNC	Energías renovables no convencionales
FMI	Fondo Monetario Internacional
IDH	Índice de Desarrollo Humano
INE	Instituto Nacional de Estadística
IVA	Impuesto al Valor Añadido
LAC	América Latina y Caribe
MMEE	Mercado Mayorista de Energía Eléctrica
MIEM	Ministerio de Industria Energía y Minería
PIB	Producto Interior Bruto
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PPA	Acuerdo de compra de electricidad
PPP	Sociedad de participación público privada
O&M	Operación y mantenimiento
RECAI	Renewable Energy Country Attractiveness Index
SGM	Servicio Geográfico Militar
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TOCAF	Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas



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 energías renovables no convencionales¹ (ERNC) 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.

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 sólo sea necesario atender

¹ En este texto se utiliza el término energías renovables no convencionales para referirnos a todas las tecnologías renovables, excluyendo la gran hidráulica.



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 América Latina y Caribe (LAC) por detrás de Brasil, Chile y México (Fomin et al., 2015). Finalmente, Uruguay es el sexto país de LAC según el indicador de atractivo para la inversión en renovables RECAI (EY, 2016).



2. Contexto nacional

2.1. Marco social y macroeconómico

Según el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), desde el año 1980 Uruguay es el tercer país de LAC (después de Argentina y de Chile) con mayor Índice de Desarrollo Humano (IDH) y el 48° en el mundo (PNUD, 2015). El Fondo Monetario Internacional (FMI) situó a Uruguay, en el 2015, como el octavo país de LAC, y tercero en Sudamérica, con el PIB per cápita más alto². Según un estudio de la organización Transparencia Internacional, fue en 2015, el país de LAC con menor Índice de Percepción de Corrupción³. Según el Banco Mundial, es el país latinoamericano, junto con Costa Rica, con la distribución de ingresos más equitativa, pues tanto la población más rica como la más pobre representan sólo un 10 % de la sociedad, respectivamente⁴. Además, Uruguay tiene un porcentaje de alfabetización de la población cercano al 98 %⁵. Por último, según las Naciones Unidas, Uruguay es el cuarto país de LAC (después de Cuba, Costa Rica y Chile) con la esperanza de vida más alta.

Tabla 1: Indicadores principales del marco socio-económico.

Fuente: Elaboración propia.

Indicador	Año	Valor	Unidad	Fuente
Población	2015	3,3	Millón de habitantes	INE
Crecimiento demográfico	2015	0,2	%	INE
Población urbana	2015	93,8	%	INE
Superficie		176.215	km ²	SGM
PIB	2015	53.443	M US\$	BCU
PIB per cápita	2015	16.264	US\$ per cap.	BCU
Crecimiento PIB	2006-2015	4,71	%/año	BCU
Crecimiento PIB	2011-2015	3,49	%/año	BCU
Crecimiento PIB	2015	1,0	%/año	BCU
Facilidad para hacer negocios	2016	92/189	Índice	Banco Mundial
Desarrollo humano	2015	Alto: 0.793/(52)	Nivel: Índice/(clasificación)	PNUD

² <http://data.imf.org/>

³ <http://www.transparency.org/cpi2015#results-table>

⁴ <http://datos.bancomundial.org/indicador/SI.POV.GINI>

⁵ <http://data.uis.unesco.org/>



2.2. Sector energético

En lo que va de siglo, el consumo de energía primaria en el Uruguay ha crecido casi un 60 %, de 3,324 ktep en 2000 hasta 5,231 ktep en 2014, lo que implica una tasa media de crecimiento interanual superior al 3 %.

Como se observa en la Tabla 2, en el mismo periodo se ha producido un descenso en el consumo de energía primaria de origen fósil. Esto se ha debido a la sustitución de estos combustibles por fuentes renovables en la generación eléctrica.

Tabla 2: Consumo de energía primaria por fuente.

Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Fuente	2000	2014	Unidad
No renovables	2,194.6	2,035.8	ktep
Carbón	0.4	2.0	
Crudo y petrolíferos	2,163.6	1,988.5	
Gas natural	30.6	45.3	
Renovables	1,129.6	3,195.1	ktep
Hidráulica	688.3	1,273.6	
Eólica	0.0	181.7	
Biomasa	441.3	1,739.8	
Total	3,324.2	5,230.9	ktep

La Tabla 3 muestra los consumos de energía final por sector. Debido, principalmente, a la importante actividad de la industria papelera en Uruguay, el consumo de energía en la industria representa casi el 40 % del total. Industria y transporte juntos consumen el 70 % de la energía final suministrada en Uruguay.

Si bien, todos los sectores han visto incrementado su consumo de energía en lo que va de siglo, el sector industrial casi ha triplicado su consumo debido a la puesta en marcha de nueva capacidad de fabricación en la industria del papel. Se debe resaltar que la industria papelera que se desarrolló en Uruguay se dedica fundamentalmente a la producción de pasta de papel, gran consumidora de energía primaria, principalmente proveniente de la biomasa utilizada para la cogeneración de calor y electricidad haciendo a la industria papelera excedentaria en energía eléctrica.

Tabla 3: Consumo de energía final por sector.

Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Sector	2000	2014	Unidad
Residencial	720	778	ktep
Transporte	810	1,188	ktep
Agropecuario, pesca, minería	200	205	ktep
Industrial	580	1,598	ktep
Comercio, servicio público	200	328	ktep
Total	2,510	4,097	ktep



Tal y como muestra la Tabla 4, la capacidad total instalada en el Uruguay en 2016 casi duplica a la demanda punta, con el valor añadido de que el 47 % de la capacidad instalada es gran hidráulica, lo que dota de flexibilidad al sistema y facilita acomodar la variabilidad de la eólica.

El consumo de electricidad per cápita en Uruguay es idéntico al de la media mundial, superando en más del 50 % a la media de LAC (IEA, 2016).

El sistema eléctrico uruguayo está altamente interconectado con Argentina y Brasil lo que, una vez más, dota de flexibilidad al sistema. Uruguay alcanzaba en 2015 una tasa de electrificación del 99.7 %.

Tabla 4: Indicadores del sistema eléctrico.

Fuente: Elaboración propia.

Indicador	Año	Valor	Unidad	Fuente
<i>Demanda punta</i>	2016	1,964	MW	UTE
<i>Capacidad instalada</i>	2016	3,345	MW	UTE
<i>Producción bruta total</i>	2015	11,710	GWh	MIEM
<i>Consumo per cápita</i>	2015	3,204	kWh/ cap	UTE
<i>Saldo eléctrico</i>	2015	-1,317	GWh	UTE
<i>Tasa de interconexión⁶</i>	2015	77	%	MIEM
<i>Tasa de electrificación</i>	2015	99.7	%	MIEM

La Tabla 5 muestra el parque generador, que se compone al día de hoy de las centrales hidroeléctricas constituidas por las tres presas del Río Negro y la represa de Salto Grande en el Río Uruguay (1,562 MW). En cuanto a la generación térmica, si bien a finales de 2015 había 1,130 MW disponibles a día de hoy están en operación sólo 600 MW, en concreto, las centrales de Batlle (80 MW, fuel-oil), La Tablada (220 MW, gas) y Punta del Tigre (300 MW, gas). Está previsto que próximamente entre en servicio una central de gas de 500 MW de capacidad instalada en ciclo combinado. Parques eólicos existen, en agosto de 2016, 900 MW operativos y 600 MW en construcción. En lo que respecta a la generación de electricidad a partir de biomasa, se debe destacar la venta de excedentes de cogeneración (más de 120 MW) a UTE por parte de las dos principales industrias del papel en el país (UPM y Montes del Plata). Además, existen otros productores privados que totalizan casi 80 MW de generación con biomasa. Por último, hay 60 MW fotovoltaicos operativos y 140 MW en construcción.

⁶ En el presente documento se define la tasa de interconexión como el cociente entre la capacidad de las interconexiones y la capacidad total instalada en el país expresado en %.



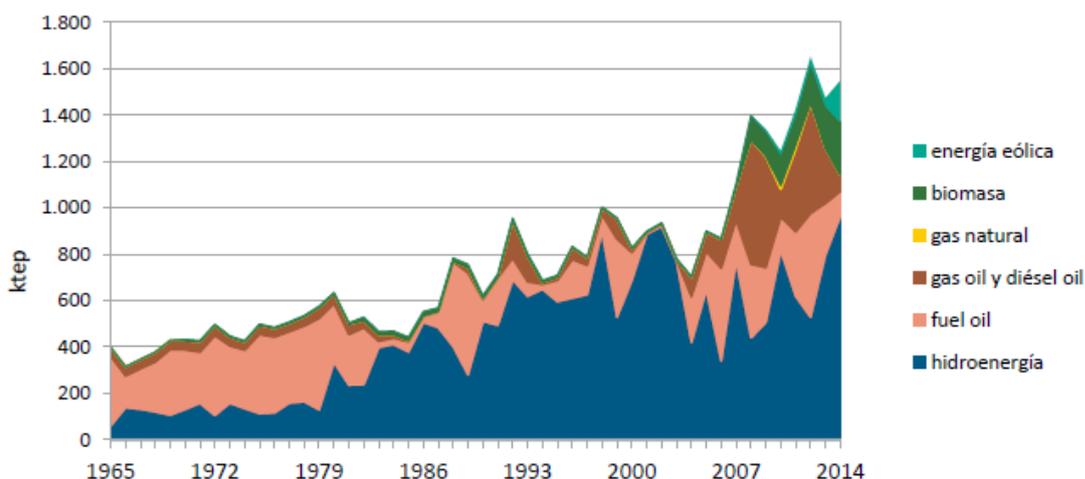
Tabla 5: Capacidad instalada y generación eléctrica 2015.

Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Tecnología	MW	%	GWh	%
No renovable	1,130	29 %	926	8 %
<i>Fuel</i>	1,130		926	
Renovables	2,722	71 %	10,948	92 %
<i>Hidroeléctrica</i>	1,562		8,018	
<i>Biomasa</i>	200		829	
<i>Eólica</i>	900		2,058	
<i>Fotovoltaica</i>	60		43	
Total	3,852		11,874	

Figura 1: Evolución de la generación eléctrica por fuentes.

Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Minería.



2.3. Marco institucional

Ministerio de Industria Energía y Minería (MIEM) y Dirección Nacional de Energía (DNE)

Dentro del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), la Dirección Nacional de Energía (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.



Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA)

La Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) es una 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.

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)

La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), es una 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.

Administración del Mercado Eléctrico (ADME)

La Administración del Mercado Eléctrico (ADME), es una 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 Sistema Interconectado Nacional (SIN) ajustándose a las normas establecidas por el Poder Ejecutivo.

2.4. 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 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 MIEM se encarga de la política energética. Se crea el ente regulador URSEA y el operador 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.

En el desarrollo reglamentario de la Ley, en concreto el Decreto reglamentario MEEM 360 de 2002 que establece en detalle el funcionamiento del mercado mayorista, 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. El decreto 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 del Decreto reglamentario MEEM 360/2002 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”.

2.5. Sistemas de apoyo a las energías renovables

Además del sistema de subastas para establecer el apoyo a los proyectos de generación eólica 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 desarrolladores 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 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 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 tarifa para la franja 2 se establece en un 20 % superior a la tarifa de la franja 3.

No se desarrolló ningún proyecto de pequeña capacidad bajo el sistema de feed-in tariff. De todos modos, en lo que respecta a pequeños proyectos fotovoltaicos, debe destacarse que mediante el procedimiento de balance neto para centrales de menos de 50 kW se han construido más de 8 MW.

Se ha cubierto un 66 % de la capacidad máxima en la franja de proyectos medianos. Por último, la franja de grandes huertos solares se cubrió al 100 %, si bien es cierto que la puesta en marcha de grandes proyectos fotovoltaicos 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 sólo 80 MW.

Finalmente, 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 otorga 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.



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 específicas, 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, a las empresas que se dediquen a generar energía eléctrica de fuentes renovables, del pago del Impuesto de Rentas de Actividades Económicas.
- 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. Sistema de subasta de energías renovables

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.

3.1. Descripción del sistema de subasta

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 MME (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 dólares americanos, 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 los Estados Unidos de América.

El artículo 298 del Reglamento del MME 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.

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 capacidad de parques ya adjudicados hasta duplicar la misma, 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 a las ofertas 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 la oferta 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 de DINAMA 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 sólo 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 10,000 US\$.

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

La Tabla 6 recopila, a modo de resumen, las principales opciones de diseño de las subastas de energía renovable en Uruguay.



Tabla 6: Diseño de subastas de electricidad de origen eólico en Uruguay.
Fuente: Elaboración propia.

Criterio de diseño	Descripción
Objetivo	El desarrollo lo antes posible de capacidad (MW).
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 implementadora	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (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 dólares americanos y para reflejar la inflación, el precio es actualizado anualmente mediante una fórmula que incluye indicadores de precios locales y de Estados Unidos.
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 de 20 MW, se limitó a 10 MW por proyecto.
Instalaciones nuevas o existentes	Nueva capacidad.
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 ofertantes tienen a su disposición mapas parciales indicativos del recurso eólico.



Criterio de diseño	Descripción
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 alcance de este porcentaje.• Para la operación y mantenimiento 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.
Garantías	Cada proyecto debe ser presentado por una sociedad específica. 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 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.

3.2. Resultados de la implementación del sistema

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 generación de electricidad a partir de fuentes 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, sólo 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. Sólo en la última subasta UTE proporcionó a los desarrolladores 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 operación y mantenimiento 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 sólo 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 7 recoge los resultados de todas las subastas de energía renovable llevadas a cabo en Uruguay.



Tabla 7: Resultado de subastas.

Fuente: Elaboración propia.

Tecnología	Año	Capacidad subastada (MW)	Capacidad contratada (MW)	Tasa de éxito (%)	Número de proyectos	Precio medio de los contratos (US\$/MWh)	Precio techo (US\$/MWh)	A tiempo (n°)	Con retraso (n°)	Cancelados (n°)
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 desarrolladores que aseguraran un consumo industrial.



4. 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 tanto en la propia UTE, como 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 ofrecer 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 desarrolladores 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) a largo han sido, la determinación de los **precios en dólares americanos**, asumiendo así UTE el riesgo de divisa, 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 sólo un porcentaje de contenido local (20 %), si no la operación y mantenimiento por parte de personal uruguayo (80 %).

La definición de contenido local es bastante amplia e incluye entre otros conceptos obra civil o fletes con empresas nacionales. El máximo de contenido local alcanzado por un proyecto fue del 35 %.

Respecto al contenido local, **existe la convicción generalizada de los desarrolladores 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 desarrolladores de proyectos.

Por último, en lo que respecta a contenido local, la exigencia de realizar la operación y mantenimiento (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 la compañía 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 desarrolladores 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, gracias a las 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).



5. Bibliografía

EY. (2016). *Renewable Energy Country Attractiveness Index. Issue 48*. Ernst & Young.

Fomin, UKaid, Power Africa, Bloomberg. (2015). *Climascope 2015. Índice de Competitividad en Energía Limpia por País*.

IEA. (11 de noviembre de 2016). *Indicators for 2014*. Obtenido de <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/>

PNUD. (2015). *Human Development Report 2015*. Nueva York: PNUD.

REN21. (2016). *Renewables 2016 - Global Status Report*. Renewable Energy Network for the 21st Century.