

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
ESCUELA DE POSGRADO



**TRATAMIENTO REGULADORIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON USO DE
FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN PERÚ:
PROPUESTA DE MEJORA**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAGÍSTER EN REGULACIÓN DE
LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

ALUMNO

JAIME RAÚL FLOR VICENTE

ASESOR

RAÚL LIZARDO GARCÍA CARPIO

Julio, 2020



A mi esposa María Del Pilar y a mis tres hijos

Walter Raúl, Marely Del Pilar y María Del Pilar

RESUMEN EJECUTIVO

El ingreso de inversiones en generación con recursos energéticos renovables no convencionales ha dado como resultado una participación cercana al 5% en la producción nacional, sin embargo, los costos de inversión de estas tecnologías se han ido reduciendo significativamente a lo largo de los años, hoy en día a nivel mundial los precios están muy bajos. Esa realidad, también se ha presentado en el Perú, pero no ha habido una penetración como ocurre en los demás países, distintos factores que se han cambiado en los últimos meses del año 2019, como el reconocimiento de la potencia firme, puede ser el punto de partida para que estas nuevas tecnologías puedan lograr tener una mayor participación en el abastecimiento de la demanda en el país.

La metodología se basa en determinar los costos de abastecimientos para las empresas distribuidoras, que considera la participación de las generadoras que usan recursos renovables no convencionales, y se consideran bloques horarios de energía para que estas tecnologías se incorporen vía estas subastas.

Inicialmente se hace una descripción de la regulación en Perú y cuáles han sido los resultados de la aplicación de la misma para la incorporación de las centrales que usan recursos energéticos renovables no convencionales.

Así mismo, en este trabajo se revisa los distintos incentivos que existen en países de la región para tratar de proponer una alternativa regulatoria que permita acelerar la penetración de estas nuevas tecnologías.

Finalmente se hace una propuesta que tiene una aplicación similar en un país vecino y se establecen algunas premisas que deben considerarse para implementar la misma en las actividades comerciales que hoy día se desarrollan en nuestro país. Se concluye que, la asignación por bloques en los procesos de licitación para el suministro de las empresas distribuidoras, reducen su costo de abastecimiento.

ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| RESUMEN EJECUTIVO | i |
| ÍNDICE | ii |
| ÍNDICE DE TABLAS | iv |
| ÍNDICE DE GRÁFICOS..... | vi |
| ÍNDICE DE ECUACIONES | vii |
| INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| I. Antecedentes y alcance | 1 |
| II. Justificación del Problema | 7 |
| III. Pregunta de Investigación..... | 8 |
| IV. Objetivo | 9 |
| V. Hipótesis | 9 |
| VI. Metodología | 9 |
| VII. Estructura de la tesis..... | 10 |
| VIII. Motivación | 11 |
| CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO | 12 |
| 1.1 Marco normativo general en el que se desarrollan las actividades de generación en el sector eléctrico peruano. | 12 |
| 1.2 Mercados a los que tienen acceso las empresas generadoras de electricidad..... | 17 |
| 1.3 Riesgos de comercialización en el mercado eléctrico..... | 22 |
| 1.4 Costos de generación de las diferentes tecnologías..... | 25 |
| 1.5 Diseño de los contratos de suministro de electricidad..... | 28 |
| 1.6 Ventajas y desventajas de las Centrales RERNC. | 29 |
| a) Ventajas..... | 29 |
| b) Desventajas | 30 |
| 1.7 Estado de la Cuestión..... | 30 |
| CAPÍTULO 2. ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSO RENOVABLE NO CONVENCIONAL EN EL PERÚ | 39 |
| 2.1 Marco Institucional..... | 40 |
| 2.2 Marco regulatorio..... | 42 |
| 2.2.1 Decreto Legislativo 1002 – Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables..... | 42 |

| | | |
|--|--|------------|
| 2.2.2 | Decreto Supremo 050-2008-EM. Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables..... | 46 |
| 2.2.3 | Decreto Supremo 012-2011-EM. Reglamento del DL 1002 que derogó al D.S. 050-2008-EM, vigente durante la segunda subasta RER. | 47 |
| 2.3 | Resultados de la aplicación del marco normativo. | 48 |
| 2.4 | Aspectos a mejorar. | 49 |
| CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSO RENOVABLE NO CONVENCIONAL A NIVEL INTERNACIONAL. BRASIL, CHILE Y URUGUAY..... | | 51 |
| 3.1 | Brasil..... | 55 |
| 3.1.1. | Incentivos para instalar centrales eólicas y solares | 55 |
| 3.1.2 | Comercialización de Energía..... | 58 |
| 3.2 | Uruguay..... | 61 |
| 3.3 | Chile..... | 63 |
| CAPÍTULO 4. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA REGULACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES..... | | 67 |
| 4.1 | Premisas..... | 67 |
| 4.2 | Propuesta | 69 |
| CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | | 82 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | | 84 |
| ANEXOS..... | | 86 |
| Anexo N° 1. Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables..... | | 87 |
| Anexo N° 2. Curvas de Producción de Centrales Solares..... | | 90 |
| Anexo N° 3. Curvas de Producción de Centrales Eólicas | | 94 |
| Anexo N° 4. Resumen de resultados de simulación | | 98 |
| Anexo N° 5. Riesgos de Comercialización de Centrales Solares..... | | 100 |
| Anexo N° 6. Riesgos de Comercialización de Centrales Eólicas | | 103 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| Tabla 1. Precio de Energía Promedio Adjudicado en Dólares por Megavatio-hora (USD/MWh) | 5 |
| Tabla 2 Resumen De Las Subcategorías De Costos Que Se Consideran Relevantes Para Comparar Los Costos Sociales De Las Tecnologías De Generación De Electricidad | 26 |
| Tabla 3 Resumen De Los Costos Sociales Específicos Estimados De La Generación De Electricidad En Los EE.UU. De Varios Tipos De Centrales Eléctricas Que Se Supone Que Comenzarán A Funcionar En el 2040 | 27 |
| Tabla 4 Producción Anual (GWh) y Participación de las Renovables No Convencionales. 2009-2018 | 39 |
| Tabla 5 Potencial de Capacidad de Generación con RERNC en el Perú | 40 |
| Tabla 6 Participación de la producción con ERNC en el Perú. Año 2017 y 2018 | 43 |
| Tabla 7 Potencias Ofertadas Por Nivel De Tensión. Cuarta Subasta De Renovables..... | 45 |
| Tabla 8 Cronograma De Las Subastas de Energías Renovables En Perú..... | 48 |
| Tabla 9 Potencias Ofertadas y Adjudicadas En Las Licitaciones RER..... | 49 |
| Tabla 10 Precios Medios Por Cada Proceso Y Tecnología | 49 |
| Tabla 11 Capacidad De Generación Renovables en MW, Crecimiento Y Participación A Nivel Mundial | 51 |
| Tabla 12 Capacidad De Generación Renovables Eólica en MW, Crecimiento Y Participación A Nivel Mundial..... | 52 |
| Tabla 13 Capacidad De Generación Renovables Solar en MW, Crecimiento Y Participación A Nivel Mundial..... | 52 |
| Tabla 14 Capacidad De Generación Renovables Eólica en MW, Crecimiento Y Participación En Sudamérica | 53 |
| Tabla 15 Capacidad De Generación Renovables Solar Fotovoltaico en MW, Crecimiento Y Participación En Sudamérica | 54 |
| Tabla 16 Capacidad Instalada de Generación Eléctrica en Brasil en MW | 55 |
| Tabla 17 Características de los Mercados de Comercialización en Brasil..... | 58 |
| Tabla 18 Tipos de Subastas en la Comercialización de Electricidad en Brasil | 59 |
| Tabla 19 Potencia Instalada por Fuente de Generación (MW)..... | 62 |
| Tabla 20 Capacidad de Generación Eléctrica Instalada a Setiembre 2019 | 63 |
| Tabla 21 Potencia en Garantía por bloques (MW)..... | 72 |
| Tabla 22 Potencia por Contratar de Luz del Sur. Valores Anuales en MW | 76 |
| Tabla 23 Precios adjudicados en la Licitación de 2015 | 76 |
| Tabla 24 Precios adjudicados en la Licitación de 2015, expresados en dólares actualizados al 1 de enero 2020 | 78 |
| Tabla 25 Precios adjudicados en la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con recursos energéticos renovables..... | 79 |
| Tabla 26 Precios y potencias a usar en el proceso de simulación..... | 79 |
| Tabla 27 Resultados Caso 1..... | 98 |
| Tabla 28 Resultados Caso 2..... | 98 |
| Tabla 29 Resultados Caso 3..... | 98 |
| Tabla 30 Resultados Caso 4..... | 99 |
| Tabla 31 Margen de Comercialización Central Solar Rubí. Ventas: 24 horas | 100 |

Tabla 32 Margen de Comercialización Central Solar Rubí. Ventas: 6:30 a 17:00 horas 101
Tabla 33 Margen de Comercialización Central Eólica Wayra. Ventas: 24 horas..... 103
Tabla 34 Margen de Comercialización Central Eólica Wayra. Ventas: 06:30 a 17:00 horas..... 104



ÍNDICE DE GRÁFICOS

| | |
|--|-----|
| Gráfico 1 Costo Marginal versus Precio de Energía en Barra..... | 2 |
| Gráfico 2 Curvas de Generación de centrales solar y eólica versus consumo de demanda de distribuidora..... | 14 |
| Gráfico 3 Variación del Costo Marginal de Corto Plazo a lo largo del día..... | 20 |
| Gráfico 4 Distribución de la oferta para atender la demanda con una disponibilidad de 20% de recurso hídrico | 21 |
| Gráfico 5 Margen de una empresa generadora que usa RERNC sin contratos con Usuarios..... | 23 |
| Gráfico 6 Variación del margen ante una variación del nivel de contrato | 25 |
| Gráfico 7 Tarifa de adjudicación vs Prima RER..... | 44 |
| Gráfico 8 Evolución Capacidad Instalada Acumulada ERNC en Operación Sept-19..... | 66 |
| Gráfico 9 Adjudicación incluyendo tecnologías RERNC | 74 |
| Gráfico 10 Curva unitaria de producción solar día miércoles 1 de enero de 2020..... | 90 |
| Gráfico 11 Curva unitaria de producción solar día jueves 2 de enero de 2020 | 90 |
| Gráfico 12 Curva unitaria de producción solar día viernes 3 de enero de 2020..... | 91 |
| Gráfico 13 Curva unitaria de producción solar día sábado 4 de enero de 2020..... | 91 |
| Gráfico 14 Curva unitaria de producción solar día domingo 5 de enero de 2020 | 92 |
| Gráfico 15 Curva unitaria de producción solar día Lunes 6 de enero de 2020 | 92 |
| Gráfico 16 Curva unitaria de producción solar día Martes 7 de enero de 2020..... | 93 |
| Gráfico 17 Curva unitaria de producción eólica día Miércoles 1 de enero de 2020..... | 94 |
| Gráfico 18 Curva unitaria de producción eólica día Jueves 2 de enero de 2020 | 94 |
| Gráfico 19 Curva unitaria de producción eólica día Viernes 3 de enero de 2020..... | 95 |
| Gráfico 20 Curva unitaria de producción eólica día Sábado 4 de enero de 2020..... | 95 |
| Gráfico 21 Curva unitaria de producción eólica día Domingo 5 de enero de 2020 | 96 |
| Gráfico 22 Curva unitaria de producción eólica día Lunes 6 de enero de 2020 | 96 |
| Gráfico 23 Curva unitaria de producción eólica día Martes 7 de enero de 2020 | 97 |
| Gráfico 24 Margen de Comercialización de la Central Solar Rubí, venta: 24 horas..... | 100 |
| Gráfico 25 Margen de Comercialización de la Central Solar Rubí, venta: 06:30 a 17:00 horas..... | 101 |
| Gráfico 26 Margen de Comercialización de la Central Solar Rubí, venta: 09:30 a 16:00 horas..... | 102 |
| Gráfico 27 Margen de Comercialización de la Central Eólica Wayra, venta: 24 horas | 103 |
| Gráfico 28 Margen de Comercialización de la Central Eólica Wayra, venta: 06:30 a 17:00 horas . | 104 |
| Gráfico 29 Margen de Comercialización de la Central Eólica Wayra, venta: 05:30 a 18:30 horas . | 105 |

ÍNDICE DE ECUACIONES

| | |
|--|----|
| Ecuación 1 Costos de abastecimientos de energía eléctrica de una empresa distribuidora..... | 10 |
| Ecuación 2 Margen de una empresa generadora sin contratos de suministro de electricidad..... | 22 |
| Ecuación 3 Margen comercial de energía y potencia de una empresa generadora con contratos de suministro de electricidad..... | 24 |
| Ecuación 4 Margen comercial de energía de una empresa generadora con contratos de suministro de electricidad..... | 24 |
| Ecuación 5 Potencia de Garantía para centrales RERNC..... | 70 |



INTRODUCCIÓN

I. Antecedentes y alcance

Desde los inicios de la década de los noventa, en el Perú se han venido dando procesos de privatización en distintos sectores de la economía, uno de ellos es el sector de electricidad, para ello se hicieron cambios en las normativas de dicho sector. Uno de los más importantes fue la que separó el funcionamiento del sector en tres actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica¹; teniendo las actividades de transmisión y distribución un carácter regulado por tratarse de actividades de tipo monopolio, y la actividad de generación, diseñado para manejarse en un entorno de competencia.

Debido al aumento natural del consumo de energía eléctrica, se requiere de nuevas inversiones en las distintas actividades del sector eléctrico para poder afrontar dicho incremento de consumo. En cuanto a la actividad de generación, la matriz energética con que se cuenta en el Perú para generar la energía eléctrica ha ido cambiando con el tiempo, pasando de una matriz compuesta preponderantemente de centrales hidráulicas a inicios de los años noventa con una participación menor de centrales que funcionan en base a combustibles derivados del petróleo, a tener en el año 2019, una matriz de participación casi igualitaria entre (i) centrales eléctricas que utilizan recursos hidráulicos y (ii) las que producen con recursos en base al gas natural, y así también con una pequeña participación de centrales eléctricas que producen utilizando recursos renovables no convencionales, solar y eólico preponderantemente, que en el año 2018 llegaron a un 4.4% de participación en la producción de energía eléctrica en el Perú.²

El consumo de energía eléctrica en los diez años previos al 2010 había venido creciendo a una tasa de crecimiento que superaba el 5% anual, si este ritmo de crecimiento se hubiera mantenido para los siguientes años, podría haberse generado en los siguientes años un desabastecimiento de energía, dichas proyecciones originó que el Estado Peruano a través de los procesos de licitación que llevó a cabo por la agencia de inversión, Proinversión; incentivara que los agentes del sector invirtieran en mayor capacidad de producción de energía eléctrica. El último proceso de gran envergadura por el tamaño de la capacidad de producción fue llevado a cabo en marzo del año 2011, y por una capacidad de producción de 500 MW hidráulicos.

¹ Artículo 1 del Decreto Ley 25844. Ley de Concesiones Eléctricas

² Información de la página WEB del Comité de Operación Económica del Sistema - COES, <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>

Estos proyectos adjudicados en los procesos de Proinversión se fueron construyendo y entrando en operación comercial durante los siguientes años, por otro lado, la demanda de energía eléctrica se contrajo, no creció a las tasas de crecimiento que se esperaban, debido a que la demanda de energía eléctrica en el Perú se encuentra vinculada en su mayor parte al desarrollo del sector minero; y como los precios de los minerales disminuyeron a nivel mundial desde el año 2016 originó que los proyectos mineros se detuvieran o postergaran. En consecuencia, la oferta que ya estaba instalada esperando los crecimientos de demanda que no llegaron, generó una sobreoferta en la actividad de generación. En esta situación de sobreoferta los precios de energía en el Mercado de Corto Plazo (MCP) bajaron, este mercado es donde los generadores que no tienen suscritos contratos con usuarios asociados al suministro de energía, valorizan o remuneran su energía producida. Los precios de energía en el MCP estuvieron en el 2019 en valores que no superaron los 10 US\$/MWh, como puede observarse en el gráfico 1:

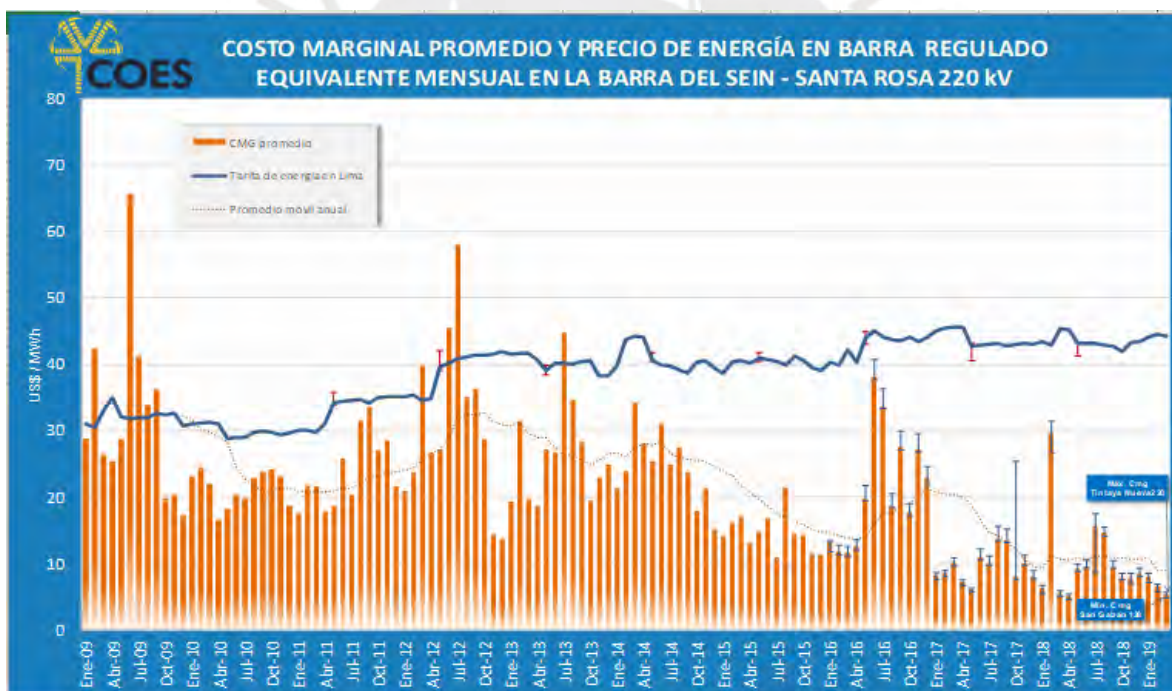


Gráfico 1 Costo Marginal versus Precio de Energía en Barra

Fuente:

<http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/ValorizacionTransferencias/ValorizacionTransferenciaEP>

Con esos precios bajos, no es posible recuperar la inversión de cualquier central de generación, Dado que toda inversión en centrales de generación requiere un nivel de precios adecuado para

que haga posible la rentabilidad de las mismas, suscribir contratos de suministro de electricidad con usuarios es la alternativa que se requiere para conseguirlo.

El alcance de esta tesis está relacionado con las centrales de generación eléctrica que usan recursos de energía renovable no convencional (RERNC) y que operan en el sistema interconectado nacional y no es considerado como generación distribuida.

Según la legislación en el Perú, para que una empresa generadora de electricidad pueda acceder a tener contratos con usuarios, se requiere que las centrales de generación de dichas empresas generadoras se les asigne un atributo denominado “potencia firme”, que permite a una central de generación suscribir contratos con usuarios, hasta el 31 de agosto de 2019, las centrales de generación con RERNC no tenían ese atributo, es decir, su potencia firme era cero, por lo que sólo podían participar a través de licitaciones promovidos por el estado, como veremos en el capítulo 2.

Los precios de energía establecidos en los contratos de suministro en el sector generación han ido variando a lo largo de los últimos años, hacia finales del 2015, según el “reporte semestral de monitoreo del mercado eléctrico del segundo semestre del 2015”, publicado en la página web de Osinergmin³, los precios (incluye energía y la potencia) con los que se firmaban los contratos de venta de energía eléctrica para los usuarios regulados y usuarios libres fueron 20.32 y 20.33 ctm. S./kWh respectivamente, y al cierre del año 2016 los precios alcanzaron los valores de 23.63 y 18.64 ctm. S/kWh para el mercado regulado y libre respectivamente⁴, donde se puede apreciar un beneficio en la reducción del precio de 8.3% sólo para los usuarios libres, que son aquellos que poseen la capacidad de acordar con su contraparte en un proceso de negociación los precios de energía. La reducción de los precios se originó por el efecto de la sobreoferta mencionada.

Asimismo, los precios (en este caso sólo energía) para los usuarios regulados, producto de contratos adjudicados en licitaciones de largo plazo, convocadas por las empresas distribuidoras y que son supervisadas por el organismo regulador, Osinergmin, también han ido disminuyendo a lo largo del tiempo, desde un valor promedio de 11.52 ctm S./kWh en la primera licitación⁵

³

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMME-II-2015.pdf

⁴

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMME-II-2016.pdf

⁵ Acta de adjudicación de la licitación ED-01-2009-LP, Suministro de Energía Eléctrica para las Empresas Concesionarias de Distribución: EDELNOR S.A.A., LUZ DEL SUR S.A.A., EDECAÑETE S.A., ELECTRO SUR ESTE S.A.A., SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A., ELECTROPEUNO S.A.A. Y

llevada a cabo en el año 2010, hasta un valor de 10.76 ctm S/./kWh en la última licitación llevada a cabo en el año 2015, determinada como un promedio ponderado con la potencia fija adjudicada y que consta en el acta de dicho proceso⁶, esta reducción de precios todavía no se ve reflejado en los precios que paga el usuario final porque el suministro de electricidad en este último proceso fue adjudicado para un periodo de tiempo que todavía no inicia y que está comprendido entre los años 2022 y 2031.

La característica de estos contratos con usuarios libres y regulados, es que el generador que los suministra, asume o reserva una potencia para el usuario, para lo cual debe poseer potencia firme, y suministrar la energía asociada a dicha potencia, es decir, la energía que consume en cualquier momento. Las generadoras que usan RERNC que no tenían potencia firme, no podían contratar con usuarios, por otro lado, existe una diferencia marcada entre las horas de producción de las centrales RERNC con el horario de consumo de los usuarios, por lo que el diseño de los contratos que están vigentes tienen un riesgo de un nivel elevado para las centrales RERNC debido a que en las horas que no generan electricidad, tienen que comprar la misma en el MCP a un precio de energía que es incierto.

En los procesos de licitación de largo plazo para el suministro de electricidad a las distribuidoras, pueden participar proyectos de centrales de generación hidroeléctricas, los mismos que para efectos de evaluación de sus propuestas de precios presentadas pueden gozar de un descuento⁷. Los proyectos de generación hidráulica son los únicos tipos de proyectos que podían participar y tener derecho al descuento indicado, más no los proyectos de generación con RERNC, a pesar de que el Ministerio de Energía y Minas como promotor de inversiones tiene que implementar la evaluación del potencial nacional de proyectos de generación eléctrica con recursos renovables, y a la vez poner a disposición de los inversionistas los perfiles desarrollados hasta el nivel de pre-factibilidad. (Osinergmin, 2010).

ELECTROSUR

S.A.

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/licitaciones_y_subastas/licitaciones-de-energia/licitacion-edelnor-ed-01-2009/Acta_Edelnor01.pdf

⁶ Anexo 2.1, Acta de adjudicación de la licitación ED-01-2015-LP, Suministro de Energía Eléctrica para la Empresa Concesionaria de Distribución Edelnor S.A.A.

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/licitaciones_y_subastas/licitaciones-de-energia/LctcionED012015LP20222031/Acta-Adjudicacion.pdf

⁷ Ley 28832. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. Aprobado el 23 de julio de 2006. Artículo 4, Numeral 4.6.

Siguiendo el mismo curso, en mayo del año 2008 se publicó el Decreto Legislativo 1002 (DL1002), en el cual la generación de electricidad en base a recursos renovables se indicó de interés nacional y además de necesidad pública. (Congreso de la República, 2010)

Fue así que desde el año 2009 hasta el año 2016, Proinversión realizó cuatro procesos de subasta amparado en el DL1002, (Subasta RER) en la que los precios adjudicados han ido reduciéndose considerablemente a lo largo de las mismas. Para la generación con recurso solar, se ha pasado de un precio promedio de 22.1 ctv. US\$/kWh de la primera subasta, calculado como un promedio simple con la información del acta de adjudicación⁸, a un precio de 4.80 ctv. US\$/ en la última subasta llevada a cabo en febrero de 2016 en la primera ronda y de 4.85 ctv. US\$/kWh para la segunda ronda⁹, este detalle se puede observar en la Tabla 1. Sin embargo, la participación de la generación de energía eléctrica anual con recurso renovable no convencional no ha superado el 5% como se indicó anteriormente.

Tabla 1. Precio de Energía Promedio Adjudicado en Dólares por Megavatio-hora (USD/MWh)

| Recurso | <u>Primera subasta</u> | <u>Segunda subasta</u> | <u>Tercera subasta</u> | <u>Cuarta subasta</u> |
|---------|------------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|
| Eólico | 79 | 69 | - | 38 |
| Solar | 221 | 120 | - | 48 |
| Biomasa | 81 | - | - | - |

Fuente: Actas de adjudicación de las subastas. Elaboración propia.

A pesar de haberse realizado 4 subastas, existe una capacidad de producción con energía renovable con baja participación en el Perú, las mismas ingresaron al sistema vía procesos de licitación administrados por Proinversión, en la cual este tipo de centrales cobran el precio que han adjudicado aplicado sobre la producción realizada, para ello no tienen limitaciones de orden

⁸ Acta notarial de adjudicación. Subasta de Suministros de electricidad con recursos energéticos renovables, del 12 de febrero del 2010, Anexo 2: Adjudicatarios Biomasa, Eólica y Solar. http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Subastas/PrimeraSubasta01/primaersubasta1_Acta005.pdf

⁹ Acta notarial de adjudicación. Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de 10 de febrero de 2016, Anexo 2.2: Relación de Postores Adjudicados – Segunda Ronda (Tecnologías Biomasa, Eólica y Solar). http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Subastas/160216%20-%20Acta%20de%20adjudicacion%20y%20Buena%20Pro.pdf

jerárquico en la producción ya que la operación se hace en base al mínimo costo. Según el DL 1002, en su artículo quinto se indica textualmente que:

“La generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero (0).” (Congreso de la República, 2010)

De lo anterior, la única preocupación que tienen las centrales RER es producir al máximo sin ninguna restricción o riesgo salvo las técnicas y de la misma naturaleza (viento, radiación solar, etc.).

En resumen, se tienen como principales causas de que las renovables no penetren en el mercado con mayor intensidad y poder trasladar los menores precios asociados a esta tecnología al usuario final: (i) la sobreoferta, (ii) el marco regulatorio asociado a la definición de potencia firme y (iii) el diseño de los contratos de electricidad, en este caso, potencia y energía asociada.

Por otro lado, en Chile, la ley que gobierna el mercado de electricidad es similar a la ley peruana, así mismo, la ley peruana toma muchos de los aspectos regulatorios de la ley chilena, cabe destacar que en el año 2017, en la que se efectuó la última licitación para el abastecimiento de energía a los clientes regulados en Chile, alcanzó un precio medio de 3.25 ctv.US\$/kWh, o 32.5 US\$/MWh, en donde el 100% del requerimiento de energía fue adjudicado a nuevos proyectos de energía renovables no convencionales¹⁰ y un precio menor al obtenido en la cuarta subasta en el Perú como se resume en la Tabla 1.

Aquí nos podemos hacer las siguientes preguntas:

- a. ¿En el Perú, el usuario final se ha visto afectado o beneficiado de la reducción de los costos en las inversiones en centrales de generación que usan recursos renovables?
- b. ¿Para las centrales de producción con energía renovable no convencionales es suficiente tener el atributo de potencia firme para que comercialicen su producción de energía?
- c. ¿Podrían las centrales eléctricas que usan recursos renovables no convencionales ser incorporados en los procesos de licitación de suministro de energía eléctrica de largo plazo para las distribuidoras?

¹⁰ Análisis ACERA – Resultados del proceso de licitación 2017/01. Numeral 4, tabla 4. <http://www.acera.cl/wp-content/uploads/2018/02/ACERA-Minuta-licitaci%C3%B3n-2017-01.pdf>

II. Justificación del Problema

Los precios en el MCP, como hemos visto en el gráfico 1, han ido disminuyendo en el transcurso del tiempo, por la aparición de insumos para producir más baratos que los que se venían utilizando. Si bien el recurso hidráulico ha estado, está y al parecer estará siempre presente en la matriz de producción de electricidad, en el transcurrir de los años se vinieron usando en menor cantidad los insumos o recursos de producción más caros, como el petróleo y sus respectivos derivados. El cambio se inició con el uso de gas natural de Camisea en el año 2004; hoy están apareciendo los recursos renovables no convencionales, pero con estos últimos no se observa una penetración como la que ocurrió con la penetración del gas, a pesar que hoy los precios de las tecnologías renovables están disminuyendo considerablemente, la generación en base a agua y gas se reparten en la misma proporción la generación de electricidad en el país.

En el año 2009 con la primera licitación de energías renovables los precios que se fueron adjudicando resultaron muy altos en comparación con el parque de generación existente en esa fecha. Los precios adjudicados a la tecnología solar estuvieron entre 215 y 225 US\$/megavatio-hora (21.5 y 22.5 ctv. US\$/kWh) y los de la tecnología eólica estuvieron entre 65.52 y 85 US\$/megavatio-hora (6.552 y 8.50 ctv. US\$/kWh)¹¹, precios relativamente altos con los que existían en el mercado.

En el mes de febrero del 2016, se realizó la última licitación, la cuarta subasta de energías renovables, donde los precios adjudicados alcanzaron precios muchos más bajos que en la primera licitación, los precios asociados a la tecnología solar bajaron de 215 a 47.98 US\$/MWh mientras que los precios asociados a la tecnología eólica bajaron desde un mínimo de 65.52 en la primera subasta hasta un mínimo de 36.84 US\$/MWh en la cuarta subasta¹² y estos precios son monómicos, es decir contienen las componentes de energía y potencia.

Mientras que en el 2016 según el organismo regulador del sector eléctrico, Osinergmin, los precios regulados de energía estuvieron en 14.52 ctms de S./kWh y los precios del mercado

¹¹ Acta notarial de adjudicación. Subasta de suministros de electricidad con recursos energéticos renovables. http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Subastas/PrimeraSubasta01/primersubasta1_Acta005.pdf

¹² Acta notarial de adjudicación. Cuarta Subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN). http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Subastas/160216%20-%20Acta%20de%20adjudicacion%20y%20Buena%20Pro.pdf

libre estuvieron en 18.64 ctms de S./kWh¹³, que equivalen a 43 y 55 US\$/MWh respectivamente (calculados con un tipo de cambio de 3.36 S./US\$ de diciembre 2016) a los cuales hay que agregarles las componentes del precio de potencia, que aproximadamente su equivalente en energía es 12 US\$/MWh, resultando precios monómicos de 55 y 67 frente a los 47.98 y 36.84 de las tecnologías renovables.

Pero estos menores precios de las tecnologías renovables no pueden ser trasladados directamente a los usuarios finales porque dichas tecnologías no pueden comercializar su producción, sólo la dejan en el mercado mayorista administrado por el operador de mercado, el COES, y son valorizados al precio de dicho mercado mayorista que hoy en día debido a la situación de sobre oferta, es mucho menor al precio que han adjudicado, y para poder completar el precio adjudicado se creó un cargo adicional regulado, que son pagados por todos los usuarios, para que todos ellos garanticen los precios adjudicados por estas tecnologías. Es decir, el usuario no goza de los menores precios sino paga un adicional para que dichas tecnologías sean viables. Así también el costo de abastecimiento de electricidad para las empresas distribuidoras que abastecen a los usuarios no se ven reducidos.

Es por ello, que el presente trabajo debe ser desarrollado para ver la viabilidad de que los menores precios de las nuevas tecnologías asociadas a los recursos renovables no convencionales que han estado ingresando al mercado, como las eólicas, solares, biomasa, etc. de alguna manera puedan trasladarse directamente al usuario final y obtener un ahorro en el pago que hacen por electricidad.

Si bien, ya existe el atributo que permite que al generador que utiliza recursos renovables contratar con usuarios, denominado potencia firme, desde el 1 de setiembre de 2019, ¿es suficiente? o ¿podría crearse un mecanismo alternativo para que comercialicen su producción directamente con los clientes?

III. Pregunta de Investigación

¿El establecimiento de bloques de energía en los procesos de licitación para el suministro a las empresas distribuidoras permitirá que las empresas distribuidoras de electricidad reduzcan sus costos de abastecimiento de energía eléctrica?

¹³ Reporte semestral del monitoreo del mercado eléctrico. Segundo semestre de 2016. Año 6 – N° 9 – Junio 2017.

http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Reportes_de_Mercado/RSMME-II-2016.pdf

IV. Objetivo

OBJETIVO GENERAL

Este trabajo tiene como objetivo general definir y analizar una o más propuestas, alternas a las ya definidas en el DL1002, de la venta de la potencia y la energía que producen las centrales de generación eléctrica que usan recursos renovables no convencionales con la que los titulares puedan comercializar asumiendo riesgos adicionales y cuyos precios puedan ser asignados directamente a los usuarios finales.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a. Especificar los riesgos que asumen en el Perú las distintas centrales que generan energía eléctrica en base al uso de recursos renovables no convencionales, como el sol y el viento dadas su forma de producción asociada a dichos recursos.
- b. Analizar cuál ha sido la forma, en Perú y otros países, en que han ingresado los activos asociados a centrales de generación eléctrica que usan recursos renovables no convencionales y si dicha forma representa un elemento que da competitividad en el mercado en el que actúan.

V. Hipótesis

Cambio regulatorio en los procesos de licitación para el suministro de electricidad a las empresas distribuidoras para abastecer a sus usuarios finales, libres o regulados, introduciendo bloques de energía y un atributo de potencia a las centrales de generación eléctrica que usan recursos renovables no convencionales reducen los costos de abastecimiento de energía eléctrica de las empresas distribuidoras.

VI. Metodología

- Se hará una descripción de las normas o del marco legal en el que están involucradas las centrales de generación eléctrica que usan energías renovables no convencionales en el Perú.
- Se hará una descripción de los marcos regulatorios de las energías renovables no convencionales a nivel internacional, en especial la de Chile que establece ya una asignación basada en bloques.

- Se hará una simulación de como la propuesta regulatoria impactaría en los costos de abastecimiento de energía eléctrica para una empresa distribuidora en Perú.

Los costos de abastecimiento de energía eléctrica serán determinados como la aplicación de los precios de energía y potencia aplicados sobre la curva de demanda para los diferentes bloques horarios que se hubieran definido, y quedaría representada según la ecuación 1, bajo la siguiente expresión:

Ecuación 1 Costos de abastecimientos de energía eléctrica de una empresa distribuidora

$$\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n Eb(i,j) \times Tare(i,j) + \sum_{i=1}^n Poti \times Tarpi$$

$Eb(i,j)$ = Energía por bloque del Generador i en el bloque j

$Tare(i,j)$ = Precio de energía del generador i en el bloque j

$Poti$ = Potencia a facturar en el bloque de demanda coincidente del sistema

$Tarpi$ = Precio de potencia en el bloque de demanda coincidente del sistema del generador i

VII. Estructura de la tesis

La tesis está compuesta de 6 partes, los mismos que están organizados como se explica a continuación:

En la primera parte se realiza una introducción al contenido, en el cual se menciona la motivación de la tesis, se hace una descripción de los antecedentes, se especifica cual es la justificación del problema, se plantea una pregunta de la investigación, se especifican los objetivos, la hipótesis y la metodología que se utilizará para el desarrollo de la tesis.

En la segunda parte se tiene el capítulo 1 en el cual se describe el marco teórico de la tesis, donde se especifican conceptos asociados a: (i) marco normativo o regulatorio en el que se desarrollan las actividades de generación en el sector eléctrico peruano, (ii) mercados a los que tienen acceso las empresas generadoras, (iii) riesgos de comercialización, (iv) costos asociados a la generación de energía eléctrica de las diferentes tecnologías disponibles, (v) diseño de contratos, (vi) ventajas y desventajas de las centrales RERNC y (vii) el estado de la cuestión.

En la tercera parte se tiene el capítulo 2, en el cual se efectúa un análisis del marco normativo o regulatorio en el Perú, en el que se describe el marco institucional, el marco regulatorio, los resultados de la aplicación del marco regulatorio y se listan ciertos aspectos a mejorar.

En la cuarta parte se tiene el capítulo 3, en el cual se hace un análisis del marco regulatorio a nivel internacional, específicamente, Chile, Uruguay y Brasil.

En la quinta parte se tiene el capítulo 4, en el cual se plantea una propuesta de modificación a la normativa actual y se efectúa una simulación de la misma, en la que se comparan los costos de abastecimiento de energía eléctrica de una empresa distribuidora en la situación actual y en otros casos planteados.

En la sexta parte se finaliza con el capítulo 5, en el cual se describen a que conclusiones se llegan de la tesis desarrollada.

VIII. Motivación

He estado trabajando más de veinticinco años en el sector industrial eléctrico generalmente en la comercialización y facturación de la energía en el área de generación de energía eléctrica, y he visto durante ese periodo de tiempo como han venido cambiando y apareciendo los agentes en las distintas actividades de generación, transmisión y también distribución, así también como las normas se iban adecuando para dar solución a los problemas que se presentaban y que requerían una solución ad hoc.

Si bien, la normativa actual establece como objeto: “promover el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medioambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad” (Congreso de la República, 2010), quizá podría darse un mayor incentivo, permitiendo que estas tecnologías no sólo ingresen como una obligación del estado peruano para cumplir con el objeto de la norma vía los procesos de licitación, sino también como una alternativa para los privados y entrar directamente al mercado, y en consecuencia podría reducirse los costos de abastecimiento de energía eléctrica para las empresas distribuidoras que a su vez significará menores precios para los usuarios finales.

Me motiva en participar en este proyecto porque está relacionado con un mercado relativamente nuevo en el Perú y que podría cambiar en el transcurso del tiempo como ha venido cambiando en general el sector de generación.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO

En esta primera parte se resumen los siguientes aspectos: (i) el marco normativo general en el que se desarrollan las actividades de generación en el sector eléctrico peruano, (ii) mercados a los que tienen acceso las empresas generadoras de electricidad, (iii) riesgos a los que están sujetos los generadores por la participación en la comercialización de electricidad, (iv) una descripción de los distintos costos de generación de electricidad privados y sociales de las distintas tecnologías, (v) el diseño de los contratos de suministro de electricidad, (vi) ventajas y desventajas de las centrales de generación que usan RERNC y (vii) el estado de la cuestión.

1.1 Marco normativo general en el que se desarrollan las actividades de generación en el sector eléctrico peruano.

Un hito muy importante que se dio en la década de los 90 fue el cambio de la regulación del sector eléctrico en el Perú en 1992, con la dación de la ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley 25844 (en adelante “LCE”), publicada en el Diario Oficial El Peruano el 19 de noviembre de 1992 y su reglamento vía el Decreto Supremo DS 009-93-EM (en adelante “Reglamento”), las cuales norman y regulan las actividades de dicho sector.

La transmisión y distribución de energía eléctrica, son actividades de carácter monopólicas, cuyos ingresos están basados en precios regulados que los establece el organismo regulador, llámese Osinergmin. La generación de energía eléctrica, es una actividad que está basada en un régimen de competencia; y finalmente la comercialización en que “La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan realizarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos que por su naturaleza lo requieran” (Electricidad, 2009).

En el año 2006, se hizo una reforma a la LCE, vía la Ley 28832, “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica”, promulgada el 23 de julio de 2006. Los principales cambios que se incluyeron en esta Ley fueron los siguientes:

- a. En las ventas de energía eléctrica de una empresa generadora a una empresa distribuidora¹⁴, cuyo destino es el Servicio Público de Electricidad o a Usuarios Regulados¹⁵, donde a la opción de tener contratos con precios que no podrán ser mayores a los que se refieren en

¹⁴ Literal b) del artículo 3 del capítulo segundo. Ley 28832. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.

¹⁵ Literal a) del artículo 2 de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificada en la Disposición Complementaria Única. Modificaciones al Decreto Ley N° 25844.

el artículo 47 de la LCE, se le agregó la posibilidad de tener contratos vía licitaciones, donde los precios no son establecidos por Osinergmin, sino por ofertas de los generadores, como un incentivo para el suministro oportuno de electricidad.

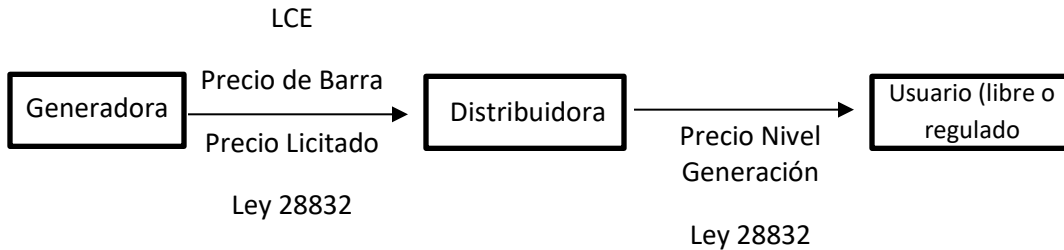


Figura 1 Precios, Generadora a Distribuidora a Usuario

Fuente: Elaboración propia

Estos procesos de licitación tienen las siguientes características principales:

- Es convocada por una empresa distribuidora, en la que varias empresas distribuidoras pueden adherirse al proceso, el suministro es tanto para el usuario libre o usuario regulado de la distribuidora.
- Los procesos de licitación que convocan las distribuidoras son para un periodo largo de tiempo y son más atractivos para las generadoras, porque se establece un compromiso de largo plazo donde las condiciones de precio y de consumo, salvo algunas situaciones ajenas al mercado, se mantienen en el transcurso del periodo de tiempo en que dura el contrato.
- Dado que las centrales que usan RERNC tienen asignada potencia firme que les permite participar en estos procesos, tendrían la posibilidad de asumir los riesgos e incorporarlos en su precio a ofertar.
- Es supervisado por Osinergmin, quien además establece el precio máximo con el cual se puede considerar válida una propuesta y ser parte del proceso de adjudicación.
- El consumo de energía de la distribuidora, según los términos de los contratos, es asignado a cada empresa generadora adjudicada en proporción a las potencias adjudicadas, para cada intervalo de tiempo en que se mida el consumo, modalidad conocida como potencia y energía asociada como se explicará en la parte de Diseños de los Contratos de Electricidad, numeral 1.5. Esta modalidad representa un riesgo alto para las empresas generadoras que usan RERNC, específicamente las solares, dado que las horas de operación no coinciden con las horas de consumo de la empresa distribuidora.

En el gráfico 2 se muestra las curvas de generación de una central solar (Rubí), de una central eólica (Wayra) y la curva de consumo de una empresa distribuidora (Enel Distribución Perú), información del día viernes 31 de enero de 2020, en las que se puede determinar que para el caso de una central que usa recurso solar solo podría asegurar cubrir el 42% de la curva de consumo de la distribuidora, mientras que la central que usa recurso eólico podría asegurar cubrir el 76% de la curva de consumo de la distribuidora. Para determinar dichos porcentajes

se han ajustado las curvas de la generación a la curva de la demanda igualando sus valores máximos, de tal manera que cada central de generación pueda abastecer el valor máximo de demanda de la distribuidora y luego se ha comparado la cantidad total de cada uno. Dichos valores podrán variar de qué potencia tengan asignada en el contrato para el suministro. En el caso de la eólica, en la gráfica se observa que su generación mínima podría llegar a ser 20 MW, en este caso si sólo se compromete contractualmente con la distribuidora por 20 MW, siempre podría cumplir con abastecer a la distribuidora los 20 MW.

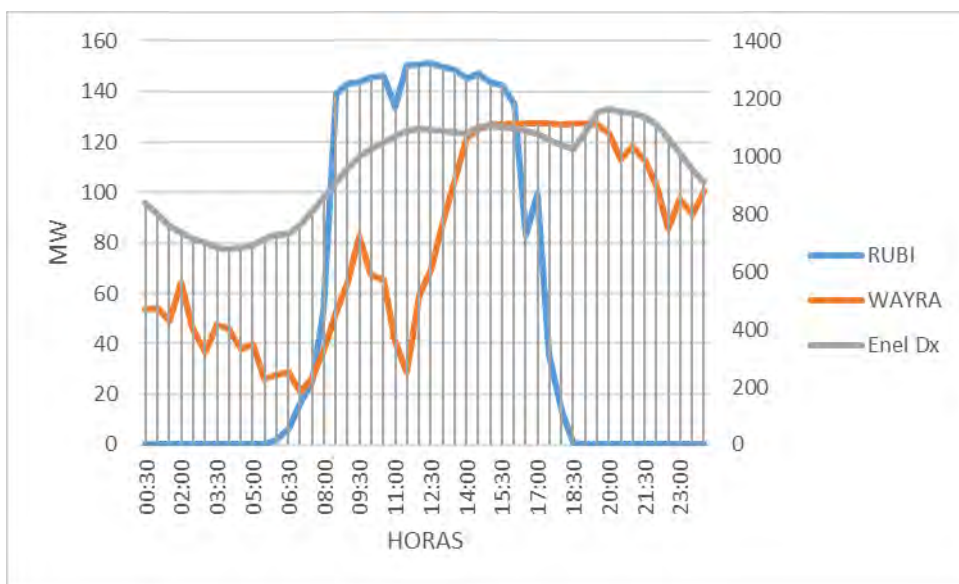


Gráfico 2 Curvas de Generación de centrales solar y eólica versus consumo de demanda de distribuidora.

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/DemandaBarras/consulta/index?tipo=2>

Elaboración propia.

Los precios son ofertados libremente por las empresas generadoras pero que se comparan contra el precio tope establecido por Osinergmin en ciertas condiciones.

La actualización de los precios de energía y potencia son establecidos a través de variables predefinidas pero cuya componente o proporción de afectación en la variación del precio es dado por la empresa generadora pero que no forma parte del proceso de adjudicación.

Las empresas generadoras que tenga proyectos de generación con recurso hidroeléctrico pueden participar en el proceso de licitación y para efectos de adjudicación se les otorga un descuento en el precio del 15% solo para efectos de adjudicación.

- b. Se estableció el MCP¹⁶, que es un mercado donde se efectúan transferencias de energía y potencia, determinada por el Comité de Operación Económica del Sistema - COES (cuyo propósito se especifica en el capítulo 2), en este mercado pueden actuar los distribuidores y generadores para atender a sus Usuarios Libres¹⁷, y los Grandes Usuarios Libres¹⁸, donde la venta y compra de energía se valorizan con los Costos Marginales de Corto Plazo¹⁹ (CMgCP) nodales, aplicando las condiciones que están establecidas en su reglamento.

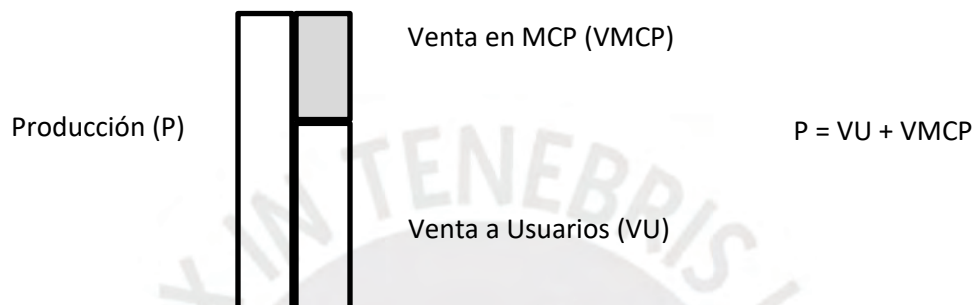


Figura 2 Venta en el Mercado de Corto Plazo

Fuente: Elaboración propia

En la figura 2, se observa la situación de un generador en el que su producción de energía es mayor que la venta de energía a sus Usuarios, por lo que el excedente de energía lo vende o lo transfiere en el MCP a otros generadores que no han logrado cubrir su cuota de venta de energía con sus clientes, como es el caso que se muestra en la Figura 3 siguiente.

¹⁶ Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. Capítulo Primero. Disposiciones Generales. Artículo 1. Definición 16.

¹⁷ Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. De acuerdo al Decreto Supremo 022-2009-EM, Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, son aquellos usuarios cuyos consumos son mayores a 2,500 kW y aquellos cuyos consumos están comprendidos entre 200 kW y 2500 kW tienen la opción de elegir ser un cliente libre o cliente regulado.

¹⁸ Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10MW.

¹⁹ “Costo de Producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Este varía por barra o nodo”. Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas, Definición 5.

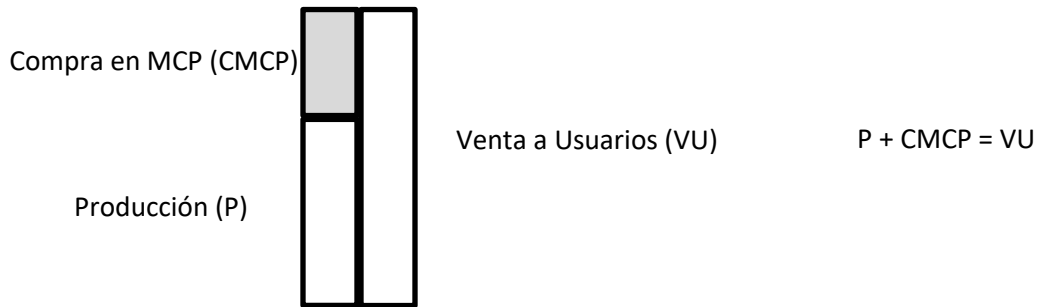


Figura 3 Compra en el Mercado de Corto Plazo

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3, se observa la situación de un generador en el que su producción de energía es menor que la venta de energía a sus Usuarios, por lo que el faltante de energía lo compra o le es transferida desde el MCP.

Los casos mostrados de las Figuras 2 y 3, tienen ocurrencia en un determinado intervalo de tiempo “t”. Hasta la fecha, las centrales que generan con ERNC están en la situación de la figura 2, ya que toda su energía producida la venden o transfieren en el MCP porque no tienen contratos con usuarios.

- c. Se cambió la formación de precios a nivel generación para Usuarios Regulados, que considera el promedio de las opciones de contratación indicadas en el literal a) de este numeral. Cabe indicar que dichos precios de energía y potencia a nivel generación aplicados sobre la curva de consumo de una distribuidora representa el costo de abastecimiento de una empresa distribuidora, mientras más bajos los precios menores serán los costos de abastecimiento para una empresa distribuidora, por ello la simulación que se efectuará en el capítulo 4 considera esta variable para efectos de evaluar la hipótesis.
- d. En la cuarta disposición complementaria final se establece la necesidad de implantar un proceso de evaluación del potencial que existe a nivel de proyectos hidroeléctricos, así como de las distintas fuentes no convencionales de energía, favoreciendo a los proyectos que utilizan energía renovable.

A continuación, se presenta en la Figura 4, la estructura del sector eléctrico bajo la legislación actual, donde los generadores y transmisores están sujetos principalmente a transacciones operativas determinadas por el operador de mercado para atender la demanda de energía eléctrica, también el generador, Gran Usuario y el Distribuidor que tienen acceso al MCP están

sujetas a transacciones económicas en dicho mercado, así también como resultado de la aplicación de los contratos de suministro de electricidad que existen entre estos agentes.

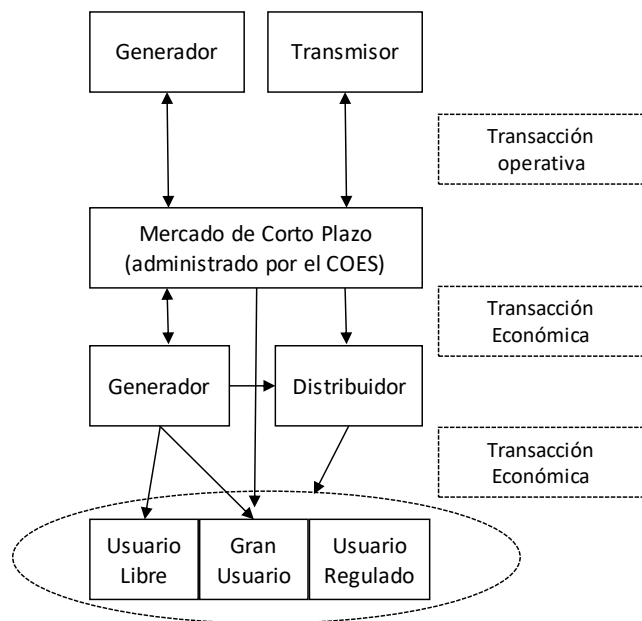


Figura 4 Diseño del Mercado Eléctrico
Fuente: Elaboración propia

1.2 Mercados a los que tienen acceso las empresas generadoras de electricidad.

a) Desde el punto de vista del tipo de usuario:

El usuario final está clasificado como

- (i) Usuario Regulado, “usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen” (Diario Oficial El Peruano, 2006), el consumo máximo de potencia que define a un Usuario Regulado es dos megavatios y medio (2.5 MW).
- (ii) Usuario Libre, que son aquellos “usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen” (Diario Oficial El Peruano, 2006), y
- (iii) Grandes Usuarios, que son aquellos “Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10 MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW” (Diario Oficial El Peruano, 2006).

Las opciones que tiene un usuario final de ser suministrado son las siguientes:

- a. El Usuario Regulado, cuyos consumos son menores a 2,500 kW, sólo puede ser abastecido por una empresa distribuidora, y al ser esta actividad de carácter monopólica, los precios

que tienen que pagar son establecidas por Osinergmin según el literal 1.1 c) del Marco Teórico. Aquellos usuarios regulados cuyo valor de demanda máxima en el periodo de un año sea mayor que 200 kW, y menor que 2,500 kW, tienen la potestad de escoger ser Usuario Regulado o ser Usuario Libre, para ello debe cumplir las condiciones establecidas en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad²⁰.

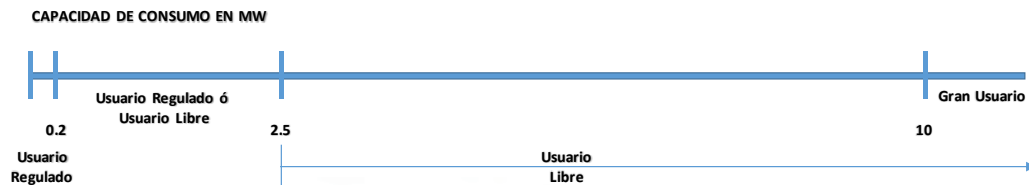


Figura 5 Categoría del Usuario en función al consumo
Fuente: Elaboración propia

- b. El Usuario Libre, cuyos consumos son mayores a 2,500 kW, o aquellos Usuarios Regulados que eligieron ser Usuarios Libres, pueden contratar libremente el suministro de energía, definiendo precios de energía y potencia de libre negociación entre las partes sin que intervenga Osinergmin, con una empresa distribuidora o una empresa generadora por un horizonte de tiempo definido por las partes.
- c. El Gran Usuario tiene la opción de comprar la energía directamente del MCP en base a los procedimientos establecidos para ello.

b) Desde el punto de vista del Distribuidor

El Distribuidor además de operar y mantener sus redes para que la electricidad pueda llegar a los usuarios conectados a sus redes de transmisión y distribución, tiene la obligación de atender el suministro para los Usuarios Regulados por lo que requiere comprar energía para ellos y además para los Usuarios Libres y Grandes Usuarios si es que con ellos tienen un contrato de suministro de electricidad establecido.

- a. Para los Usuarios Regulados, tiene dos formas de contratar el suministro de electricidad con los generadores, según lo indicado en 1.1 a) del marco teórico.

²⁰ Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad. Decreto Supremo 022-2009-EM. Título II, Artículo 3, numeral 3.2.

- b. Para los Grandes Usuarios, el distribuidor puede acceder al MCP en base a los procedimientos establecidos para ello.
- c. Para los Usuarios Libres, el distribuidor puede negociar directamente con el generador o a través de un proceso de licitación donde participan los generadores para atender dicho mercado de clientes. Cabe indicar que los generadores que pueden participar en esta transacción son los generadores que cuentan con energía firme²¹ y potencia firme²². que son los atributos que permiten a los generadores de energía eléctrica contratar con usuarios de electricidad.

c) Desde el punto de vista del Generador

Según la LCE, en su artículo 41, literal f), se indica que ninguno de los generadores integrantes del COES pueden contratar con sus clientes o usuarios, más potencia firme que la potencia firme propia o la que puedan contratar con terceros.

Para que un generador pueda comercializar energía eléctrica debe tener dos atributos: energía firme y potencia firme. El generador tiene dos mercados en donde remunerar su producción de energía:

- a. Mercado de Corto Plazo. La energía y potencia que dispone un generador es despachada por COES en base a criterios de eficiencia y mínimo costo; y valorizada al precio de energía y de potencia del MCP y ejecutados de acuerdo a los procedimientos del COES. Los precios a los cuales son valorizados corresponden a los CMgCP, este precio es variable porque depende de la disponibilidad de los recursos para definir cuál es la última unidad que suministra una unidad adicional de energía.

En un sistema donde coexisten diversos recursos, agua, gas, carbón, petróleo, etc. existen situaciones en las que no hay mucha disponibilidad del recurso hídrico, el agua, en esta situación tendría que suplir esa potencia no despachada una central con un costo variable mayor, por tanto, el precio del MCP se debería incrementar. Luego, este mercado tiene un

²¹ Según el Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas, la energía firme: “Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.”

²² Según el Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas, la potencia firme: “Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita.”

precio que tiene un cierto grado de incertidumbre en función a si las unidades de generación están disponibles.

En el siguiente Gráfico N° 3, se muestra como el valor del CMgCP va variando a lo largo de un día típico a través de la curva de carga.

Se muestra como líneas horizontales la capacidad disponible de cada una de los recursos disponibles para generación colocados en un orden de menor a mayor a sus costos variables, primero aparece etiquetado como “HIDRO” la capacidad de generación de las centrales hidráulicas, además se indica su costo variable de operación, de la misma forma se muestra el detalle para las capacidades disponibles de las centrales que funcionan con los otros recursos, como gas, carbón y diésel. Se indica que para las 4:00 horas el CMgCP es 30 US\$/MWh, ya que la última unidad de demanda está siendo abastecida por centrales a gas, de igual manera a las 19:00 horas el CMgCP es igual a 120 US\$/MWh ya que la última unidad de demanda está siendo abastecida por centrales que utilizan diésel. Si determinamos el valor Costo Marginal de Corto Plazo en cada hora y sacamos el valor promedio del día ponderándolo con la demanda resulta en un valor de 50 US\$/MWh.

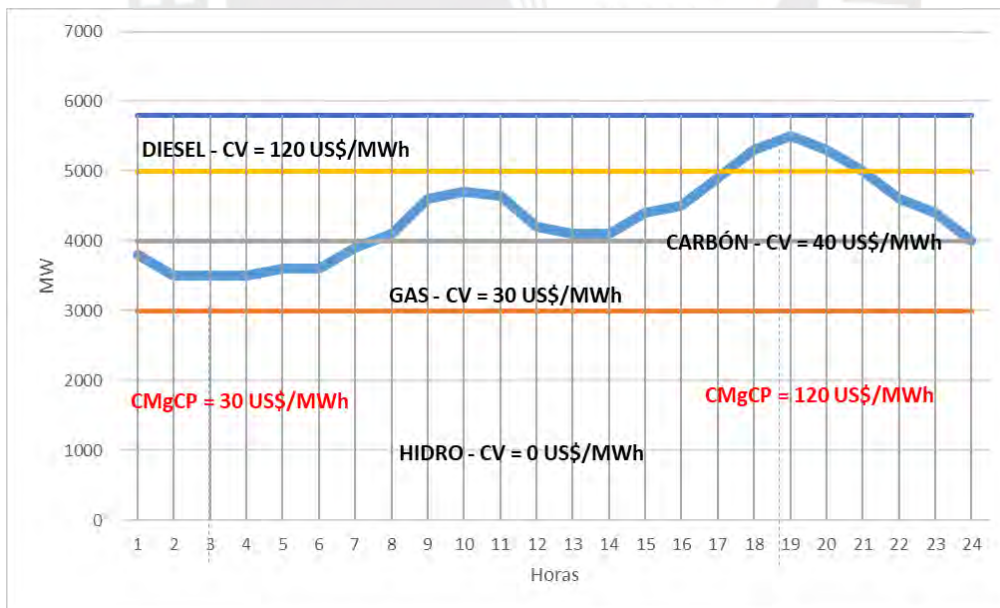


Gráfico 3 Variación del Costo Marginal de Corto Plazo a lo largo del día

Si consideramos que tuviéramos mayor disponibilidad hidráulica por mayores niveles de lluvias o por que se abren las compuertas de los embalses para tener mayor disponibilidad hidráulica, podrían verse desplazados de la operación las centrales con costos variables más altos. En el gráfico 4 se muestra cómo se distribuyen las capacidades para abastecer la demanda que resulta de agregar un 20% de mayor recurso hidráulico.

Si determinamos el nuevo valor promedio del CMgCP del día resulta en un valor de 29 US\$/MWh. En este ejemplo hipotético, la disponibilidad de los recursos más baratos puede variar drásticamente los costos en que se incurren en la operación del sistema.

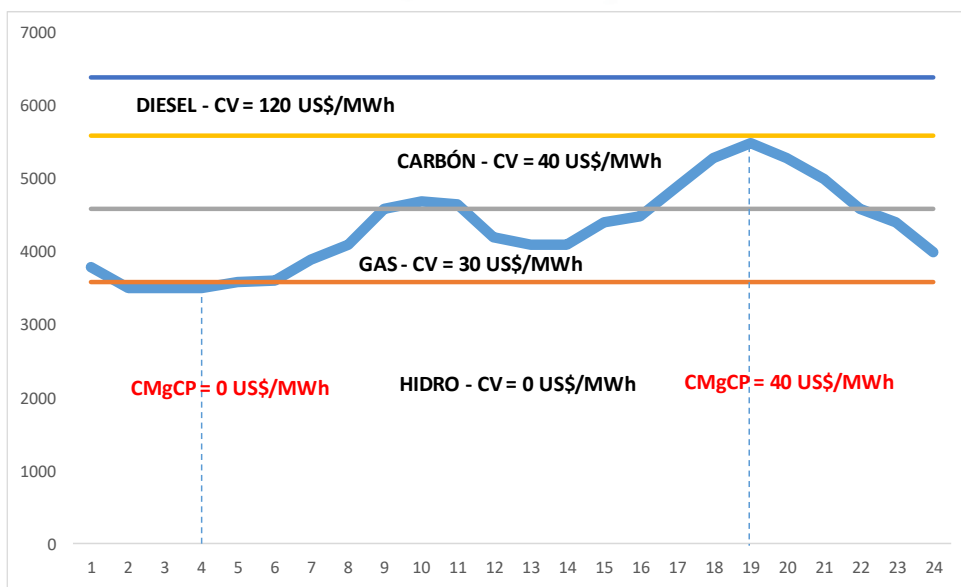


Gráfico 4 Distribución de la oferta para atender la demanda con una disponibilidad de 20% de recurso hídrico

- b. Mercado de Contratos. Para evitar la exposición a precios que son variables y con cierto grado de incertidumbre en el MCP es que los generadores buscan tener contratos de suministro con (i) las empresas distribuidoras vía los procesos de licitación de largo plazo, según el numeral 1.1 literal a) del Marco Teórico, para atender a sus clientes o (ii) con Usuarios Libres con los que negocia las condiciones técnicas y comerciales a un determinado precio.

Existen diferencias entre la energía eléctrica producida por un agente generador y la suministrada a los clientes, la diferencia entre ellas puede ser positiva o negativa. Cuando la diferencia es positiva, el generador se encuentra en una posición excedentaria, es decir, la producción es mayor que los compromisos de venta de energía con sus clientes, y esa

energía excedentaria la vende en el MCP. En el caso contrario, cuando la diferencia es negativa, es decir, la producción es menor que el consumo de energía de sus clientes, el generador se encuentra en una posición deficitaria, en este caso tiene que comprar energía en el MCP para cubrir dicho déficit.

1.3 Riesgos de comercialización en el mercado eléctrico.

En general, desde el punto de vista del generador una vez instalado y operativo, pueden estar expuestos a diversos tipos de riesgos, dentro de los que consideramos los más importantes es que podemos mencionar los que se indican a continuación: riesgos en producción, riesgos climatológicos, riesgos de comercialización y riesgos regulatorios, si bien de alguna forma son independientes, veamos los relacionados a los riesgos de comercialización.

El margen asociado a una empresa generadora que sólo produce y remunera su energía en el MCP viene dado por la siguiente expresión:

Ecuación 2 Margen de una empresa generadora sin contratos de suministro de electricidad

$$\text{Margen} = E * (\text{CMgCP} - \text{CV}) + \text{IP} \quad [1]$$

Donde:

E: Es la energía producida por una central de generación eléctrica (hidráulica, gas, carbón, diésel, etc.) una empresa generadora y que el operador de mercado, COES, requiere que produzca.

CMgCP: Es el CMgCP en el MCP.

CV: Es el costo variable de la planta o la central de generación eléctrica de una empresa generadora que produce e inyecta su energía en el sistema eléctrico.

IP: Ingresos por potencia en el MCP.

“La incertidumbre asociada a la existencia de shocks de oferta (indisponibilidades fortuitas de centrales, años secos en el caso de centrales hidroeléctricas) y demanda, generan una importante volatilidad de los precios spot o costos marginales de corto plazo” (García Carpio, 2008). Los riesgos en producción, asociados a la disponibilidad de las unidades o alguna falla que se presente y los riesgos climáticos asociados a mayor disponibilidad de agua, mayor o menor intensidad del viento, presencia de nubes, entre otros, se ven reflejado directamente en los CMgCP en el MCP,

lo que le agrega un grado de incertidumbre a las transacciones en el MCP como se mostró en la comparación de los gráficos 1 y 2. En esa situación, el margen varía en función a los CMgCP. En el gráfico N° 4, se muestra el margen de una empresa de generación que utiliza, por ejemplo, recurso renovable no convencional, en este caso solar, de unos 140 MW y que produce su energía entre las 6 am y 6 pm y que no tiene contratos con clientes, ecuación 2. Sus márgenes vienen dados por los ingresos obtenidos en el MCP, cuyos precios van variando en base a la disponibilidad de los recursos, en este caso hipotético el margen varía entre 8 y 30 millones de dólares al año, el valor más bajo está asociada a una disponibilidad del recurso hidráulico que la que corresponde al margen del valor más alto.

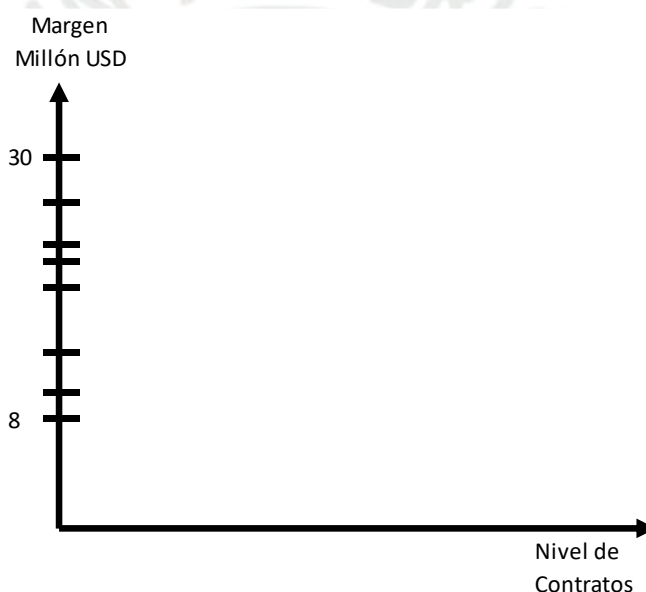


Gráfico 5 Margen de una empresa generadora que usa RERNC sin contratos con Usuarios

Cuando un generador ejerce la actividad de comercialización mediante la venta de energía a clientes o usuarios está decidiendo entre remunerar la energía que se compromete con el cliente a un precio fijo acordado en un proceso de negociación y establecido en un contrato o remunerar la misma energía a los CMgCP en el MCP. También llamado Contratos por Diferencias, “Este tipo de contratos es conveniente a ambas partes, los clientes finales, representados por las distribuidoras y los generadores, permitiendo a ambos reducir la variabilidad de sus flujos de caja.” (García Carpio, 2008). Es como un costo de oportunidad o precio alternativo de obtener

un beneficio, por lo que el margen al que estaría expuesto un generador viene dada por la siguiente expresión:

Ecuación 3 Margen comercial de energía y potencia de una empresa generadora con contratos de suministro de electricidad

$$\text{Margen} = E_g * (\text{CMgCP} - \text{CV}) + \text{IP} + E_v * (\text{P}_v - \text{CMgCP}) + \text{Pot}_v * (\text{P}_p - \text{P}_r)$$

Donde:

E_g: Es la energía producida por una central de generación eléctrica (hidráulica, gas, carbón, diésel, etc.) una empresa generadora y que el operador de mercado, COES, requiere que produzca.

CMgCP: Es el CMgCP en el MCP.

CV: Es el costo variable de la planta o central de generación eléctrica de una empresa generadora que produce e inyecta su energía en el sistema eléctrico.

IP: Ingresos por potencia en el MCP.

E_v: Es la energía vendida a clientes.

Pot_v: Es la potencia vendida a clientes.

P_p: Precio de potencia de venta a clientes

P_r: Precio regulado por Osinergmin.

Es similar a la ecuación 2, a la que se le ha agregado el beneficio o margen por la potencia que contrata y su respectiva energía que está asociada, generalmente en el mercado peruano no se margina por la potencia, por lo que asumiendo ello, la ecuación 3 quedaría de la siguiente manera:

Ecuación 4 Margen comercial de energía de una empresa generadora con contratos de suministro de electricidad

$$\text{Margen} = E_g * (\text{CMgCP} - \text{CV}) + \text{IP} + E_v * (\text{P}_v - \text{CMgCP})$$

El término adicional representa el margen con el cual se agrega el margen por la energía vendida al cliente, si representáramos gráficamente como varía el margen en función a la energía contratada a un precio de 30 US\$/MWh, por ejemplo, tendríamos el margen de la empresa como se muestra el Gráfico N° 5:

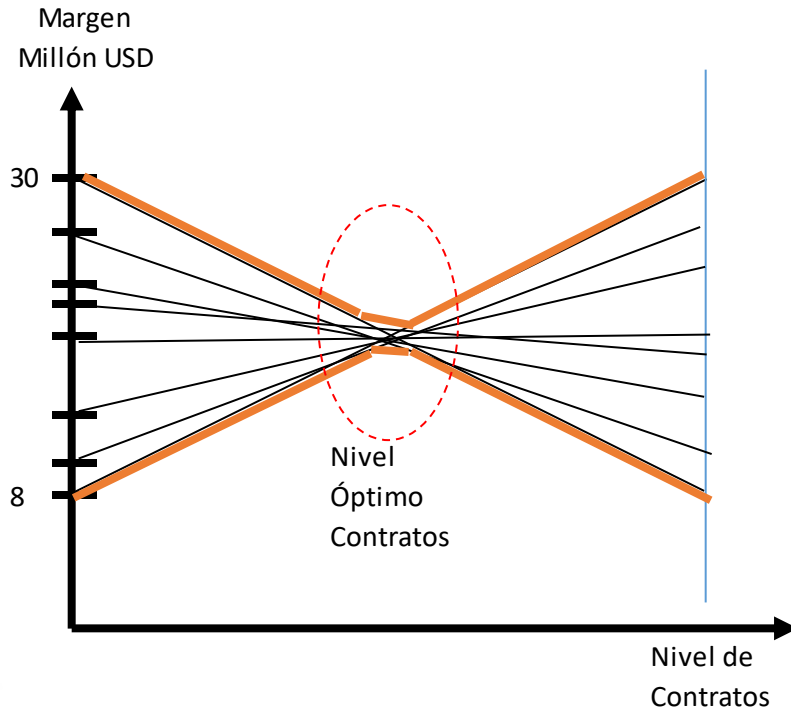


Gráfico 6 Variación del margen ante una variación del nivel de contrato

En la gráfica se observa de cómo variando el nivel de contratos, varía el margen. Para una situación en que el Precio de Venta es mayor que el CMgCP, los contratos agregan márgenes y lo contrario ocurre cuando estamos en una situación inicial, sin contratos, de márgenes altos que corresponden a CMgCP altos, y bajo esa situación agregamos contratos con precios inferiores, entonces el margen tiende a disminuir conforme vayamos añadiendo contratos. Existe una zona en la cual la variación del margen es mínima, esa zona está indicada como nivel óptimo de contratos bajo una estructura de precios con el cliente.

Los valores del precio serán distintos durante la duración de los contratos de suministro pactados con los clientes, en algún momento de la vigencia de los contratos, el valor del precio podría estar muy diferente del valor actual, que amerite una negociación para establecer condiciones comerciales distintas a las que se pactaron desde su inicio.

1.4 Costos de generación de las diferentes tecnologías.

Las decisiones de inversión en generación o de planificación de la estructura de generación en el Perú, generalmente se basa en los costos asociados a la inversión privados y los costos asociados a la operación, pero no se consideran los costos adicionales que las sociedades pueden enfrentar

en el uso de las distintas tecnologías. Según Sascha Samadi, clasifica los tipos de costos relevantes, diferenciando entre costos de plantas, costos de sistema y costos externos como las categorías principales y discute la relevancia de cada tipo de costo para cada tecnología de generación. Los hallazgos sugieren que varias tecnologías de generación de energía eléctrica con bajas emisiones de carbono presentan menores costos sociales por kWh que las actuales tecnologías dominantes que utilizan combustibles fósiles. De manera más general, los hallazgos enfatizan la importancia de tener en cuenta no solo los costos a nivel de planta, sino también los costos externos y del sistema, cuando se comparan las distintas tecnologías de generación de electricidad considerando un enfoque social. El artículo de Sascha Samadi pretende informar tanto a los entes que son responsables de las políticas, así como a los modeladores del sistema de energía, estos últimos que pueden esforzarse por incluir todos los tipos relevantes de costos en sus modelos²³.

En la siguiente tabla, Tabla N° 2 se presentan las subcategorías de costos relevantes.

Tabla 2 Resumen De Las Subcategorías De Costos Que Se Consideran Relevantes Para Comparar Los Costos Sociales De Las Tecnologías De Generación De Electricidad

| |
|---|
| Costos Nivel de Planta |
| <ul style="list-style-type: none"> • Costos asociados al Capital • Costos asociados a los Combustibles • Costos asociados al mercado de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) • Costos asociados a la operación y al mantenimiento no combustibles (fijos y variables) |
| Costos del Sistema |
| <ul style="list-style-type: none"> • Costos de red • Costos de balance • Costos profile |
| Costos Externos ¹ |
| <ul style="list-style-type: none"> • Costos sociales asociadas a las emisiones de GEI (menos los costos asociadas a las del mercado de las emisiones de GEI) |

²³ Sascha Samadi. "The Social Cost of Electricity Generation – Categorising different types of costs and evaluating their respective relevance" 11 January 2017.

- Impactos de la contaminación no GEI
- Impactos del paisaje y el ruido
- Impactos ocasionados en los distintos ecosistemas y en la biodiversidad (un poco más allá de los relacionados con el cambio climático).
- Costos externos asociados a las emisiones de radionucleidos.

Fuente: Sascha Samadi. “The Social Cost of Electricity Generation – Categorising different types of costs and evaluating their respective relevance”

¹ Pueden haber costos externos relevantes adicionales, pero este es difícil de determinar.

En la tabla N° 3 se muestra una estimación de los costos totales desde varios tipos de plantas que se asume que ingresen a operar en el 2040 en los Estados Unidos. Se aprecia que los costos externos cuantificables son representativos para las tecnologías de gas y carbón, siendo las de costos más bajas las asociadas a las energías renovables y la energía nuclear. Influyendo en los costos totales, dejando en ventaja por los menores costos a las centrales que usan recursos renovables.

Dado que esta es una aproximación a la realidad norteamericana, habría que cuantificar cual es la componente de estos costos en la realidad peruana, trabajo que no forma parte de este estudio.

Tabla 3 *Resumen De Los Costos Sociales Específicos Estimados De La Generación De Electricidad En Los EE.UU. De Varios Tipos De Centrales Eléctricas Que Se Supone Que Comenzarán A Funcionar En el 2040*

| <u>Tipo de Costo</u> | <u>Costo en centavo de Euro por kWh</u> | | | | |
|--------------------------------------|---|--------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| | <u>Eólica</u> | <u>Solar</u> | <u>Nuclear</u> | <u>Gas</u> | <u>Carbón</u> |
| Costo a nivel de planta | 3.7 (2.3-7.2) | 2.7 (1.6-3.4) | 8.6 (6.8-10.1) | 3.8 (3.4-4.5) | 4.9 (4.0-5.7) |
| <i>Costos de red</i> | <i>1.0</i> | <i>1.0</i> | <i>0.5</i> | <i>0.5</i> | <i>0.5</i> |
| <i>Costos de Balance</i> | <i>0.3</i> | <i>0.2</i> | <i>0</i> | <i>0</i> | <i>0</i> |
| <i>Costos de perfil</i> | <i>2.5</i> | <i>2.5</i> | <i>0</i> | <i>0</i> | <i>0</i> |
| Costos de Sistemas | 3.8 | 3.7 | 0.5 | 0.5 | 0.5 |
| Costos Externos cuantificable | 0.3 | 0.1 | 0.1 | 4.9 | 10.4 |

| | | | | | |
|--------------------|-------------------|------------------|-------------------|------------------|--------------------|
| Costo Total | 7.8 | 6.5 | 9.2 | 9.2 | 15.8 |
| | (6.4-11.3) | (5.4-7.2) | (7.4-10.7) | (8.8-9.9) | (14.9-16.6) |

Fuente: Sascha Samadi. “The Social Cost of Electricity Generation – Categorising different types of costs and evaluating their respective relevance”

1.5 Diseño de los contratos de suministro de electricidad.

Si bien hemos explicado el volumen óptimo de contratación, podemos tener en cuenta las diferentes modalidades de contratación y se mencionan los siguientes:

a) Potencia y Energía asociada:

Son contratos negociados bilateralmente, en el cual se define una potencia contratada y se establece un precio para ello. No se define una energía específica, sino toda la energía producto de la potencia contratada es asignado al generador que ha firmado estos contratos, también existe un precio de energía.

No existe una correspondencia directa entre la producción de energía del generador y el consumo del cliente. La estacionalidad o la modulación de carga del cliente en ciertos horarios o meses del año implica cierto riesgo, en el que el generador puede quedar expuesto al MCP.

La legislación peruana está orientada hacia estos tipos de contratos.

b) Energía:

Son contratos negociados bilateralmente, en el cual no se considera una potencia contratada ni se establece un precio para ello. En este caso no se define una energía específica, sino toda la energía consumida por el cliente es asignada al generador que ha firmado estos contratos, con un precio de energía específico.

En este tipo de contrato tampoco existe una correspondencia directa entre la producción de energía del generador y el consumo del cliente. La estacionalidad o la modulación de carga del cliente en ciertos horarios o meses del año implica cierto riesgo, en el que el generador puede quedar expuesto al MCP.

c) Bloques de Energía:

Estos contratos son similares a los contratos por potencia y energía asociada pero definidos para ciertos bloques horarios, lo cual sirve para poder colocar generación de energía renovable y reducirles el riesgo de exposición al MCP.

d) Producción:

Es un contrato bilateral en el que el cliente compra toda la generación a un precio específico. En esta modalidad, el generador anula el riesgo de precio y de generación.

1.6 Ventajas y desventajas de las Centrales RERNC.

a) Ventajas

- a) Inagotable: Las energías renovables son ilimitadas e inagotables debido a su origen y se aprovechan de manera indefinida. Es por ello que su participación en la matriz energética es esencial hoy en día sin poner en peligro el correspondiente al de las generaciones futuras.
- b) Energía limpia: No producen gases de efecto invernadero. No contaminan ni dañan el medio ambiente por lo que representan la forma de energía más limpia conocida hasta este instante. No generan residuos nocivos. Ayudan a reducir la emisión del dióxido de carbono, por lo que sería la fuente de producción o generación de energía eléctrica imprescindible contra el cambio climático.
- c) Instalación y Residuos: La instalación de centrales que usan recursos renovables no requiere mucho tiempo, asimismo su desmantelamiento no es complicado al término de su vida útil como ocurre con otras centrales como las nucleares.
- d) Dependencia energética: Crea independencia a la región en el que se instala generando puestos de trabajo, por lo que contribuye a disminuir la dependencia de las importaciones energéticas. En cualquier parte del país existe algún tipo de fuente renovable como el sol, el aire, el agua y la materia orgánica para aprovecharlo y poder utilizarlo en la producción de energía de manera sostenible.
- e) Competitividad: Hace unos años atrás se requería una gran inversión para instalar y colocar operativa una central de generación de electricidad que usa recursos energéticos renovables, hoy en día los costos de inversión se han reducido considerablemente. Las tecnologías como las centrales que usan el viento o la tecnología solar fotovoltaica están reduciendo considerablemente sus costos, y ya compiten con las tecnologías convencionales. Hay que tener en cuenta que la innovación tecnológica y las economías de escala hacen que la producción de energía con recursos renovables no convencionales sean la solución de carácter sostenible en mayor grado.

- b) Desventajas
 - a. Disponibilidad del recurso: Es una desventaja relativa respecto a las demás fuentes de generación, debido a que están asociados a la existencia del recurso. En el caso de las eólicas, a la existencia del viento, en el caso de la solar al nivel de radiación y la existencia de las nubes. Existe una fuerte dependencia de los factores meteorológicos por lo que presentan una producción intermitente.
 - b. Espacio: Se requiere de un gran espacio para poder desarrollarse, en el caso de los paneles solares, mientras más capacidad de generación se desea instalar se requiere mayor cantidad de paneles por instalar, por tanto, mayor espacio para su instalación.
 - c. Impacto visual: El uso de grandes superficies terrestres provocan visualmente un gran impacto paisajístico.

1.7 Estado de la Cuestión

Durante el periodo comprendido entre el 2009 y 2016, en Perú, se han efectuado cuatro subastas de promoción de inversión en generación con recursos renovables, donde los precios que se han adjudicado han ido disminuyendo en cada proceso, sin embargo, esta disminución del precio no se ha visto reflejada en los recibos que pagan los usuarios de electricidad, al contrario, se ha agregado un cargo tarifario en los precios de potencia que paga el usuario que permita al inversionista obtener el precio que ha adjudicado²⁴.

Por otro lado, en otros países la participación de la generación con energía renovable no convencional es mucho mayor que en el Perú.

Dada las diferencias del tiempo de ingreso en operación de estos proyectos en cada mercado, es que se trata de analizar cuáles son las diferencias y que mejoras pueden plantearse en la regulación actual para que los usuarios se vean beneficiados.

A continuación, se presentarán algunas conclusiones o comentarios de otras investigaciones relacionadas al tema.

- a. José Balibrea Iniesta destaca en su tesis: *“Regulación económica y desarrollo de energías renovables: un análisis comparado de los casos de Francia y España” Tesis Doctoral. Universidad Complutense de Madrid, Facultad de Derecho. Madrid, 2018*”. (Balibrea Iniesta, 2017, p. 1), la influencia de la regulación en la rentabilidad de los proyectos. Midiendo los ingresos que define la legislación

²⁴ Artículo 5. Decreto Legislativo N° 1002. Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.

durante toda la vida útil de un proyecto, que tiene una larga duración y que está sometido a distintas fuentes de incertidumbre. Asimismo, se indica que una política de desarrollo de energías renovables con los costos de emisión de CO₂ internalizados sería una política de planificación apropiada en el ámbito de la sostenibilidad. (Balibrea Iniesta, 2017, p. 25,72)

Asimismo, los resultados de su investigación indica que en general el valor actual neto (VAN) de los proyectos en Francia resultaron negativos, y se revierte dicha situación con incremento de tarifas, ayudas del Estado o aplicando opciones financieras. Para el caso de la evaluación en España los resultados fueron buenos, con valores positivos del VAN, utilizando distintas alternativas de precios asociados a precios fijos y precios del mercado mayorista. Como es lógico el precio con el que tiene que vender su producción tiene vital importancia para ser rentable cualquier proyecto.

Cabe precisar que en el mercado eléctrico peruano como se explicará en el capítulo 2, en la tarifa que paga el usuario final tiene un agregado que permite rentabilizar las inversiones en centrales de generación eléctrica que usan RERNC, funciona como un feed in tariff similar a España, pero no existen productos financieros como el de opciones u otros, que permitan agregar valor o disminuir riesgos para hacer más viable las inversiones en centrales de generación con energía renovable.

- b. Por otro lado, Juan Maximiliano Proaño Ugalde en su Tesis: “Análisis crítico de la regulación y políticas de fomento relativas a las energías renovables no convencionales en Chile. Aproximación a la experiencia internacional en el contexto del cambio climático”. Tesis para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales. Universidad de Chile. 2015. (Proaño Ugalde, 2015, p. 1) indica que los problemas que enfrenta el modelo energético chileno tienen su origen en dejar excesivamente en manos del mercado un sector estratégico, para cualquier país que requiere un Estado que juegue un rol planificador de las políticas públicas a largo plazo, y donde hoy las ERNC están llamadas a jugar un rol importante. (Proaño Ugalde, 2015, p. 8)

Por otra parte, el análisis jurisprudencial que hizo permitió:

“mostrar el colapso del modelo energético chileno, con un Estado pasivo, dejando a los privados la decisión de dónde, cómo y cuándo desarrollar proyectos energéticos, lo que ha redundado en una conflictividad recurrente entre la comunidad afectada y las empresas, principalmente determinada por la escala y emplazamiento de los proyectos, por una parte, y la ausencia de participación ciudadana y planes de

Ordenamiento Territorial, que servirían para evitar o prevenir los conflictos y, por ende, su posterior judicialización.” (Proaño Ugalde, 2015, p. 184)

Si bien este trabajo se realizó en el 2015 y en donde se indica que la Ley chilena 20.805, mejora el proceso de licitaciones para el suministro de electricidad para clientes regulados, dando señales de tecnologías y plazos a los ofertantes, por lo que se permitiría dar privilegio a las tecnologías ERNC en futuras procesos de licitación, como finalmente ocurrió en el año 2016. (Proaño Ugalde, 2015, p. 90)

Esta estructura de licitaciones podría adaptarse a la legislación peruana e incorporarla en las futuras licitaciones.

- c. Por el lado de interconexiones, Julio Santiago Muñoz Muñoz en “Análisis de Escenarios de Interconexiones Internacionales de Chile con un enfoque en alta penetración de energía solar”. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Chile, 2018. (Muñoz Muñoz, 2018, p. 1), en donde se indica que la integración eléctrica en latinoamérica permite aprovechar de manera más eficiente los recursos disponibles de la región, disminuyendo los costos operacionales y de inversión. Por otro lado, se ha demostrado la capacidad que posee el recurso solar en Chile para satisfacer en gran medida las demandas energéticas presentes en la región, disminuyendo así los costos totales y la cantidad de emisiones del conjunto Latinoamericano en comparación a un escenario de referencia. Hoy en día que existe una sobreoferta en Perú y Chile, donde cada país quiere comercializar sus recursos energéticos de la mejor manera posible, agregando proyectos de generación con energía renovable aumentaría el nivel de sobreoferta en los países, pero permitiría un intercambio de energía más limpia y a menores precios considerando la complementariedad que pudiera existir entre los países de la región.
- d. De un informe de IRENA. Análisis del Mercado de Energías Renovables: América Latina. 2016 (IRENA, 2016) en el que el concepto a destacar está relacionado con la modificación de matriz energética, se indica lo siguiente: El rápido crecimiento de la demanda de energía en un momento de preocupación por la seguridad energética y el aumento de los impactos climáticos ofrece a los países latinoamericanos una oportunidad de repensar su mix energético. (IRENA, 2016, p. 6)

Así mismo se menciona sobre el impacto social: Se indica que, para poder explotar las sinergias de manera sostenible, es necesario prestar mucha atención a los impactos ambientales y sociales que los grandes proyectos de generación y transmisión puedan ocasionar. (IRENA, 2016, p. 9)

Dicho informe concluye:

“... que las rápidas reducciones de costos, la madurez de las tecnologías renovables y la consolidación de las políticas en esta materia, en una región dotada de algunos de los mejores recursos renovables del mundo, ofrecen una oportunidad sin precedentes de acelerar la adopción de las renovables en todos los sectores. Lo que se busca es el equilibrio entre la seguridad energética, la sostenibilidad ambiental y la competitividad económica.” (IRENA, 2016, p. 14)

En el Perú la forma en que se promueven las inversiones en centrales de generación eléctrica con el uso de recursos renovables es a través de subastas, según el informe, resulta en la política del sector eléctrico más frecuente. Por otro lado, ciertas industrias, a través de empresas transnacionales ubicadas en nuestro país requiere el sello o etiqueta verde, que permitiría abrir un nuevo mercado, esto también lo menciona el informe.

- e. En un informe de Riquel Ernes Mitma Ramírez. “Análisis de la Regulación de Energías Renovables en el Perú”. Junio, 2015. (Mitma Ramírez, 2015) en donde se analiza los resultados obtenidos de las subastas de energías renovables en el Perú, el autor indica que: La aplicación del marco regulatorio en el Perú ha dado un gran impulso al ingreso de centrales eléctricas que usan energías renovables, con lo que se confirma el logro del objetivo de promocionar a una mayor escala la participación de las mismas en la matriz energética del país. (Mitma Ramírez, 2015, p. 9)

Dado que no hay una clara dirección ni rumbos claros, y si bien los resultados han permitido lograr visibilidad del Perú en cuanto a la promoción de las energías renovables, aún estamos lejos como país hacia una matriz energética sostenible. (Mitma Ramírez, 2015, p. 9)

“Las subastas estuvieron bien diseñadas con mecanismos competitivos apropiados para adjudicar contratos de largo plazo a proyectos de generación eléctrica con bajos niveles de emisión de CO₂ y uso racional de los recursos energéticos del país.” (Mitma Ramírez, 2015, p. 9)

Si bien todo se ha llevado de acuerdo a lo esperado, aún no se tiene una penetración importante de estos recursos en el Perú, por lo existe aún cambios por desarrollar que permitirían una mayor participación de las centrales de generación con recurso renovable.

f. Asimismo, Jacques Clerc, Juan Carlos Olmedo, Jaime Peralta, María Luisa Saavedra, Enzo Sauma, Ignacio Urzúa y Andrés Hernando, en un trabajo sobre Energías renovables en Chile. Hacia una inserción eficiente en la matriz eléctrica. (Clerc et al., 2017) se plantean propuestas de políticas públicas dentro de las más importantes:

- (i) Promover el almacenamiento de energía en sus distintas modalidades como embalses hidráulicos, baterías u otros, debido a que la forma de operación de las centrales RERNC a gran escala requiere de una gran flexibilidad del resto de actores para que la oferta se ajuste a la demanda en condiciones críticas. En el Perú existen centrales de generación hidráulicas que tienen embalses cuya construcción no fue definida en base a la variabilidad de la operación de las centrales RERNC, están instaladas antes de la incursión de aquellas. Por otro lado, el almacenamiento mediante baterías podría ser una opción para el mercado peruano, siempre que dicha inversión sea remunerada a través de una tarifa.
- (ii) Incentivar las reducciones de las emisiones de carbono de las centrales térmicas. En el mercado peruano no existe un mercado de emisiones de carbono que incentive su reducción.
- (iii) Cambio en las bases de licitación de suministro de energía, en la que se indique que se deja a libertad del licitante establecer la forma más barata de abastecer la demanda, es decir, deben hacer ofertas por bloques de energía con perfiles que sean similares a la demanda que se está licitando. En el Perú la demanda se atiende continuamente, no existe bloques de energía en forma independiente, la propuesta de este estudio debería ser tomado en cuenta para reducir los riesgos de operación en las horas que no se cuentan con los recursos para operar.

g. Regulación

El 15 de noviembre de 2018 se promulgó la resolución ministerial N° 455-2018-MEM/DM en el que se publica un proyecto de norma que modifica el RLCE a efectos de recibir sugerencias y comentarios. En los considerandos se establece “Que, a fin de ampliar la matriz energética nacional por medio de recursos energéticos renovables, se ha identificado oportunidades de mejora en los criterios de reconocimiento de potencia firme para las

tecnologías renovables eólicas y solares” (El Peruano, 2019). A dicha fecha, la potencia firme de las RERNC como la solar y eólica tiene valor cero.

El 25 de abril de 2019, vía la resolución de Consejo Directivo del Osinergmin N° 073-2019-OS/CD se resolvió publicar en la página web de Osinergmin un proyecto de norma que modifica el procedimiento técnico N° 26 del COES: “Cálculo de la Potencia Firme”, en el que se define el valor de la potencia firme de centrales RER, eólica, solar o mareomotriz, como la relación entre la energía activa producida durante las horas punta del sistema y la cantidad de horas punta del sistema.

La formulación de la resolución implica que las centrales eólicas tengan un mayor reconocimiento de potencia firme que las solares, dado que las horas que se utilizan para contabilizar la energía que aportan en las horas punta le da mayor ventaja a las eólicas, por tanto, tendrían una mayor posibilidad de contratar con usuarios.

Esta propuesta fue aprobada vía la resolución de Osinergmin N° 144-2019-OS/CD que está vigente desde el 1 de setiembre de 2019. Dado que las centrales de generación que usan RERNC ya tienen un compromiso con el estado, los ingresos adicionales que pudieran obtener debido a la asignación de potencia firme, sólo ayudarían a completar el ingreso que les correspondería debido a los contratos suscritos en los procesos de adjudicación, y en consecuencia ayudaría a disminuir el pago que hace el usuario final en el cargo asignado para ello.

Esta norma sería de aplicación directa a las nuevas inversiones que quieran entrar directamente al mercado sin estar ligado a los procesos de licitación que pudiera llevarse a cabo por Osinergmin, es decir, las nuevas empresas tendrían que buscar usuarios con quienes establecer contratos de suministro de electricidad a precios que les permite hacer rentable la inversión efectuada.

Tratando de responder a la pregunta que se hizo en la parte de Antecedentes y Alcances: ¿Para las centrales de producción con energía renovable no convencionales es suficiente tener el atributo de potencia firme para que comercialicen su producción de energía? Aquí podemos decir que no es suficiente, debido a que las centrales solares son las que tendrían cierta desventaja respecto al resto de centrales de generación, puesto que la potencia firme que tienen asignada no es muy representativa respecto de su potencia firme.

Los cálculos del COES para el mes de octubre asignan una potencia firme para la Central Eólica Wayra una potencia firme de 95.026 MW y para la Central Solar Rubí una potencia

firme de 0.745 MW²⁵, teniendo esta última una capacidad instalada de 144.48 MW²⁶, es decir, se está reconociendo el 0.52% de su capacidad instalada que puede comercializar con usuarios.

- h. Procedimiento que propone la mejora del mecanismo de las licitaciones para la contratación de suministros de electricidad. División de Generación y Transmisión Eléctrica – Gerencia de Regulación de Tarifas, Gerencia de Políticas y Análisis Económico, mayo de 2017.

Corresponde a un análisis de impacto regulatorio, considerando la metodología Costo-Beneficio enfocado cualitativamente, efectuado por Osinergmin en el año 2017, en el cual se evaluaron 4 propuestas en relación a la situación actual, cabe precisar que la situación actual del mecanismo de licitaciones corresponde a lo detallado en el numeral 1.1 literal a del presente trabajo.

Las propuestas tienen los siguientes contenidos:

Propuesta 1: Se continúa con el mecanismo actual de licitaciones, pero separando el proceso de licitación para la oferta y demanda existente y a Proyectos de generación dado el incremento de la demanda. Según el estudio, la ventaja es que no hay que modificar los contratos vigentes cuyos términos están establecidos en cada contrato, lo cual es muy importante para no afectar las condiciones comerciales de los actuales agentes, pero la desventaja es que no incentiva el acceso de las centrales que usan RERNC en las licitaciones, porque no se le asigna el atributo de potencia firme a dichas centrales. Hoy en día, año 2020, que dichas centrales tienen potencia firme, aún así el incentivo no es suficiente porque no tienen un valor que representen un valor de competencia como se indicará más adelante.

Propuesta 2: A la propuesta 1 se le incorpora un mecanismo en el que se reconoce potencia firme a los proyectos de generación que usarían recursos energéticos renovables para que puedan participar en los procesos de licitación. Se indica que la desventaja de esta propuesta es que debería existir un mercado de capacidad de largo plazo que asegure la existencia de potencia firme real.

²⁵ Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/mercadomayorista/liquidaciones>

²⁶ Fuente: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Acordeón/Generación/1.6.6.pdf

Propuesta 3: Consiste en modificar la propuesta 1, pasando de un sistema de potencia y energía asociada a un sistema de bloques de energía firme y potencia asociada, sin hacer distinción entre generación existente ni proyectos de generación, y sólo en uno de los bloques se debe adquirir tanto la potencia como la energía firme. La desventaja que atribuyen a esta propuesta es que a pesar de crearse bloques de energía por periodos de avenida y de estiajes, no garantiza el desarrollo de los proyectos de generación, que competirían con la generación existente, con lo que estarían en una desventaja.

Propuesta 4: A la propuesta 1 se le agrega la segmentación por bloques, pero la fórmula de actualización de los precios de energía asociados a los proyectos de generación deberá estar asociada al costo variable de la energía generada y al costo marginal que se hagan por los retiros de energía. Si bien se indica que esta propuesta resuelve la incursión de más proyectos de generación incluidos los que usan RER, la desventaja es que se dificulta el proceso de evaluación para la adjudicación, además que se requeriría fijar precios máximos que se diferencien por bloques de energía.

Yo veo que en esta propuesta se trata de establecer una demanda asegurada para la generación existente, creo que en esa situación se estaría manteniendo costos que podrían resultar caros por las centrales de generación que pueden tener costos de operación relativamente altos.

En este primer capítulo se puede rescatar de que la regulación en países europeos en cuanto a la remuneración de la energía renovable en la parte concerniente al precio es similar a la peruana, dado que agrega un plus a la tarifa que permite recuperar la inversión efectuada, sin embargo, existen riesgos en los mercados, que quizá no estén reflejados en los precios, que se trata de compensar con algunos mecanismos financieros, como opciones. Por otro, lado para disminuir el riesgo a la que está asociada la operación de las centrales que operan con recursos energéticos renovables no convencionales, debido a que las mismas dependen de recursos naturales que no se pueden manejar de forma directa, es que en Chile, se está dando la facilidad para que los inversionistas u oferentes en los procesos de licitación de suministro de energía puedan colocar en su oferta bloques horarios que permitan adecuar las horas en las que operan a la curva de la demanda, de tal manera de evitar o disminuir al máximo los riesgos que existen entre las curvas de oferta y curvas de demanda. Aquí en el Perú, también se maneja de manera continua la asignación de los contratos entre los suministradores, y no se hace por bloques horarios, por lo

que debería ser una estructura que debemos considerar para incorporar en la propuesta que se presentará en el presente trabajo. El estudio de Osinergmin indicado en el literal h, va dirigido por ese camino, pero a la fecha no se ha plasmado en una propuesta que se haya incorporado en los procesos de licitación vigentes.



CAPÍTULO 2. ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSO RENOVABLE NO CONVENCIONAL EN EL PERÚ

En este capítulo se analiza el marco legal regulatorio de la generación eléctrica con recurso renovable que está vigente en la legislación peruana con énfasis en los recursos renovables no convencionales. Se inicia con la descripción del marco institucional, luego se detalla la norma relacionada a la generación con energía renovable, a continuación, se hace una descripción de la ejecución de dicha norma a lo largo de los procesos de licitación que se han llevado a cabo y finalmente en base a esos resultados, se hace un análisis de los mismos y se trata de identificar los aspectos que pudieran modificarse.

En la Tabla 4 se detalla la participación de la producción en sus diferentes recursos durante el periodo comprendido entre el año 2009 y el año 2018.

Si bien la participación de la producción anual de energía eléctrica a base de recurso energético renovable no convencional (RERNC), que involucra a las solares, eólicas, geotérmicas y biomasa, se ha ido incrementando en el transcurrir de los tres últimos años en base al recurso solar y al eólico preponderantemente, debemos tener en cuenta que existe un potencial muy importante de cada uno de estos recursos a lo largo del país para poder aprovecharlo. En la Tabla 5 se presenta el potencial que existe de la capacidad de generación eléctrica en megavatios de las distintas tecnologías RERNC, así como la capacidad instalada a la fecha en el sistema eléctrico interconectado nacional.

Tabla 4 *Producción Anual (GWh) y Participación de las Renovables No Convencionales. 2009-2018*

| | <u>2009</u> | <u>2010</u> | <u>2011</u> | <u>2012</u> | <u>2013</u> | <u>2014</u> | <u>2015</u> | <u>2016</u> | <u>2017</u> | <u>2018</u> |
|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Hidro | 11,056 | 18,965 | 20,404 | 20,849 | 21,129 | 21,003 | 22,456 | 23,010 | 27,741 | 29,358 |
| Térmico | 18,752 | 13,462 | 14,813 | 16,413 | 18,344 | 20,337 | 21,262 | 24,021 | 19,899 | 19,220 |
| Solar | | | | 60 | 197 | 199 | 231 | 242 | 288 | 745 |
| Eólico | | | | | | 256 | 591 | 1,054 | 1,065 | 1,494 |
| Total | 29,807 | 32,427 | 35,217 | 37,321 | 39,669 | 41,796 | 44,540 | 48,326 | 48,993 | 50,817 |
| %Renovable | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.2% | 0.2% | 1.1% | 1.8% | 2.7% | 2.8% | 4.4% |

Fuente: www.coes.org.pe.

Elaboración propia

Tabla 5 *Potencial de Capacidad de Generación con RERNC en el Perú*

| <u>Recurso</u> | <u>Potencial</u> | <u>Instalado</u> |
|----------------|---|------------------|
| Eólico | 28,395 MW ²⁷ kWh/m ² ²⁸ | 376 MW |
| Solar | Costa: 4.06 a 7.06 Sierra: 4.56 a 6.50 Selva: 3.89 a 4.78 | 285 MW |
| Geotérmico | 2,860 MW ²⁹ | 0 MW |
| Biomasa | 228 MW ³⁰ | 10 MW |
| Total | > 31,483 MW | 671 MW |

Fuente: Elaboración propia

2.1 Marco Institucional

Los distintos organismos: normativos, fiscalizadores, promotores de la inversión, y reguladores del funcionamiento del sector eléctrico peruano son los siguientes:

a) Ministerio de Energía y Minas

Es un organismo que formula y evalúa las políticas de alcance nacional en materia de desarrollo sostenible de las actividades minero-energéticas, contribuyendo al desarrollo humano, así como la disminución del impacto ambiental (Ministerio de Energía y Minas, s.f.). Tiene tres viceministerios: Viceministerio de Electricidad, Viceministerio de Hidrocarburos y el Viceministerio de Minas.

b) Proinversión

Es el organismo público encargado de ejecutar la política nacional de promoción de la inversión privada; se encuentra adscrito al Ministerio de Economía y Finanzas. Promueve la incorporación de inversión privada en servicios públicos y obras públicas de infraestructura a través de asociaciones Público-Privadas, en base a iniciativas públicas y

²⁷ Ministerio de Energía y Minas. Página 104, Atlas Eólico del Perú. Perú. 2016.

²⁸ Ministerio de Energía y Minas, Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología. Tabla 2. Valores de las principales variables climáticas de las estaciones base. Página 16. Atlas de Energía Solar del Perú. Junio 2013, Lima, Perú.

²⁹ <http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=6&idTitular=3860>

³⁰ http://www.camara-alemana.org.pe/downloads/05_OSINERG_121113-PRE-JMG-Marco-Legal-Energias-Renovables-Matriz-Energetica.pdf. Página 9.

privadas de competencia, así como en apoyo a entidades públicas subnacionales a su solicitud. (Proinversión, 2019)

El Consejo Directivo es el órgano máximo de Proinversión, está integrado por 5 ministros de estado, correspondientes a los sectores de Economía y Finanzas quien lo preside, Vivienda, Construcción y Saneamiento, Transportes y Comunicaciones, Energía y Minas, y Agricultura y Riego. El Consejo Directivo aprueba la política general de la institución y conduce los procesos de promoción de la inversión privada. (Proinversión, 2019)

c) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin

Es una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan. Se creó el 31 de diciembre de 1996, mediante la Ley N° 26734, bajo el nombre de Osinerg. Inició el ejercicio de sus funciones el 15 de octubre de 1997, supervisando que las empresas eléctricas y de hidrocarburos brinden un servicio permanente, seguro y de calidad. A partir del año 2007, la Ley N° 28964 le amplió su campo de trabajo al subsector minería y pasó a denominarse Osinergmin. Por esta razón, también supervisa que las empresas mineras cumplan con sus actividades de manera segura y saludable. Osinergmin tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. Las labores de regulación y supervisión de esta institución se rigen por criterios técnicos, de esta manera contribuye con el desarrollo energético del país y la protección de los intereses de la población. (Osinergmin, s.f.)

Está compuesta por un Consejo Directivo y diversas gerencias, dentro de las más importantes tenemos: Gerencia de Regulación de Tarifas, Gerencia de Supervisión de Energía y la Gerencia de Supervisión Minera. Asimismo, adscritos al Consejo Directivo, existen cuatro órganos resolutivos: Cuerpos Colegiados de Solución de Controversias, Tribunal de Solución de Controversias, Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios y el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería. (Osinergmin, Institucional, Organización, s.f.)

d) Comité de Operación Económica del Sistema – COES

El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del

SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo. (COES, ¿quienes somos?, s.f.)

- e) Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual – INDECOPI
- El INDECOPI fue creado en noviembre de 1992, mediante el Decreto Ley N° 25868. Tiene como funciones la promoción del mercado y la protección de los derechos de los consumidores. Además, fomenta en la economía peruana una cultura de leal y honesta competencia, resguardando todas las formas de propiedad intelectual: desde los signos distintivos y los derechos de autor hasta las patentes y la biotecnología. El INDECOPI es un Organismo Público Especializado adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros, con personería jurídica de derecho público interno. En consecuencia, goza de autonomía funcional, técnica, económica, presupuestal y administrativa (Decreto Legislativo No 1033). Como resultado de su labor en la promoción de las normas de leal y honesta competencia entre los agentes de la economía peruana, el INDECOPI es concebido en la actualidad, como una entidad de servicios con marcada preocupación por impulsar una cultura de calidad para lograr la plena satisfacción de sus clientes: la ciudadanía, el empresariado y el Estado. (Indecopi, quiénes somos, s.f.)

2.2 Marco regulatorio.

El desarrollo y la promoción de la inversión en centrales de generación eléctrica que usan recursos renovables se dan por las siguientes leyes:

2.2.1 Decreto Legislativo 1002 – Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.

Este decreto fue aprobado y está vigente desde mayo del año 2008. En el Anexo 1 se presenta el decreto legislativo indicado, en seguida, se comentan los aspectos más importantes del mismo.

- a. El objeto del decreto y el artículo 1 están enmarcados en velar por la calidad de vida de la población y en la protección del medio ambiente, propósitos que guardan mucha relación con principios establecidos internacionalmente como el Protocolo de Kioto en el que se establece que se priorice la reducción de los principales gases de efecto invernadero tomando una serie de medidas como la utilización de energías limpias y que le dan un enfoque importante al futuro de las energías renovables. Esto implica una transición en el uso de recursos para la generación de electricidad

y que obliga a robustecer dicha transición hacia una economía baja en carbono por el futuro sostenible del planeta. (Congreso de la República, 2010, p. 2)

- b. En el artículo segundo se establece que las energías renovables no convencionales deben participar en el consumo nacional de electricidad con un porcentaje de cinco por ciento (5%) en el primer quinquenio. A la fecha, se han llevado a cabo cuatro procesos de licitación de energías renovables, en la siguiente tabla se observa que, al cierre del año 2018, la participación en la producción de la energía renovable no convencional ha alcanzado un 4.4%, muy cerca del objetivo de la ley. (Congreso de la República, 2010, p. 2)

Tabla 6 *Participación de la producción con ERNC en el Perú. Año 2017 y 2018*

| <u>Fuente</u> | <u>Producción</u> <u>2017 (GWh)</u> | <u>Participación</u> <u>(%)</u> | <u>Producción</u> <u>2018 (GWh)</u> | <u>Participación</u> <u>(%)</u> |
|---------------|--|------------------------------------|--|------------------------------------|
| Hidráulica | 27,741 | 56.6% | 29,538 | 57.8% |
| Térmica | 19,898 | 40.6% | 19,220 | 37.8% |
| ERNC | 1,354 | 2.8% | 2,239 | 4.4% |
| Total | 48,993 | 100% | 50,817 | 100% |

Fuente:

<http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>

Elaboración propia.

- c. En el artículo tercero se especifica como recurso energético renovable a la biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz y la hidráulica cuando la capacidad instalada de esta última no sobrepasa de los 20 MW, en este trabajo no se evaluará el recurso hidráulico. En la siguiente tabla se presenta el potencial existente en el Perú de los recursos energéticos renovables no convencionales. Se observa que hay mucho potencial por desarrollar y que la capacidad instalada, alrededor del 2% del potencial, es muy poca en relación a dicho potencial. (Congreso de la República, 2010, p. 3)
- d. En los artículos cuarto y décimo primero se menciona el Plan Nacional de Energías Renovables, a la fecha de este trabajo no se ha podido identificar dicho plan, a pesar de que se establece un plazo máximo de un año a partir de la vigencia de este decreto

legislativo en el que el Ministerio de Energía y Minas debió elaborar dicho plan. (Congreso de la República, 2010, p. 3,4)

Sin embargo, el 24 de noviembre del 2010, mediante el Decreto Supremo N° 064-2010-EM se aprobó la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, dentro de los principales objetivos de la política se establece que (i) se debe contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en fuentes renovables y la eficiencia energética, (ii) desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de desarrollo sostenible y (iii) integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo. (Ministerio de Energía y Minas, s.f.)

- e. En el artículo quinto se indica que las centrales que utilicen recursos energéticos renovables tienen prioridad para el despacho para lo cual su costo variable de producción será cero. La energía producida se vende a costo marginal del MCP complementándose con una prima fijada por Osinergmin. (Congreso de la República, 2010, p. 3)

En el siguiente gráfico se muestra el detalle de lo indicado en el párrafo anterior.

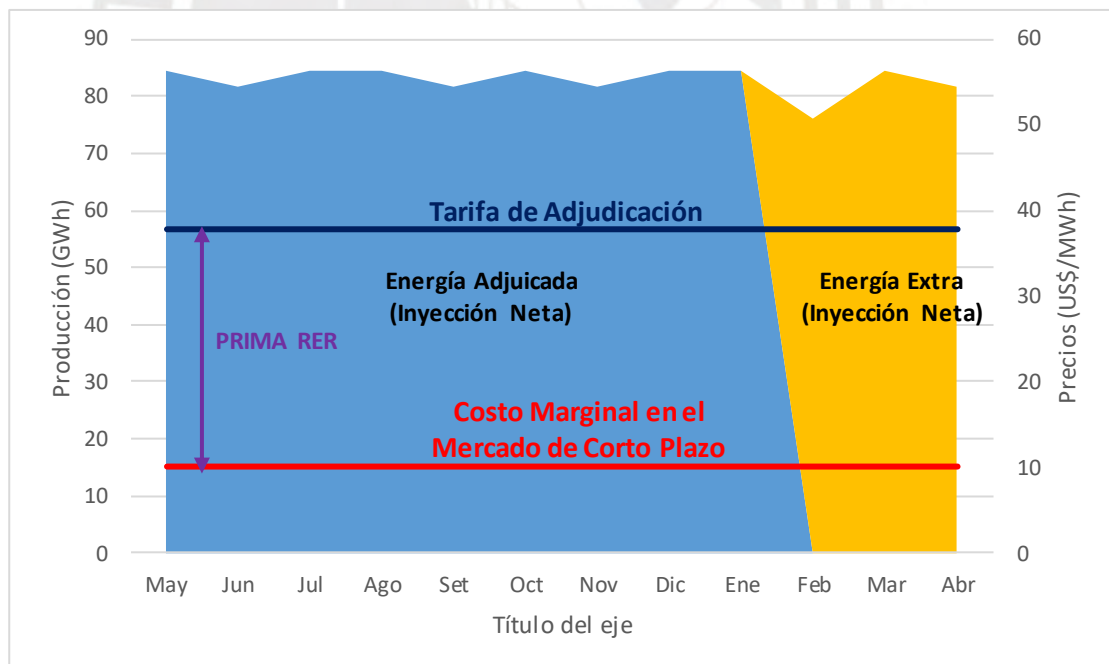


Gráfico 7 Tarifa de adjudicación vs Prima RER

Fuente: Elaboración propia

Se observa que toda la energía producida se valoriza al precio del Mercado de Corto Plazo, Costo Marginal, al que se le añade un precio adicional, denominado Prima RER, para completar la tarifa con la cual se ha adjudicado el proyecto correspondiente. Puede existir una energía adicional (Energía Extra, en el gráfico) a la energía adjudicada, con la que el inversionista puede comercializar libremente dicha energía.

- f. En los artículos sexto y séptimo se establece la composición de las tarifas reguladas de generación aplicables a las RER. Osinergmin substará la asignación de primas a cada proyecto con generación RER, donde las inversiones que concurren a la subasta incluirán las líneas de transmisión necesarias para su conexión al SEIN. Asimismo, los generadores con RER que tengan características de cogeneración o generación distribuida pagarán por el uso de redes de distribución. (Congreso de la República, 2010, p. 3,4)

A la fecha, la mayoría de proyectos RERNC que han sido adjudicados están conectados a niveles de tensión altos mayores a 100 kV.

En la siguiente tabla se observa las potencias ofertadas por nivel de tensión en la cuarta subasta

Tabla 7 Potencias Ofertadas Por Nivel De Tensión. Cuarta Subasta De Renovables

| <u>Nivel de Tensión (kV)</u> | <u>Oferta presentada acumulada (MW)</u> |
|------------------------------|---|
| 138 | 1,044 |
| 220 | 3,716 |
| 500 | 500 |
| Total | 5,259 |

Fuente: Acta notarial de adjudicación. Cuarta subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN). Elaboración propia.

- g. En la tercera disposición complementaria se establece que en un plazo máximo de noventa (90) días, el Ministerio de Energía y Minas elaborará las normas reglamentarias que correspondan para su adecuada aplicación. El reglamento dispondrá los criterios de cálculo de la potencia firme de las unidades de generación con RER. (Congreso de la República, 2010, p. 5)

Al respecto, la asignación del atributo de potencia firme a las unidades de generación RER les facultaría a comercializar su producción en forma directa con los usuarios, atributo que les ha sido otorgado desde el 1 de setiembre de 2019 vía la resolución de Osinergmin 144-2019-OS-CD.

2.2.2 Decreto Supremo 050-2008-EM. Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.

El 2 de octubre de 2008 se aprobó este reglamento que contiene siete títulos y veintiséis artículos, una disposición complementaria y dos disposiciones transitorias. A continuación, una breve descripción de los aspectos más importantes de algunos títulos del decreto.

Título V. Comercialización y Tarifas de la Generación RER.

Se indica que las centrales eléctricas de generación RER que están conectadas al sistema interconectado tienen preferencia al momento de operar.

El generador RER adjudicado y que está interconectado al sistema eléctrico, puede vender una parte o toda su producción de energía eléctrica en el MCP. La remuneración anual en energía de estas centrales generadoras viene dada por la suma de los siguientes conceptos:

- a) Inyecciones netas de energía valorizadas a CMgCP; y
- b) Una Prima calculado como la diferencia entre las inyecciones netas de energía valorizada a su tarifa adjudicada y lo indicado en a).

El generador RER no adjudicado en la subasta tiene la posibilidad de vender una parte o el total de su generación de energía eléctrica a precio libremente contratado con terceros o en el MCP. Si bien, estos proyectos compiten en las subastas, y se les da la opción de vender a terceros, no tener potencia firme, como se señala en el numeral 2.2.1.g de esta tesis, les impide contratar con terceros y dejar su producción en el MCP significaría dejar esa energía al precio de dicho mercado, que hoy día no es suficiente para obtener un precio que les permita recuperar su inversión.



Figura 6 Esquema De Liquidación De La Prima RER³¹

2.2.3 Decreto Supremo 012-2011-EM. Reglamento del DL 1002 que derogó al D.S. 050-2008-EM, vigente durante la segunda subasta RER.

Este decreto supremo fue publicado en marzo 2011, derogando el Decreto Supremo 050-2008-EM explicado en el numeral 2.2.2 de este trabajo. A continuación, se indicará los cambios que se han agregado en el nuevo reglamento:

a. Si bien no forma parte del reglamento de la ley de energías renovables, en este decreto, en su artículo tercero, modifica el artículo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el cual indica como se calcula la potencia firme de cada una de las centrales generadoras del sistema, en su literal g) se indica:

“g) La Potencia Firme de las centrales RER se determina de la siguiente manera:

- I. Para las centrales RER hidráulicas se calcula conforme el inciso b) del presente artículo.
- II. Para las centrales RER que utilizan tecnología biomasa o geotérmica se calcula conforme el inciso a) del presente artículo, salvo que se trate de las centrales de cogeneración, en cuyo caso la Potencia Firme se determina conforme al Reglamento de Cogeneración, aun cuando no sean “Centrales de Cogeneración Calificadas”.
- III. Para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la Potencia Firme es igual a cero (0).

Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al OSINERGMIN.” (El Peruano, 2011, p. 2)

³¹ Resolución 001-2010-OS-CD. Procedimiento de cálculo de la Prima para la generación con recursos energéticos renovables. Artículo 3. Numeral 3.13 Saldo por Prima Estimado (SPE), página 2.

Se hace explícito en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, que la potencia firme de las centrales RER es igual a cero, específicamente las de recurso eólico, solar o mareomotriz.

- b. En el artículo 1 de definiciones se han agregado nueve, dentro de la más importante la siguiente:
 - i. Energía Dejada de Inyectar por Causas Ajenas al Generador RER. Asociada a disposiciones del COES, condiciones de operación del sistema eléctrico, instalaciones de terceros o causas de fuerza mayor.

2.3 Resultados de la aplicación del marco normativo.

Desde la publicación del Decreto Legislativo N° 1002, decreto que promueve la inversión en energías renovables, el estado peruano a través de Osinergmin, ha efectuado 4 procesos de licitación o subastas de energías renovables, y la matriz de generación del sector eléctrico peruano tiene ahora una participación, menor aún, de recurso energético renovables.

Veamos cómo se han ido desarrollando las cuatro subastas y cuáles fueron los resultados. El cronograma, con fecha de inicio (fecha de convocatoria) y término (fecha de cierre) de cada uno de ellos se muestra en la tabla N° 8:

Tabla 8 Cronograma De Las Subastas de Energías Renovables En Perú

| <u>Subasta</u> | <u>Fecha de Convocatoria</u> | <u>Fecha de Cierre</u> | <u>Duración</u> |
|----------------|------------------------------|------------------------|------------------|
| Primera | 05 / 06 / 2009 | 12 / 02 / 2010 | 8 meses, 8 días |
| Segunda | 28 / 04 / 2011 | 30 / 09 / 2011 | 5 meses, 3 días |
| Tercera | 12 / 08 / 2013 | 18 / 02 / 2014 | 6 meses, 7 días |
| Cuarta | 03 / 09 / 2015 | 17 / 05 / 2016 | 8 meses, 15 días |

Fuente: Página web de Osinergmin. Elaboración propia

En la Tabla 9 se puede observar cual ha sido la oferta presentada durante los procesos y cuánto se ha adjudicado en cada uno de ellos.

Tabla 9 *Potencias Ofertadas y Adjudicadas En Las Licitaciones RER*

| Subasta | Oferta (MW) | | Potencia adjudicada (MW) | | | |
|---------|-------------|------------|--------------------------|--------|-------|-------|
| | Presentada | Adjudicada | Biomasa | Eólica | Solar | Hidro |
| Primera | 411 | 411 | 27 | 142 | 80 | 162 |
| Segunda | 598 | 197 | 2 | 90 | 3 | 102 |
| Tercera | 323 | 240 | - | - | - | 240 |
| Cuarta | 5,259 | 274 | 4 | 126 | 144 | - |
| Total | 6,591 | 1,122 | 33 | 358 | 227 | 504 |

Fuente: Página web de Osinergmin. Elaboración propia

En cuanto al tema de precios, en la tabla 10 siguiente se muestran los precios medios de cada proceso y por cada tecnología.

Tabla 10 *Precios Medios Por Cada Proceso Y Tecnología*

| Subasta | Precio (US\$/MWh) según tecnología | | | |
|---------|------------------------------------|--------|-------|-------|
| | Biomasa | Eólica | Solar | Hidro |
| Primera | 63.5 | 80.4 | 220.4 | 60.0 |
| Segunda | 100.0 | 69.0 | 119.9 | 52.4 |
| Tercera | - | - | - | 56.5 |
| Cuarta | 77.0 | 37.8 | 48.0 | - |

Fuente: Página web de Osinergmin. Elaboración propia

De donde se puede observar una reducción de precios considerable para las tecnologías eólica y solar a lo largo de las subastas.

2.4 Aspectos a mejorar.

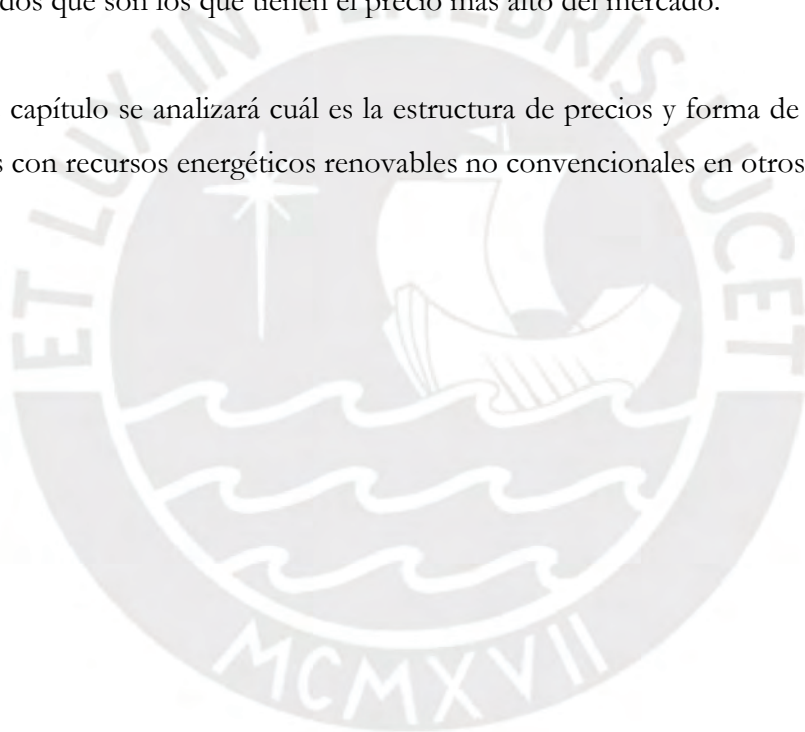
Si bien los objetivos de la norma se vienen cumpliendo en relación al porcentaje de participación en la producción de la generación con recurso renovable no convencional cercano al 5% de la producción total en el sistema eléctrico, la idea principal es ver qué incentivos o cambios normativos se pueden establecer para que, como se ha visto en el numeral 2.3 anterior, los menores precios a los que han llegado en los últimos procesos de licitación puedan reducir los costos de abastecimiento de energía eléctrica de las empresas distribuidoras.

La máxima demanda del sistema eléctrico a nivel generación en el mes de setiembre de 2019 fue de 6,672.276 MW³² por lo que la oferta adjudicada en potencia representa un 17% de la demanda del sistema, se podría pensar que el 17% del componente del precio a nivel generación se vea reducida en ese porcentaje.

Por otro, lado para lograr lo anterior, es necesario que exista una relación contractual entre la oferta adjudicada y la demanda a través de los usuarios que permita trasladar a ellos el beneficio de los menores precios, por lo que se debería habilitar o asignar de alguna manera la potencia firme asociada a distintos bloques horarios para las generadoras que usan recursos energéticos renovables no convencionales como se indicó en el capítulo anterior.

Asimismo, se debería considerar su participación en el suministro de energía eléctrica a los usuarios regulados que son los que tienen el precio más alto del mercado.

En el siguiente capítulo se analizará cuál es la estructura de precios y forma de penetración de las generadoras con recursos energéticos renovables no convencionales en otros países.



³² Según numeral 2.4 del informe del COES de la liquidación de la valorización de las transferencias de potencia y compensaciones al sistema principal y sistema garantizado de transmisión, Informe COES/D/DO/STR-INF-101-2019 del mes de setiembre de 2019, emitido el 10 de octubre de 2019. <http://www.coes.org.pe/Portal/mercadomayorista/liquidaciones>

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSO RENOVABLE NO CONVENCIONAL A NIVEL INTERNACIONAL. BRASIL, CHILE Y URUGUAY.

Antes de entrar al detalle de la descripción del marco regulatorio en Brasil, Argentina y Chile, veamos cómo ha ido progresando la capacidad de generación en energías renovables a nivel mundial. En la siguiente tabla N° 11 se puede apreciar la evolución de la capacidad de energía renovable en los continentes y en distintas zonas geográficas.

Tabla 11 Capacidad De Generación Renovables en MW, Crecimiento Y Participación A Nivel Mundial

| <u>Area</u> | <u>2009</u> | <u>2013</u> | <u>2014</u> | <u>2018</u> | <u>Crecimiento</u> <u>2009-2018</u> | <u>Participación</u> <u>Mundial</u> <u>2018</u> |
|-----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--|---|
| África | 26,097 | 30,944 | 33,032 | 46,269 | 77% | 2% |
| Asia | 349,146 | 552,725 | 631,745 | 1,023,533 | 193% | 44% |
| C América + Caribe | 7,384 | 9,648 | 10,342 | 14,888 | 102% | 1% |
| Eurasia | 67,626 | 80,713 | 83,700 | 100,007 | 48% | 4% |
| Europa | 295,798 | 420,241 | 440,673 | 536,392 | 81% | 23% |
| Unión Europea | 238,856 | 358,766 | 378,323 | 466,403 | 95% | 20% |
| Middle East | 11,351 | 14,090 | 15,592 | 20,026 | 76% | 1% |
| N América | 220,266 | 272,069 | 284,700 | 366,500 | 66% | 16% |
| Oceanía | 17,712 | 21,382 | 22,201 | 27,071 | 53% | 1% |
| S América | 140,846 | 160,491 | 169,672 | 201,823 | 43% | 9% |
| World | 1,136,226 | 1,563,122 | 1,693,254 | 2,350,755 | 107% | 100% |

Fuente: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jul/IRENA_Renewable_energy_statistics_2019.pdf

Elaboración propia

De acuerdo a la tabla N° 11 el crecimiento a nivel mundial de la capacidad instalada en centrales de generación eléctrica que usan recursos renovables en el período 2009 a 2018 ha sido de 107%, y las dos áreas con mayores crecimientos han sido Asia y Centro América más Caribe, con 193% y 102% respectivamente, sin embargo, Asia representa el 44% de la capacidad instalada del mundo, mientras que Centro América más el Caribe apenas el 1%. El continente europeo luego del asiático tiene la segunda ubicación en participación a nivel mundial con un 20%. Respecto a Sudamérica, este representa el 9% de la capacidad instalada a nivel mundial y sólo ha crecido un 43% en el periodo de 10 años.

Cabe precisar que los recursos renovables que están incluidas en los valores de la tabla N° 11 tiene las siguientes componentes: Hidroelectricidad, energía eólica, energía solar, bioenergía y energía geotérmica.

En el Perú, las inversiones en recursos renovables no convencionales han estado orientadas a la energía eólica y energía solar como se detalló en la tabla N° 9, por ello vamos a explorar las estadísticas sobre la capacidad de generación instalada para estos recursos a nivel mundial.

Tabla 12 *Capacidad De Generación Renovables Eólica en MW, Crecimiento Y Participación A Nivel Mundial*

| <u>Área</u> | <u>2009</u> | <u>2013</u> | <u>2014</u> | <u>2018</u> | <u>Crecimiento 2009-2018</u> | <u>Participación Mundial 2018</u> |
|-----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| África | 739 | 1,738 | 2,396 | 5,464 | 639% | 1.0% |
| Asia | 31,308 | 99,541 | 124,346 | 229,026 | 632% | 40.6% |
| C América + Caribe | 261 | 776 | 923 | 1,709 | 555% | 0.3% |
| Eurasia | 807 | 2,775 | 3,645 | 7,201 | 792% | 1.3% |
| Europa | 75,780 | 118,357 | 130,126 | 182,491 | 141% | 32.4% |
| Middle East | 101 | 119 | 162 | 612 | 506% | 0.1% |
| N América | 38,004 | 69,987 | 76,495 | 111,987 | 195% | 19.9% |
| Oceanía | 2,251 | 3,895 | 4,532 | 6,558 | 191% | 1.2% |
| S América | 846 | 2,843 | 6,958 | 18,679 | 2,108% | 3.3% |
| World | 150,097 | 299,941 | 349,583 | 563,727 | 276% | 100% |

Fuente: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jul/IRENA_Renewable_energy_statistics_2019.pdf

Elaboración propia

En la tabla N° 12 se puede observar que el crecimiento a nivel mundial de la capacidad instalada en centrales de generación eléctrica que usan recursos renovables eólicos en el período 2009 a 2018 ha sido de 276%, y las dos áreas que presentan mayores crecimientos han sido Sudamérica y Eurasia, con tasas de crecimiento de 2,108% y 792% respectivamente. Sin embargo, Eurasia representa el 1.3% de la capacidad instalada del mundo, mientras que Sudamérica el 3.3%. El continente europeo luego del asiático tiene la segunda participación a nivel mundial con un 32.4%. Respecto a Sudamérica, éste representa el 3.3% de la capacidad instalada a nivel mundial en recurso eólico, pero es la región que más ha crecido a nivel mundial en el periodo de 10 años.

En la siguiente tabla vamos a observar cuál ha sido el comportamiento a nivel mundial con la capacidad de generación renovables que usan el recurso solar.

Tabla 13 *Capacidad De Generación Renovables Solar en MW, Crecimiento Y Participación A Nivel Mundial*

| <u>Area</u> | <u>2009</u> | <u>2013</u> | <u>2014</u> | <u>2018</u> | <u>Crecimiento 2009-2018</u> | <u>Participación Mundial 2018</u> |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------------------------|---------------------------------------|
| África | 108 | 727 | 1,725 | 6,093 | 5,542% | 1% |
| Asia | 3,712 | 35,884 | 60,307 | 274,866 | 7,305% | 57% |

| | | | | | | |
|--------------------|--------|---------|---------|---------|----------|------|
| C América + Caribe | 48 | 267 | 341 | 1,737 | 3,519% | 0% |
| Eurasia | 5 | 21 | 50 | 5,663 | 113,160% | 1% |
| Europa | 17,119 | 84,263 | 91,125 | 121,692 | 611% | 25% |
| Middle East | 42 | 618 | 905 | 3,181 | 7,474% | 1% |
| N América | 2,206 | 14,337 | 18,504 | 57,118 | 2,489% | 12% |
| Oceanía | 117 | 3,299 | 4,070 | 10,006 | 8,452% | 2% |
| S América | 15 | 187 | 469 | 5,469 | 36,360% | 1% |
| World | 23,372 | 139,603 | 177,496 | 485,825 | 1,979% | 100% |

Fuente: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jul/IRENA_Renewable_energy_statistics_2019.pdf

Elaboración propia

En la tabla N° 13 se puede observar que el crecimiento mundial de la capacidad instalada en centrales de generación eléctrica que usan recursos renovables solares en el período 2009 a 2018 ha sido de 1,979%, un crecimiento mucho mayor que las renovables eólicas y las dos áreas con mayores crecimientos también han sido Eurasia y Sudamérica, con 113,160% y 36,360% respectivamente, sin embargo, tanto Eurasia como Sudamérica representan cada uno el 1% de la capacidad instalada en solares en el mundo.

En Sudamérica se ha tenido crecimientos importantes a nivel mundial en los últimos 10 años (2009-2018) sobre la capacidad de generación renovable, veamos ahora cómo ha sido el comportamiento en cada país que la conforma, tanto con el recurso eólico como el recurso solar.

Tabla 14 *Capacidad De Generación Renovables Eólica en MW, Crecimiento Y Participación En Sudamérica*

| <u>País</u> | <u>2009</u> | <u>2013</u> | <u>2014</u> | <u>2018</u> | <u>Crecimiento 2009-2018</u> | <u>Participación en Sudamérica 2018</u> |
|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------------------|---|
| Argentina | 28 | 190 | 215 | 750 | 2,579% | 4.0% |
| Bolivia | | | 3 | 27 | 800% | 0.1% |
| Brasil | 602 | 2,202 | 4,888 | 14,401 | 2,292% | 77.1% |
| Chile | 163 | 301 | 736 | 1,524 | 835% | 8.2% |
| Colombia | 18 | 18 | 18 | 18 | 0% | 0.1% |
| Ecuador | 2 | 19 | 21 | 21 | 950% | 0.1% |
| Falldans Malv | 1 | 2 | 2 | 4 | 300% | 0.0% |
| Guyana | | | | | - | 0.0% |
| Perú | 1 | 1 | 143 | 372 | 37,100% | 2.0% |
| Uruguay | 31 | 99 | 481 | 1,511 | 4,774% | 8.1% |
| Venezuela | | 50 | 50 | 50 | 67% | 0.3% |
| Sudamérica | 846 | 2,842 | 6,557 | 18,678 | 2,108% | 100.0% |

Fuente: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jul/IRENA_Renewable_energy_statistics_2019.pdf

Elaboración propia

En la tabla 14 se puede observar que Perú es el país que ha tenido un mayor crecimiento en centrales de generación eléctrica que usan energía renovable solar, sin embargo, sólo representa el 2.0% de la capacidad instalada en Sudamérica. Los países más representativos son Brasil, Chile y Uruguay con 77.1%, 8.2% y 8.1% respectivamente, estos países también han alcanzado en el periodo 2009-2018 crecimientos importantes, 2,292%, 800% y 4,774% respectivamente.

Tabla 15 *Capacidad De Generación Renovables Solar Fotovoltaico en MW, Crecimiento Y Participación En Sudamérica*

| <u>País</u> | <u>2009</u> | <u>2013</u> | <u>2014</u> | <u>2018</u> | <u>Crecimiento 2009-2018</u> | <u>Participación en Sudamérica 2018</u> |
|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------------------|---|
| Argentina | - | 8 | 8 | 191 | 19,000% | 3.5% |
| Bolivia | 3 | 6 | 6 | 71 | 1,083% | 1.3% |
| Brasil | - | 5 | 15 | 2,296 | 22,950% | 42.4% |
| Chile | - | 15 | 221 | 2,137 | 106,750% | 39.5% |
| Colombia | 1 | 1 | 1 | 87 | 8,600% | 1.6% |
| Ecuador | - | 4 | 26 | 26 | 550% | 0.5% |
| Falldans Malv | - | - | - | - | - | 0.0% |
| Guyana | - | 1 | 6 | 10 | 900% | 0.2% |
| Perú | 10 | 109 | 134 | 345 | 3,350% | 6.4% |
| Uruguay | - | 2 | 4 | 248 | 24,700% | 4.6% |
| Venezuela | - | 2 | 3 | 4 | 100% | 0.1% |
| Sudamérica | 14 | 153 | 424 | 5,415 | 38,579% | 100.0% |

Fuente: [https://irena.org/-](https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jul/IRENA_Renewable_energy_statistics_2019.pdf)

[/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jul/IRENA_Renewable_energy_statistics_2019.pdf](https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jul/IRENA_Renewable_energy_statistics_2019.pdf)

Elaboración propia

En la tabla N° 15 se puede apreciar que los crecimientos son bastantes importantes, esto debido a que los años base, 2009 o 2013, para determinar los crecimientos de la capacidad instalada de generación eléctrica con recurso renovable solar fotovoltaico, tienen capacidades instaladas muy bajas. En esta situación, sin considerar a Perú, los mayores crecimientos, al igual que en el recurso eólico, también los tienen Brasil, Chile y Uruguay, asimismo dichos países tienen la mayor participación en capacidad de generación instalada, con 42.4%, 39.5% y 4.6% respectivamente a nivel de Sudamérica.

Con los resultados indicados de las estadísticas del periodo 2009-2018, mostrados en las tablas 14 y 15, sobre el crecimiento de la capacidad instalada de generación eléctrica con energía renovable no convencional de los distintos países en Sudamérica, y la participación de la capacidad instalada en Sudamérica en el año 2018, es que se ha decidido efectuar el análisis regulatorio para los países de Brasil, Uruguay y Chile, que son los países que tienen la mayor participación y a su vez los que han tenido los mayores crecimientos a lo largo del período 2009-2018.

3.1 Brasil

Las empresas responsables de la producción y transmisión de energía eléctrica conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que cubre el sur, sureste, medio oeste, noreste y parte del norte de Brasil.

De la tabla N° 15 hemos visto que Brasil tiene la capacidad instalada más grande en Sudamérica en energías renovables, pero en la tabla N° 16 podemos observar que la misma, porcentualmente, en Brasil representa el uno por ciento (1%) de la capacidad instalada de generación eléctrica total para el 2010 y ocho por ciento (8%) para el 2017. Como habíamos visto en la tabla N° 6 para el Perú se llega a tener un 2.8% para el 2017.

Tabla 16 *Capacidad Instalada de Generación Eléctrica en Brasil en MW*

| Año | Hidro | Térmica | Eólica | Solar | Nuclear | Total | %Renovables |
|------|---------|---------|--------|-------|---------|---------|-------------|
| 2010 | 80,703 | 29,689 | 927 | 1 | 2,007 | 113,327 | 1% |
| 2011 | 82,459 | 31,243 | 1,425 | 1 | 2,007 | 117,135 | 1% |
| 2012 | 84,294 | 32,778 | 1,892 | 2 | 2,007 | 120,973 | 2% |
| 2013 | 86,108 | 36,528 | 2,202 | 5 | 1,990 | 126,743 | 2% |
| 2014 | 89,193 | 37,827 | 4,888 | 15 | 1,990 | 133,913 | 4% |
| 2015 | 91,650 | 39,563 | 7,663 | 21 | 1,990 | 140,858 | 5% |
| 2016 | 96,925 | 41,275 | 10,124 | 24 | 1,990 | 150,338 | 7% |
| 2017 | 100,275 | 41,628 | 12,283 | 935 | 1,990 | 157,112 | 8% |

Fuente: http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/balanco-energetico-nacional?p_p_id=20&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&_20_struts_action=%2Fdocument_library%2Fview_file_entry&_20_redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Fpublicacoes-e-indicadores%2Fbalanco-energetico-nacional%3Fp_p_id%3D20%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26_20_entryEnd%3D20%26_20_displayStyle%3Ddescriptive%26_20_viewEntries%3D1%26_20_viewFolders%3D1%26_20_expandFolder%3D0%26_20_folderStart%3D0%26_20_action%3DbrowseFolder%26_20_struts_action%3D%252Fdocument_library%252Fview%26_20_folderEnd%3D50%26_20_entryStart%3D0%26_20_folderId%3D1143901&_20_fileEntryId=103932647

Elaboración propia

3.1.1. Incentivos para instalar centrales eólicas y solares

¿Cuál ha sido el incentivo para instalar centrales de generación eléctrica con recursos renovables no convencionales, como la eólica y la solar?

En Brasil la generación de energía eléctrica en base a fuentes renovables, en este caso, el agua, siempre ha tenido esa tendencia desde hace mucho tiempo. Según la tabla 16, la capacidad de generación hidráulica representa un poco más que el 60% de la matriz energética brasileña que conforma su sistema eléctrico interconectado. Y siendo Brasil un país con alta radiación solar, la participación de su capacidad de instalaciones frente al total sólo representa el 0.6%, que resulta de dividir las cifras del año 2017, 935 MW y 157,112 MW, una participación muy pequeña.

Entre mediados del año 2001 e inicios del año 2002 se sufrió una de las mayores crisis energéticas en dicho país debido a la escasez de las lluvias y la falta de planificación

energética. Para salvar la crisis que atravesaba el país, el Gobierno brasileño creó, vía una Medida Provisional N° 2152-2, la “Cámara de Gestión de Crisis Eléctrica”, cuyo objetivo principal era la de “proponer e implementar medidas de emergencia derivadas de la actual situación hidrológica crítica para lograr demanda y suministro de electricidad para evitar interrupciones intempestivas o imprevistos en el suministro de electricidad.”

Aunque la producción de energía solar fotovoltaica, por ejemplo, aún es incipiente en Brasil, el gobierno dio incentivos para el uso de la energía solar y parte de ellos también se aplican a otras fuentes renovables de generación de electricidad. Entre los más importantes tenemos:

a. Incentivos Económicos

- Descuentos en la tarifa de uso de sistemas de transmisión (TUST) y la tarifa de uso de sistemas de distribución (TUSD) para empresas cuya potencia inyectada en los sistemas de transmisión y distribución es menor o igual a 30,000 kW. Descuentos de 50%³³, enfocado en la producción y consumo de energía. Para los proyectos que comenzarán a operar antes del 31 de diciembre de 2017, el descuento será del 80% para los primeros diez años de operación de la planta generadora y del 50% para los años siguientes y para proyectos que comenzarán a operar desde el 1 de enero de 2018³⁴;
- Venta directa a consumidores especiales cuyo consumo está entre 500 kW y 3,000 kW, para generadores que usan energía renovable, con una potencia inyectada de menos de 50,000 kW. En la compra de energía, los consumidores especiales también tienen derecho a tarifas de uso con descuento³⁵
- Sistema de compensación de electricidad para micro y minigeneración Distribuida: establecido por la Resolución Normativa ANEEL No. 482 del 17 de abril de 2012, permite a los consumidores con generación de hasta 5 MW a partir de fuentes solares u otras fuentes renovables³⁶ para compensar electricidad inyectada a la red con la electricidad consumida (sistema de medición neta);
- Acuerdo No. 101, de 1997, del Consejo Nacional de Política Financiera (CONFAZ): exento del Impuesto sobre Circulación de Bienes y Servicios (ICMS) que involucra diversos equipos para la generación de electricidad mediante celdas fotovoltaicas y proyectos eólicos; sin embargo, no cubre algunos equipos utilizados por la generación solar, como inversores y medidores;
- Un Régimen Especial de Incentivos para el Desarrollo de Infraestructura (REIDI): establecido por la Ley N° 11.488, de 15 de junio de 2007, suspende la contribución a PIS / PASEP y Cofins por cinco años después de la calificación del proyecto, la venta o importación de nueva maquinaria, aparatos, instrumentos y equipos, materiales de

³³ Párrafo 1º del artículo 26 de la Ley N° 9.427, del 26 de diciembre de 1996.

³⁴ Párrafo 4º del artículo 2º de la Resolución Normativa ANEEL N° 77, de 18 de agosto de 2004.

³⁵ Párrafo 5º del artículo 26 de la Ley N° 9.427, de 26 de diciembre de 1996.

³⁶ Con la excepción de la fuente de agua, que tiene un límite de 3 MW.

construcción y servicios utilizados y destinados a obras de infraestructura, incluidos los del sector energético;

- Obligaciones de incentivo: establecido por la Ley N ° 12.431, del 24 de junio de 2011, la cual exime los ingresos de las personas del Impuesto a las ganancias sobre los ingresos relacionados con la emisión de obligaciones, por una compañía de propósito específico y otros valores destinados a recaudar fondos para proyectos, inversiones en infraestructura o investigación y desarrollo, incluidas las destinadas a la generación de electricidad a partir de energía solar.
- Reducción del impuesto sobre la renta: proyectos prioritarios del sector (incluida la energía) implementados en las áreas de la Superintendencia de Desarrollo del Nordeste (SUDENE), la Superintendencia de Desarrollo del Amazonas (SUDAM) y el Medio oeste (SUDECO) tiene reducción de impuestos.
- Condiciones de financiación diferenciadas:
 - 1) BNDES: financiamiento para el sector eléctrico con tasas de interés inferiores a las tasas de mercado (TJLP). Para la fuente solar, BNDES financia hasta el 80% de los artículos financiables, frente al 70% para otras fuentes de energía renovables;
 - 2) Fondo Nacional de Cambio Climático (FNMC): vinculado al Ministerio de Medio Ambiente (MMA), el Fondo tiene como objetivo asegurar recursos para apoyar proyectos o estudios y la financiación de empresas destinadas a mitigar el cambio climático y adaptación al cambio climático;
 - 3) Innova Energía: una iniciativa destinada a coordinar acciones para fomentar la innovación y mejorar la integración de los instrumentos de apoyo proporcionados por Finep, BNDES, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel), uno de sus propósitos es apoyar empresas brasileñas en el desarrollo y dominio tecnológico de las cadenas de suministro de las siguientes energías renovables alternativas: solar fotovoltaica, termosolar y eólica para la generación de energía eléctrica;
 - 4) Recursos de Caixa Econômica Federal (CEF): CEF proporciona una línea de crédito a través de Construcard que permite la compra de equipos de energía solar fotovoltaica para uso residencial.
- Proyectos de Investigación y Desarrollo (I + D): fuente de fondos para proyectos llevados a cabo por empresas del sector eléctrico y aprobados por ANEEL³⁷ relacionados con el desarrollo de la generación de energía solar fotovoltaica en Brasil;
- Subastas para la compra de electricidad con producto específico para fuente solar.

³⁷ Instituido por la Ley nº 9.991, del 24 de julio de 2000

b. Generación Centralizada

Los proyectos de generación centralizada generalmente son aquellos que son contratados a través de subastas de energía, con contratos celebrados en el Entorno de Contratación Regulada (ACR)³⁸.

3.1.2 Comercialización de Energía

En Brasil, al igual que en Perú, la energía se comercializa en dos segmentos de mercado: el entorno de contratación regulado (ACR) y el entorno de contratación libre (ACL). Todos los contratos, ya sean de ACR o ACL, deben registrarse en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE)³⁹ y servir como base para la contabilidad y la liquidación de las diferencias de mercado a corto plazo.

En la tabla siguiente se muestra la diferencia entre ambos segmentos de mercado.

Tabla 17 *Características de los Mercados de Comercialización en Brasil*

| | <u>Mercado Libre</u> | <u>Mercado Regulado</u> |
|------------------|--|--|
| Participantes | Generadores, comerciantes, consumidores libres y especiales. | Generadores, distribuidores y comercializadoras. Los comercializadores pueden intercambiar energía solo en subastas de energía existentes - (Ajuste y A-1) |
| Contratación | Libre negociación entre los compradores y vendedores | Realizado a través de subastas energéticas promovidas por CCEE, bajo la delegación de Aneel. |
| Tipo de Contrato | Acuerdo libremente establecido entre las partes | Regulado por Aneel, llamado Acuerdo de Comercio de Electricidad en el Mercado Regulado (CCEAR) |
| Precio | Acordado entre comprador y vendedor | Establecido en las licitaciones. |

Fuente: www.ccee.org.br

La principal forma de contratación de energía en Brasil para el mercado regulado es a través de las subastas, vía este mecanismo, se realizan subastas de electricidad a través de la CCEE, por delegación de Aneel⁴⁰. El criterio que se utiliza para adjudicar

³⁸ Segmento del mercado en el que se realiza la compra y venta de electricidad entre vendedores y agentes de distribución, precedido de licitación, excepto en los casos previstos por la ley, de acuerdo con normas y procedimientos comerciales específicos.

³⁹ El principal rol de la CCEE es fortalecer el entorno comercial a través de reglas y mecanismos que promueven relaciones comerciales sólidas y justas para todos los segmentos (generación, distribución, comercialización y consumo).

⁴⁰ La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), una autarquía de régimen especial vinculada al Ministerio de Minas y Energía, fue creada para regular el sector eléctrico brasileño a través de la Ley N ° 9.427 / 1996 y el Decreto N ° 2.335 / 1997.

a los ganadores del proceso, es el de tarifa más baja, que se utiliza con el objetivo de la eficiencia en la contratación de energía. Veamos un resumen de los distintos tipos de licitación para el mercado regulado.

Tabla 18 *Tipos de Subastas en la Comercialización de Electricidad en Brasil*

| <u>Tipo</u> | <u>Descripción</u> |
|---------------------------------|---|
| Subasta de Venta | El propósito de la subasta de venta celebrada en el año 2002 fue poner a disposición de los distribuidores y comercializadores los lotes de energía ofrecidos por las empresas de generación federales, estatales y privadas, asegurando el acceso equitativo a las partes interesadas. |
| Subasta de Fuentes Alternativas | La subasta de fuentes alternativas se instituyó para satisfacer el crecimiento del mercado en el entorno regulado y para aumentar la participación de fuentes renovables (eólica, biomasa y energía de pequeñas centrales hidroeléctricas) en la matriz energética brasileña. Fue regulado por el Decreto No. 6.048 del 27 de febrero de 2007, que modifica la redacción del Decreto No. 5.163 del 30 de julio de 2004. |
| Subasta de Excedentes | La subasta de excedentes fue realizada en el año 2003, y su propósito era vender los excedentes de electricidad de los concesionarios y la generación autorizada como resultado de la liberación de los contratos iniciales, así como los montos establecidos en las Resoluciones 267, 450 y 451 de Aneel, todas de 1998, entendido como su propia generación de energía. |
| Subasta de Estructuración | Están destinadas a la compra de energía de proyectos de generación indicados por resolución del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) y aprobados por el Presidente de la República. Dichas subastas se refieren a proyectos que tienen prioridad de licitación e implementación, dado su carácter estratégico y el interés público. Buscan asegurar la optimización del binomio: modalidad tarifaria y confiabilidad del sistema eléctrico, así como asegurar el abastecimiento de la demanda eléctrica nacional, considerando la planificación a largo, mediano y corto plazo. |
| Subasta de Energía de Reserva | La contratación de energía de reserva se creó para aumentar la seguridad en el suministro de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), con energía proveniente de plantas especialmente contratadas para este propósito, ya sea de proyectos de nueva generación o de |

| | |
|------------------------------|---|
| Subasta de Energía Nueva | <p>proyectos existentes. La energía de reserva se contabiliza y liquida en el mercado a corto plazo operado por CCEE. Su contratación es posible a través de subastas de energía de reserva, según párrafo 3 del art. 3º y en el art. 3-A de la Ley N º 10.848, de 15 de marzo de 2004, que fueron reguladas por el Decreto N º 6.353 / 2008.</p> <p>El propósito de la nueva subasta de energía es satisfacer la mayor carga de los distribuidores. En este caso, la energía se vende y contrata de las plantas que aún se construirán. Esta subasta puede ser de dos tipos: A-5 (plantas que entran en operación comercial dentro de cinco años) y A-3 (dentro de tres años).</p> |
| Subasta de Energía Existente | <p>Las subastas para la compra de electricidad de proyectos de nueva generación están previstas en los párrafos 5 a 7 del art. 2 de la Ley N º 10.848, de 15 de marzo de 2004, con redacción enmendada según el art. 18 de la Ley N º 11.943, de 28 de mayo de 2009, y en los arts. 19 a 23 del Decreto No. 5,163, de 30 de julio de 2004.</p> <p>La subasta de energía existente se creó para contratar energía generada por plantas ya construidas y en operación, cuyas inversiones ya han sido amortizadas y, por lo tanto, tienen un costo menor.</p> |
| Subasta de Compra | <p>Las subastas de electricidad para empresas existentes están previstas en el Artículo 19 del Decreto No. 5,163 del 30 de julio de 2004, con una redacción modificada de acuerdo con el Decreto No. 5,271 del 16 de noviembre de 2004 y el Decreto No. 5,499 del 25 de septiembre de 2004. Julio de 2005</p> <p>Las subastas de compra se realizaron en 2003 y 2004. Se implementaron de conformidad con la Ley N º 9.648 / 1998, que estableció la liberación del volumen de energía vinculado a los contratos iniciales en una proporción del 25% anual, considerando el monto contratado en el año 2002.</p> |
| Subasta de Ajuste | <p>Las subastas de ajuste tienen como objetivo ajustar la contratación de energía por parte de los distribuidores, abordando cualquier desviación que surja de la diferencia entre las predicciones hechas por los distribuidores en subastas anteriores y el comportamiento de su mercado.</p> <p>Como resultado de esta subasta, se firman contratos a corto plazo (de tres meses a dos años). Las subastas de ajuste están previstas en el Artículo 26</p> |

del Decreto No. 5,163 del 30 de julio de 2004. La Resolución Normativa Aneel No. 411/2010 aprueba el modelo para la Subasta de Subastas de Ajuste y delega su realización a CCEE.

Fuente: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado?_afzLoop=681113160949188&_adf.ctrl-state=llzvwp4u2_89#!%40%40%3F_afzLoop%3D681113160949188%26_adf.ctrl-state%3Dllzvwp4u2_93

Las modalidades de contratación se distinguen en dos formas:

- a. Contratación por Cantidad: En esta modalidad el riesgo hidrológico en el que se incurre en la operación del sistema eléctrico es asumido por las empresas generadoras que venden la energía a los clientes.
- b. Contratación por disponibilidad: En esta modalidad el riesgo hidrológico en el que se incurre en la operación del sistema eléctrico es asumido por las empresas distribuidoras de electricidad, el cual es transferido en las tarifas hacia los consumidores finales.

En resumen, en Brasil no existen barreras de entrada para instalar centrales de generación de energía eléctrica con recursos renovables no convencionales, pueden participar en procesos de licitación para atender al mercado regulado, o negociar libremente con el segmento del mercado libre para firmar un contrato de conveniencia para ambas partes. Finalmente, no se ha encontrado evidencia alguna acerca del uso de bloques horarios en los procesos de licitación o en las modalidades de contratación.

3.2 Uruguay

En Uruguay existe el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) que tiene la responsabilidad de elaborar y ejecutar la política energética, en conjunto con la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear (DNETN), este último aplica y controla dicha política.

En el caso de Uruguay fue en 1997 que se produjo un cambio en el marco regulatorio, en la que separaron las actividades del sector eléctrico y se declaró de libre competencia el sector de generación vía la Ley N° 16.832. Con esta Ley se crearon la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) para que cumplan las siguientes funciones: (i) administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE) y (ii) operar y administrar el Despacho Nacional de Cargas (DNC). Asimismo, el artículo 23 de la referida ley estableció que la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) tendrá por cometido la prestación del servicio público de electricidad de acuerdo con las previsiones del Decreto Ley N° 14.694, de 1° de setiembre de 1977, y modificativas. También tendrá por cometidos la realización de cualquiera de las actividades de la industria eléctrica.

En la tabla N° 19 se observa que la participación de la capacidad instalada con fuentes renovables no convencionales como la solar y la eólica representan el 36% de la capacidad total, es la que mayor participación tiene, más que la hidráulica incluso.

Tabla 19 Potencia Instalada por Fuente de Generación (MW)

| <u>Fuente</u> | <u>2009</u> | <u>2013</u> | <u>2014</u> | <u>2018</u> | <u>Crecimiento</u> <u>2009-2018</u> | <u>Participación</u> <u>2018</u> |
|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--|-------------------------------------|
| Fósil | 878.3 | 1,274.9 | 1,274.9 | 1,189.9 | 35% | 24% |
| Biomasa | 172.6 | 414.0 | 414.6 | 424.6 | 146% | 9% |
| Hidráulica | 1,538.0 | 1,538.0 | 1,538.0 | 1,538.0 | 0% | 31% |
| Eólica | 30.6 | 59.4 | 481.3 | 1,510.7 | 4,837% | 31% |
| Solar | 0.1 | 1.6 | 3.7 | 248.4 | 225,705% | 5% |
| Total | 2,619.6 | 3,287.9 | 3,712.5 | 4,911.5 | 87% | 100.0% |

Fuente: <https://www.miem.gub.uy/energia/series-estadisticas-de-energia-electrica>

Elaboración propia

En el año 2002 se creó la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua, llamado URSEA, vía la Ley N° 17.598, que tiene como finalidad regular y controlar las actividades de energía eléctrica, gas, agua potable, saneamiento, petróleo y combustibles, así como la defensa de los usuarios

A continuación, se lista las normas relacionadas con la generación de energía eléctrica con recursos renovables no convencionales:

- a. Decreto N° 77/2006.- Permite a la UTE promover la firma de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores a instalarse en territorio nacional, que produzcan dicha energía a partir de la fuente eólica, de biomasa, o de pequeñas centrales hidráulicas.
- b. Decreto N° 249/2006.- Declara promovida de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 11 de la Ley N° 16.906 de 7 de enero de 1998, la actividad a desarrollar por la UTE, tendiente a la adquisición de aerogeneradores para incorporar a sus instalaciones hasta 10 MW de capacidad de generación eólica y la conexión eléctrica de los mencionados generadores a la red, compuesta por la línea de transporte y demás equipamientos asociados.
- c. Decreto N° 258/2009.- Relevamiento a meso escala del recurso de generación eólica en todo el territorio nacional del «Mapa Eólico del Uruguay», a los fines de la promoción de la explotación de este recurso energético.
- d. Decreto N° 227/2009.- Se promueven al amparo del artículo 11 de la Ley N° 16.906 de 7 de enero de 1998, las actividades relacionadas con la diversificación de la matriz energética, el uso de fuentes de energía autóctonas y renovables y la eficiencia energética en el país.
- e. Decreto N° 403/2009.- UTE promoverá la celebración de contratos especiales de compraventa con proveedores que produzcan energía eléctrica de fuente eólica en el territorio nacional.

- f. Decreto N° 536/2009 Dispone que la importación en régimen de admisión temporaria que realice la UTE y/o las empresas adjudicatarias para
- g. la instalación de aerogeneradores, para incorporar a sus instalaciones 10 MW adicionales de capacidad de generación eólica, se regirá a todos sus efectos, por las condiciones establecidas en el artículo 6° del Decreto No. 249/006, de 31 de diciembre de 2006.

En resumen, El Ministerio de Industria Energía y Minería (MIEM) estableció un marco de incentivos a la generación por parte de productores independientes, con fuentes renovables (eólica, biomasa y pequeñas hidroeléctricas) por un total de 60 MW (en principio 20 MW por tipo de fuente) donde autoriza a UTE a contratar la energía de estos proyectos, seleccionados en un marco de competencia de precios, y a trasladar a la tarifa de los consumidores regulados el sobreprecio resultante de comprar la energía de los proyectos adjudicados a los precios ofertados. En una primera ronda de este proceso fueron adjudicados ya proyectos eólicos y de biomasa, que no cubrieron la totalidad de los 60 MW previstos, y en la actualidad se está realizando una segunda ronda según el mismo procedimiento, hasta completar dicha potencia. Es previsible que se continúen realizando procedimientos de este tipo, dadas las políticas enunciadas por el Poder Ejecutivo al respecto.⁴¹

¿Cómo se logra la participación de empresas privadas en el desarrollo de centrales con recursos renovables no convencionales?

Se le asegura durante un plazo establecido la compra de la energía producida con alguna de las tres formas: (i) A través de un precio fijo que lo establece el ente regulatorio, (ii) Obligación de utilización de energías renovables (certificados verdes) y (iii) A través de licitaciones de potencia determinada.

En Uruguay tampoco se ha encontrado referencia alguna a la discretización por bloques en los procesos de subastas para su análisis correspondiente.

3.3 Chile

3.3.1. Capacidad Instalada de RERNC

La capacidad instalada de Chile a setiembre 2019 se muestra en la siguiente tabla N° 19, en la que se puede observar que la oferta RERNC alcanza el 22.6% de la participación en la capacidad de energía eléctrica.

Tabla 20 *Capacidad de Generación Eléctrica Instalada a Setiembre 2019*

⁴¹ Fuente:

<https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/system/app/pages/search?scope=search-site&q=potencia+firme>

| <u>Tecnología</u> | <u>Tipo de Energía</u> | <u>Potencia Neta</u> <u>[MW]</u> | <u>Potencia Neta</u> <u>[%]</u> |
|--------------------|----------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|
| Biogás | ERNC | 61 | 0.2% |
| Biomasa | ERNC | 414 | 1.7% |
| Eólica | ERNC | 1,932 | 7.7% |
| Geotérmica | ERNC | 48 | 0.2% |
| Minihidráulica | ERNC | 545 | 2.2% |
| Pasada | | | |
| Solar Fotovoltaica | ERNC | 2,659 | 10.6% |
| Hidráulica Embalse | Hidráulica Convencional | 3,434 | 13.7% |
| Hidráulica Pasada | Hidráulica Convencional | 2,803 | 11.2% |
| Carbón | Térmica | 4,973 | 19.8% |
| Cogeneración | Térmica | 18 | 0.1% |
| Fuel Oil Nro 6 | Térmica | 142 | 0.6% |
| Gas Natural | Térmica | 4,910 | 19.6% |
| Petróleo Diesel | Térmica | 3,063 | 12.2% |
| Propano | Térmica | 14 | 0.1% |
| BEES | Térmica | 54 | 0.2% |
| Total General | Almacenamiento en baterías | 25,070 | 100.0% |

Fuente: <https://acera.cl/estadisticas>

La regulación del sector de electricidad en Chile es similar en la mayor parte de actividades a la legislación del mismo sector en el Perú.

- a. Existe un operador de mercado, COES en el Perú, CDEC en Chile.
- b. Existen los mismos tipos de usuarios: libres y regulados.
- c. Las centrales de generación eléctrica tienen los atributos de potencia firme y energía firme que les permite contratar con usuarios.
- d. Existen licitaciones de largo plazo para atender a las empresas distribuidoras.
- e. La modalidad de contratación, establecida en los procesos de licitación en relación a los horarios de suministro son distintos. Mientras en el Perú, el compromiso de suministro es por las 24 horas del día, en Chile se han establecido bloques horarios que permite que las centrales de generación con recursos renovables no convencionales disminuyan su riesgo en cuanto a que la curva de producción calce con los bloques horarios asignados.

3.3.2 Mecanismo de Licitaciones de Largo Plazo

Se caracterizan por lo siguiente:

- a. Existen bloques de suministro que representan los máximos compromisos de suministro que puede asumir el ofertante en su propuesta y es la energía total a adjudicar. Cada bloque está dividido en dos sub-bloques que están asociados a una parte base y la otra a una parte variable. Esta última sirve para absorber los incrementos de los consumos de energía inesperados y equivale generalmente al 10% de la parte base.

b. Además, existen bloques horarios y bloques mensuales con el siguiente detalle:

Bloque Horarios (B1):

Bloque B1-A: comprendidos entre las 00:00 horas y las 17:59 horas y entre las 23:00 horas y 23: 59 horas.

Bloque B1-B: comprendidos entre las 08:00 horas y las 17:59 horas.

Bloque B1-C: comprendido entre las 18:00 horas y las 22:59 horas.

Bloques Mensuales (B2): repartidos en bloques trimestrales como sigue:

Bloque B2-A: Comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo.

Bloque B2-B: Comprendido entre el 1 de abril y el 30 de junio.

Bloque B2-C: Comprendido entre el 1 de julio y el 30 de setiembre.

Bloque B2-D: Comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre.

Para cada uno de ellos, bloque horario o bloque mensual, existen los sub-bloques base y variable. Los bloques B1 pueden ser sub divididos en 85 sub bloques y los bloques B2 pueden ser sub divididos hasta en 25 sub bloques. Así lo estableció las bases de licitación del año 2017

c. Precios: Los precios ofertados de energía se dan en una sola barra y se expanden hacia el resto de barras con la relación de precios regulados existentes en cada una de ellas.

d. Proyectos de generación: Está permitida la participación de proyectos de generación sin discriminar la tecnología.

e. Existe un mismo mecanismo de adjudicación para todas las distribuidoras, que debe sujetarse a requisitos y condiciones comunes para todas las licitaciones de suministro de energía, para ello:

Se faculta a los oferentes a proponer cantidades de energía en los distintos bloques licitados, especificando una cantidad máxima de energía posible de ser adjudicada y cada oferta referida a un bloque base determinado, que establece un precio y una cantidad específica de suministro, es sólo válida para dicho bloque. Es decir, un oferente no podrá ser adjudicado a un bloque base respecto del cual no ha presentado ofertas, ni podrá transferirse una oferta desde un bloque a otro⁴².

Se presentan garantías de seriedad de ofertas que equivalen a un monto que no debe superar el 1% de la inversión estimada requerida para instalar la capacidad de generación que participará en el proceso de licitación.

El proceso de evaluación considera el criterio de adjudicar las ofertas que contengan el mayor suministro ofertado respetando el máximo del 5% en cada bloque.⁴³

Esta última diferencia relacionado al bloque horario ha logrado que la penetración de generación renovable haya sido más alta en comparación que en el Perú, como se puede observar en el gráfico N° 7.

⁴² Resolución Exenta N° 534 del 30 de agosto de 2006, Artículo primero.

⁴³ Resolución Exenta N° 398 del 4 de julio de 2006, Artículo Décimo, numeral 10.3.2

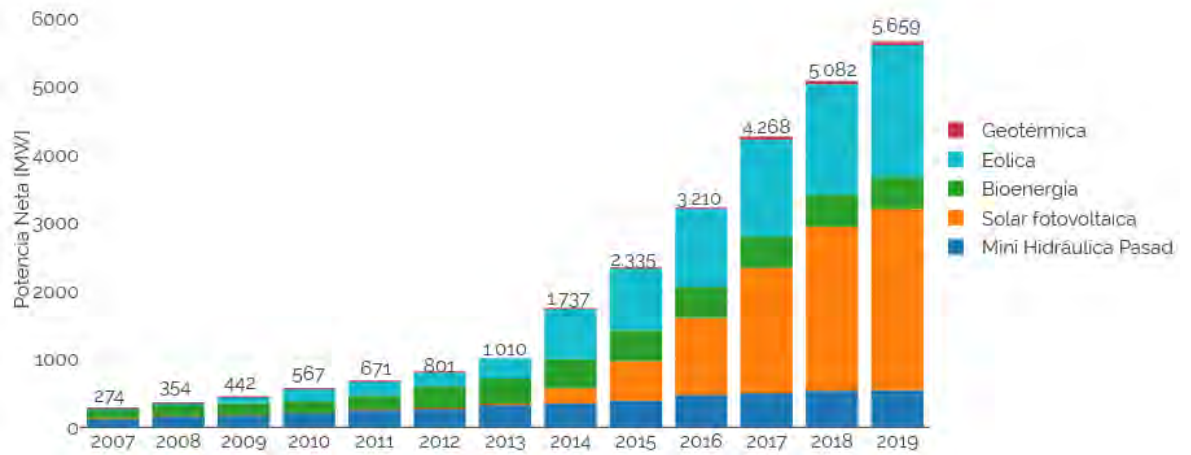


Gráfico 8 Evolución Capacidad Instalada Acumulada ERNC en Operación Sept-19

Fuente: <https://acera.cl/estadisticas/>

En el siguiente capítulo recogeremos las distintas modalidades para incentivar la inversión en energías renovables y se propondrá una alternativa a la regulación actual de energías renovables en el Perú, de tal forma de incentivar en una mayor penetración en el mercado eléctrico que el actual.

CAPÍTULO 4. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA REGULACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES.

4.1 Premisas

En este capítulo se plantearán las bases para una regulación alternativa a la ya existente para que el potencial de crecimiento en centrales de generación con energías renovables en el Perú sea más fácil de alcanzar. Como ya habíamos visto en el capítulo 2, las nuevas inversiones se han venido efectuando a través de procesos de licitación llevados a cabo por Osinergmin y con ello se ha cumplido de alguna manera la participación establecida del 5%; al año 2018 se ha llegado tener un 4.4% de la producción con energía renovable. Asimismo, el 30 de setiembre de 2019, se dio un cambio normativo en el que se estableció una metodología que permite asignar potencia firme a las empresas de generación que usan RERNC, con esto, estas centrales estarían aptas o habilitadas para poder suscribir contratos de suministro de electricidad con los usuarios.

Los aspectos principales que hay que considerar para poder plantear una propuesta regulatoria alternativa son los siguientes:

- **Capacidad de Contratación:** Hoy día las centrales RERNC ya tienen definida la metodología de como se le asigna la potencia firme, que es el atributo que les permite comercializar a estas centrales con los usuarios. Si bien la asignación de la potencia firme a las centrales de generación está asociada a un determinado horario, según la formulación especificada en el apartado 1.7 literal f de este documento, con lo cual se reconoce potencia firme en mayor grado a una tecnología que a otra, las centrales que operan con recurso eólico tienen un mayor valor de potencia firme que las centrales que operan con recurso solar. Dada estas diferencias por la forma de operación que tienen, la idea es tratar de dar un atributo adicional, que también esté asociado a la potencia, pero en bloques horarios distintos a los que hoy se le determina la potencia firme, de tal manera que le permita al generador tener un valor representativo de potencia que le permita comercializarla en los distintos procesos de suministro de electricidad.
- **Horarios de producción:** Dado que existe una diferencia marcada entre los horarios de consumo de los usuarios y los horarios de producción de las centrales de generación eléctrica que usan RERNC, debe tenerse en cuenta que este aspecto implica que estas centrales asumirían un riesgo operativo que bajo la regulación vigente tendrían que

incorporarse en el precio de energía que negociará u ofertará a los usuarios. Considerando lo mencionado en la parte de la Capacidad de Contratación en el ítem anterior, si se establece un atributo para las centrales de generación que usan RERNC que tengan relación con los horarios de producción de las centrales que usan RERNC se evitaría el traslado del riesgo de un mayor precio por temas de riesgo de diferencias horarias entre las formas de las curvas de oferta y las curvas de consumo de la demanda.

- **Conexión al sistema interconectado:** Las potenciales centrales eléctricas que usarían RERNC están ubicadas en zonas específicas del país debido a los índices de radiación solar y niveles de velocidad de viento a lo largo del país, por lo que la conexión eléctrica al sistema interconectado es muy importante, por lo que debería tenerse en cuenta la disponibilidad o reserva de celdas de conexión en las subestaciones o en las cercanas a la ubicación geográfica para estas centrales.
- **Participación en el suministro a las distribuidoras:** En la actualidad, las empresas que están operando en el sistema, así como los proyectos de generación eléctrica que usan recursos hidráulicos están considerados en la participación de los procesos de licitación para el suministro de electricidad a las empresas distribuidoras. La duración de estos contratos que están vigentes tiene una duración de 8, 10 y 12 años. Estos contratos en su gran mayoría iniciaron el año 2014, por lo que estarían finalizando en los años 2021, 2023 y 2025, quedando todavía un periodo de aplicación de 2, 4 y 6 años respectivamente. Dado el periodo de construcción de las centrales RERNC de casi 2 años y que el cambio regulatorio lleva un periodo de aprobación y consultas de por lo menos 1 año, la nueva propuesta podría estar vigente desde el año 2022, año para el cual que las distribuidoras tendrían que buscar suministradores de energía y que se traducen en contratos a largo plazo. Contratos a largo plazo es beneficioso para cualquier tecnología que les da una opción más segura de recuperar su inversión o tener ingresos asegurados por un determinado periodo de tiempo.
- **Estructura de Contratos:** Los contratos de suministro de electricidad vigentes en el Perú se caracterizan porque el generador que suministra le garantiza al usuario la disponibilidad de la potencia contratada las 24 horas del día y su energía asociada, por ello las centrales de generación eléctrica que usan RERNC tendrían cierta dificultad para poder asumir estos riesgos de diferencia temporal entre la energía producida por el generador y la energía consumida por el usuario. En los contratos vigentes la energía se

reparte en cada intervalo de tiempo entre los generadores suministradores en proporción a la potencia contratada. Debido a las formas de producción, las centrales eólicas, que cuentan con el recurso eólico las 24 horas del día, podrían adecuarse a esta estructura, sin embargo, las centrales solares por los horarios en los que produce energía no podrían cubrir al cien por ciento la demanda de energía de los usuarios. Para poder salvar este problema podrían crearse dos o más bloques horarios que se ajusten a las horas de producción de estas tecnologías, principalmente a las que usan el recurso solar, es decir, por ejemplo, un primer bloque que podría ser entre las 6:30 y 17:00 horas, y el segundo bloque como el complemento para completar el día.

- Reserva de generación: Dentro del proceso de operación resulta muy importante tener una reserva que permita suplir la generación eléctrica que usa RERNC en caso no exista la disponibilidad del recurso necesario para producir energía eléctrica. La incertidumbre de la producción de generación con RERNC incrementaría la magnitud de la capacidad de reserva que hay que mantener y esto podría involucrar un costo adicional.
- Diseño de mercado: Hoy existe un sistema marginalista, en el que la aparición de nuevas tecnologías como la generación con RERNC cuyos costos de inversión van disminuyendo considerablemente y cuyos costos totales como hemos visto en la Tabla N° 3, son los más bajos y quizá sus costos marginales tiendan a cero, quizá no estén dando una señal adecuada al mercado, por lo que algunas tecnologías no estarían recuperando sus costos de operación a través de su operación en el mercado eléctrico dejando su energía en el MCP.

4.2 Propuesta

En esta parte se va a detallar los cambios que se proponen para poder hacer más viable la incursión de centrales de generación eléctrica que usan RERNC en Perú. En principio, esta propuesta está dirigida para los procesos de licitación de largo plazo con las empresas distribuidoras, para llegar así directamente al Usuario Regulado.

- a) Potencia de Garantía: Potencia que representa la capacidad de producción o una potencia de garantía que permite a las centrales eléctricas que usan RERNC asumir compromisos de suministro con los Usuarios. Se debería asignar a las centrales solares una potencia que representa la capacidad de potencia real en horarios específicos que es capaz de entregar al sistema interconectado. Su valor se determinaría como el valor de la energía

producida en los dos últimos años de operación dividida por las horas comprendidas en el horario específico.

La Potencia de Garantía para las centrales RERNC se determinaría de la siguiente manera:

Ecuación 5 Potencia de Garantía para centrales RERNC

$$PG_i = \frac{\sum_1^h EG}{h}$$

Donde:

PG_i : Potencia de Garantía de la Central RER_i

EG : Producción de energía activa de la central RER *i* durante las horas especificadas para los Bloques Horarios de cada tecnología de los últimos 36 meses (periodo de evaluación). En caso de no disponerse de esta serie, corresponderá considerar el periodo comprendido desde la fecha de puesta en operación comercial de la central RER *i* hasta el mes de evaluación de la PG_i.

h: Número total de horas correspondiente al periodo de evaluación de la EG.

De la experiencia en el mercado de Chile, podrían plantearse Bloques Horarios. Los Bloques Horarios se pueden asociar a las horas de producción de las centrales de generación RERNC, la duración de los bloques horarios, se ha obtenido de la curva de operación diaria de 3 centrales generadoras solares: Rubí, Intipampa y Panamericana Solar que se muestran en el Anexo 2 y las curvas de operación diaria de 3 centrales eólicas en el Anexo 3. Debido a la forma de operación de las centrales solares se ha considerado la definición del bloque 2, y el resto de bloques son los que son adyacentes a ese. No se ha considerado un bloque específico para la forma de operación de las centrales eólicas puesto que las mismas operan durante las 24 horas del día, unas más que otras como se observan en las gráficas del Anexo 3.

Por otro lado, si hacemos un análisis de los riesgos de comercialización en el mercado eléctrico de estas tecnologías encontraremos que existen horarios en los que se permite definir los mismos en función a los riesgos, para ello se ha efectuado una evaluación de las centrales de generación eléctrica: Rubí (solar) y Wayra (eólica).

Se ha utilizado la información de producción del año 2019 y los respectivos costos marginales de corto plazo de las barras en las cuales inyectan su energía en el sistema eléctrico.

Para determinar la variabilidad de los márgenes de dichas centrales se ha considerado que su potencia máxima del año es su límite de contratación y se ha desdoblado la misma en bloques de diez por ciento para determinar el margen asociado a cada uno de ellos.

En relación al precio de venta de cada una de las centrales se está considerando el valor adjudicado en la subasta que participaron: 48 dólares por MWh y 37.8 dólares por MWh, los mismos que serán expresados en soles al tipo de cambio 3.434 soles/dólar.

En la Tabla N° 30 se muestran los resultados del margen de comercialización de la central Solar Rubí, considerando la curva de producción del año 2019 y los costos marginales de corto plazo de los años 2004, 2006, 2008, 2016 y 2019. El periodo de asignación de los contratos corresponde a las 24 horas del día, los 365 días del año.

Bajo las premisas indicadas anteriormente, se puede observar en la gráfica N° 30, que la potencia que debe contratar la central solar Rubí debe ser el treinta por ciento (30%) de su potencia máxima producida que corresponde a la zona de menor variación del margen de comercialización.

Si consideramos, el horario en los cuales produce una central solar que va aproximadamente entre las 06:30 horas y las 17:00 horas, se puede observar en la gráfica N° 30, que la potencia que debe contratar la central solar Rubí debe ser el setenta por ciento (70%) de su potencia máxima producida que corresponde a la zona de menor variación del margen de comercialización. Es decir, que si el bloque horario coincide de alguna manera con su horario de producción su capacidad de contratación aumenta.

¿Existirá algún bloque horario donde el riesgo sea mínimo y que la potencia a contratar sea equivalente a su capacidad máxima de producción? Se ha simulado que el horario para vender energía sea de 9:30 a 16:00 horas y resulta que para esa opción se puede contratar al máximo, como se puede observar en la gráfica N° 26.

Se ha efectuado la misma evaluación para la central eólica Wayra y en este caso, considerando la situación de ventas las 24 horas del día, la capacidad de contratación al mínimo riesgo corresponde al sesenta por ciento (60%) de su capacidad de producción máxima como se puede observar en la gráfica N° 27.

Si ajustamos el periodo de venta para la central Wayra al horario de 06:30 a 17:00 horas se observa en la gráfica N° 28 que su capacidad de contratación puede considerarse al cien por ciento (100%) de su capacidad de producción máxima, pero el horario que implica el menor riesgo de comercialización y que se pueda contratar al cien por ciento de su capacidad de producción máxima es de 05:30 a 18:30 horas como se puede observar en la gráfica N° 29 del Anexo 6.

Cada central deberá tener sus horarios que implican mínima variabilidad del margen de comercialización, en función a su ubicación dada el nivel de radiación o la velocidad del viento.

En consecuencia, dejando de lado un análisis más exhaustivo de los bloques, para efectos de la tesis, se podrían considerar los siguientes:

B1 (Bloque 1): Desde las 00:00 horas hasta las 06:30 horas

B2 (Bloque 2): Desde las 06:30 horas hasta las 17:00 horas

B3 (Bloque 3): Desde las 17:00 horas hasta las 00:00 horas

Con este atributo, Potencia en Garantía se trata de neutralizar o reducir los riesgos asociados a la capacidad de contratación (potencia firme) y los horarios de producción de energía de las centrales de generación eléctrica que utilizan RERNC mencionados en el capítulo 1.

Con la información del año 2019 se han determinado las Potencias en Garantías para las centrales de Rubí y Wayra y obtenemos los resultados de la tabla N° 21

Tabla 21 Potencia en Garantía por bloques (MW)

| <u>Fuente</u> | <u>Bloque B1</u> | <u>Bloque B2</u> | <u>Bloque B3</u> | <u>Potencia Firme COES</u> |
|---------------|------------------|------------------|------------------|----------------------------|
| Rubí | 1.7 | 107.5 | 1.2 | 1.7 |
| Wayra | 42.7 | 65.6 | 87.5 | 93.5 |

Fuente: Elaboración propia

En la que se puede observar que la central solar tiene un valor representativo para el bloque B2, que es el cual en el que tiene una participación importante en producción.

b) Participación en el suministro a las distribuidoras: En la actualidad participan las generadoras a las cuales, el COES determina la potencia firme máxima con la cual pueden participar en los procesos de licitación de largo plazo, dado que todas las centrales que usan diferentes recursos para producir, incluso las que usa RERNC, tienen asociados una potencia firme. En el caso de las centrales de generación que utilizan RERNC deberían participar considerando una Potencia en Garantía como se definió en el literal a) anterior, pero en este caso al igual que existe una potencia firme máxima determinada por el COES, debería haber una Potencia en Garantía máxima que también lo debería determinar el COES, siguiendo la misma metodología vigente para las centrales de generación convencionales, es decir, para el horizonte de tiempo del proceso de licitación determinar su Potencia en Garantía como el valor mínimo de las diferencias entre la Potencia en Garantía y las potencias contratadas de cada central.

Si bien, hoy en día, los contratos de suministro de largo plazo que tienen suscritos las empresas distribuidoras están por concluir desde diciembre 2021, no es un impedimento para que esta propuesta de ser aprobada se aplique a los próximos procesos de licitación que puedan convocar las empresas distribuidoras.

c) Estructuras de Contratos: Esta propuesta está relacionada con la asignación de energía a las empresas generadoras, en la siguiente figura se puede apreciar cómo sería la asignación.

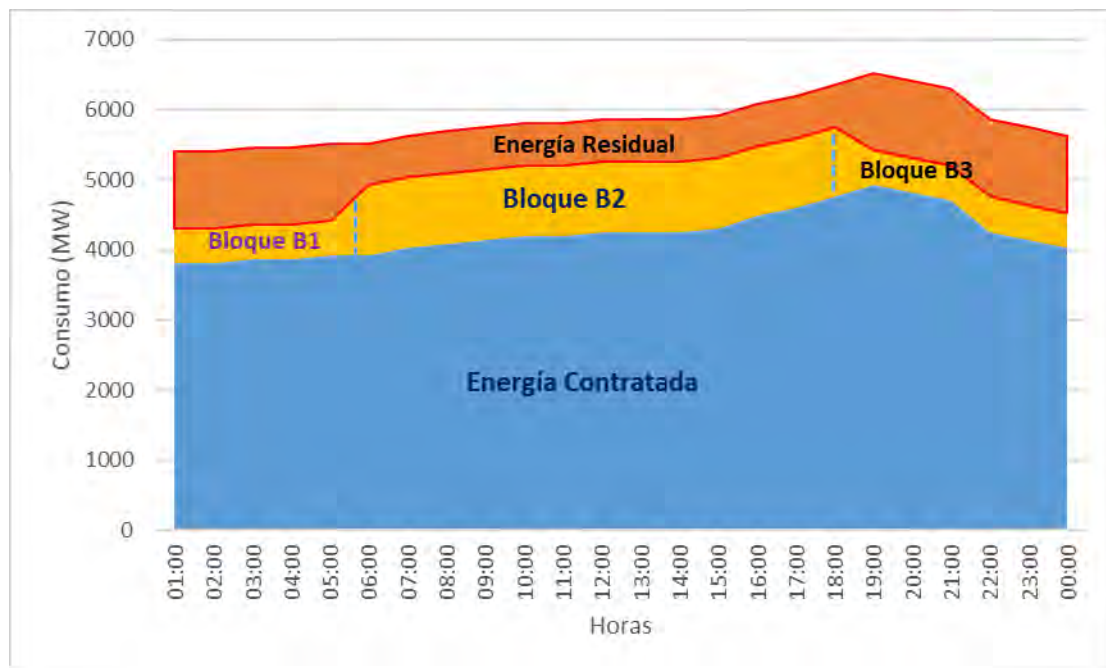


Gráfico 9 Adjudicación incluyendo tecnologías RERNC

Fuente: Elaboración propia

Donde la energía que está por encima de la “Energía Contratada” es la que formaría parte del proceso de licitación de largo plazo, en la que se ha simulado que se han asignado los bloques B1, B2 y B3 a empresas que cuentan con centrales que generan con RERNC, y lo que queda del total es la Energía Residual que serían asignadas a las empresas con centrales de generación convencionales, que se repartirán los consumos en función de las potencias contratadas que resulte del proceso de adjudicación, como se viene realizando en la actualidad. La participación de la generación existente en los bloques B1, B2 y B3 no está limitada, también podrían agregar ofertas que compitan con las centrales que usan RERNC.

- d) Diseño de Mercado: La remuneración de la potencia de las centrales de generación eléctrica se efectúa en el Mercado de Corto Plazo, para el cual se considera la hora de máxima demanda del sistema interconectado, en dicho instante, se consideran las demandas coincidentes de los clientes de las empresas generadoras y las respectivas potencias firmes, dicho proceso no se alteraría. Dado que se crearía un atributo de Potencia en Garantía para las centrales que usan RERNC, éste solo sería definido para darle un atributo distinto al de la potencia firme para que puedan contratar y participar

en los procesos de licitación de largo plazo para el suministro a las empresas distribuidoras electricidad.

Generalmente los bloques B1 y B2 están ubicados en horarios en los que normalmente no ocurre la máxima demanda coincidente, debe incluirse en los contratos una condición en la que, si ocurriera ese evento, el usuario pagaría al generador dicha demanda al valor del precio de potencia regulado. De no ser así, los generadores asumirían un costo que no debería afectarles ya que la demanda de los clientes que se asignan en las transferencias de potencia que efectúa el COES, se hacen en función a la demanda que consumen los clientes en el instante en que ocurre la demanda máxima coincidente del sistema interconectado.

- e) La evaluación del proceso para adjudicar a las empresas que han presentado propuestas bajo esta estructura propuesta consiste en determinar el costo mínimo de suministro, medido desde la facturación a anual de energía y potencia, asignando los precios de cada propuesta por cada bloque considerando el orden de las ofertas propuestas de menor a mayor hasta cubrir la demanda solicitada. Para ello se considerará una curva típica de la empresa distribuidora para asignar los distintos bloques establecidos.

Con esta propuesta se estaría trasladando directamente al usuario los menores precios que pudieran resultar de la adjudicación en los procesos de licitación de largo plazo para el suministro a las empresas distribuidoras, debido a que estas tecnologías con menores precios tendrían la posibilidad de adjudicarse bloques de energía en la curva de consumo de la distribuidora.

Cabe destacar, que en la situación de sobreoferta que existe hoy en el país, y la migración de Usuarios Regulados a Usuarios Libres, que es una alternativa que existe hoy en día como se explicó en el marco teórico, ha ocasionado que las empresas distribuidoras hayan quedado en una situación de sobrecontratación, es decir que están pagando a los generadores que los suministran por una potencia que no están consumiendo. Debido a ellos las empresas distribuidoras amparándose en el DS.022.2018-EM, suscribieron adendas a los contratos con los generadores para disminuir la situación de contratación y compensar las mismas con mayores potencias contratadas hacia futuro, de la información que las distribuidoras han hecho llegar a Osinergmin, se ha tomado lo informado por la empresa distribuidora Luz del Sur para tener una referencia de la demanda disponible para futuras licitaciones.

Tabla 22 Potencia por Contratar de Luz del Sur. Valores Anuales en MW

| <u>Año</u> | <u>Máxima Demanda</u> | <u>Máxima Dem. Coincidente</u> | <u>Potencia Contratada Fija</u> | <u>Potencia por Contratar</u> | <u>Energía (GWh) (1)</u> |
|------------|-----------------------|--------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|--------------------------|
| 2022 | 1,182.0 | 1,142.7 | 1,171.0 | 0.0 | 0 |
| 2023 | 1,223.4 | 1,182.7 | 1,171.0 | 0.0 | 0 |
| 2024 | 1,266.2 | 1,224.1 | 506.0 | 570.0 | 2,996 |
| 2025 | 1,310.5 | 1,267.0 | 506.0 | 611.2 | 3,213 |
| 2026 | 1,356.4 | 1,311.3 | 323.0 | 873.5 | 4,591 |
| 2027 | 1,403.8 | 1,357.2 | 323.0 | 917.6 | 4,823 |
| 2028 | 1,453.0 | 1,404.7 | 50.0 | 1,291.3 | 6,787 |
| 2029 | 1,503.8 | 1,453.9 | 50.0 | 1,338.6 | 7,036 |
| 2030 | 1,556.5 | 1,505.8 | 50.0 | 1,387.6 | 7,293 |

Fuente:

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/licitaciones_y_subastas/licitacion_es-de-energia/2018/Aprob_Adenda_LS/Informe-Complementario-LDS.pdf

Elaboración propia.

(1) calculado con un factor de carga de 0.6

De la Tabla N° 21 se puede observar que desde el año 2024, la empresa distribuidora Luz del Sur puede requerir suministro para abastecer la demanda de sus Usuarios, con una potencia mínima de 570 MW que se va incrementando en los siguientes años, hasta llegar a una demanda disponible de 1,387.6 M para el año 2030.

La última licitación de largo plazo llevada a cabo por la empresa distribuidora Edelnor en el 2015, adjudicó 300 MW, de los cuales 240 MW fueron para Edelnor y 60 MW para Luz del Sur.

Tabla 23 Precios adjudicados en la Licitación de 2015

| <u>Empresa</u> | <u>Precio de energía HP Ctm S./kWh</u> | <u>Precio de energía HFP Ctm S./kWh</u> | <u>Precio medio inicial Ctm S./kWh</u> | <u>Precio medio actualizado Ctm S./kWh</u> | <u>Potencia Contratada Total (MW)</u> |
|------------------------|--|---|--|--|---------------------------------------|
| Hidroeléctrica Marañón | 11.23 | 11.23 | 11.23 | 12.44 | 14.0 |
| Celepsa | 9.55 | 9.55 | 9.55 | 10.58 | 5.0 |
| San Gabán | 9.58 | 9.58 | 9.58 | 10.48 | 5.0 |
| Electroperú | 10.14 | 9.59 | 9.71 | 10.66 | 100.0 |
| Edegel | 10.25 | 9.60 | 9.74 | 10.59 | 70.0 |
| Eepsa | 10.33 | 9.76 | 9.88 | 10.74 | 20.0 |
| SDF Energía | 11.30 | 9.81 | 10.13 | 11.23 | 5.0 |
| Cerro del Águila | 12.10 | 12.08 | 12.08 | 12.97 | 81.0 |
| Total | - | - | 10.44 | 11.36 | 300.0 |

Fuente:

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/licitaciones_y_subastas/licitaciones-de-energia/LctcionED012015LP20222031/Acta-Adjudicacion.pdf

Elaboración propia

En la Tabla N° 22 están tabulados los precios medios que resultan de la adjudicación para el periodo 2022-2031, el precio total del proceso actualizado es 11.36 ctm S./kWh, traído a enero 2020 con el tipo de cambio de enero 2020, resulta en 34.25 dólares/MWh considerando sólo

energía, si le agregamos el precio de potencia (6.36 \$/kW-mes), aproximadamente 12.45 US\$/MWh, resulta en 46.80 dólares/MWh, precio bastante similar a los que se adjudicaron en la cuarta licitación de renovables.

No se ha planteado una propuesta alternativa para los suministros de electricidad con los usuarios libres, debido a que estos procesos son de libre negociación entre las partes y en estos casos las empresas que tienen centrales de generación que utilizan RERNC pueden incluir en su propuesta los distintos riesgos que podrían afrontar.

4.3 Simulación de la propuesta planteada

Para efectuar la simulación de la propuesta vamos a considerar las siguientes premisas:

- a. Actores: Son las mismas empresas que fueron adjudicadas en la última licitación llevada a cabo por Enel Distribución indicada en el numeral 4.2 de este capítulo. Así como las empresas que adjudicaron en la última licitación, la cuarta que se realizó de energía renovable, de tal manera de considerar las ofertas más económicas en los dos últimos procesos ejecutados.
- b. Precios: Se considerarán los precios con los que fueron adjudicados cada uno de los actores indicados en el literal anterior, en el caso de los precios de los actores del proceso llevado a cabo por Enel Distribución, se deberán actualizar los mismos a este año con las indexaciones que fueron adjudicadas en el respectivo proceso. Con ellos se tendrían los precios de mercados más recientes resultados de procesos de licitación. Osinergmin debería establecer un precio tope para este proceso, que para este caso consideraremos que no se activa, dado que no se activaron en los procesos anteriores.
- c. Bloques: Los precios de los actores de la licitación de Enel Distribución serán propuestos para los tres bloques definidos, y los precios de las centrales que usan RERNC serán asignados a los bloques horarios representativos, para el caso de los proyectos con recursos solares, el bloque 2 y para el caso de los proyectos que usan recurso eólico, los bloques 2 y 3.
- d. Oferta: Las potencias de las ofertas a considerar son las adjudicadas en los procesos de licitación de largo plazo y la última subasta de renovables indicadas en los literales anteriores.

- e. Demanda de Potencia: La demanda a considerar será un valor menor a la demanda para que no existe un valor menor a la demanda y todos se adjudiquen y la limitante se vea señalada por el precio tope del proceso.
- f. Consumo de Energía: Se considerará una cantidad de energía con un factor de carga para cada uno de los bloques definidos en función a la historia del año anterior al proceso, en este caso corresponden a los siguientes:
- B1 (Bloque 1): Desde las 00:00 horas hasta las 06:30 horas: 0.5
- B2 (Bloque 2): Desde las 06:30 horas hasta las 17:00 horas: 0.7
- B3 (Bloque 3): Desde las 17:00 horas hasta las 00:00 horas: 0.6

En la Tabla 23 se presenta el resumen de los actores adjudicados en el proceso de licitación llevado a cabo por Enel Distribución en el año 2015, donde los precios han sido actualizados a enero 2020 con la fórmula de indexación ofertada por cada actor y convertido a dólares, las mismas que representarán la propuesta de estas empresas para la asignación de potencia dentro del proceso simulado.

Tabla 24 Precios adjudicados en la Licitación de 2015, expresados en dólares actualizados al 1 de enero 2020

| Empresa | Precio de Energía | Precio de Energía | Potencia |
|------------------------|-------------------|-------------------|------------------|
| | US\$/MWh | US\$/MWh | Contratada Total |
| | HP | HFP | (MW) |
| Hidroeléctrica Marañón | 33.32 | 33.32 | 14.0 |
| Celepsa | 28.34 | 28.34 | 5.0 |
| San Gabán | 28.43 | 28.43 | 5.0 |
| Electroperú | 30.09 | 28.46 | 100.0 |
| Enel Generación Perú | 30.42 | 28.49 | 70.0 |
| Enel Generación Piura | 30.65 | 28.96 | 20.0 |
| SDF Energía | 33.53 | 29.11 | 5.0 |
| Cerro del Águila | 35.91 | 29.11 | 81.0 |
| Total | | | 300.0 |

Fuente:

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/licitaciones_y_subastas/licitaciones-de-energia/LctcionED012015LP20222031/Acta-Adjudicacion.pdf

Elaboración propia

En la Tabla 24 se presenta el resumen de los actores adjudicados de la cuarta subasta de energías renovables llevado a cabo por Osinergmin en el año 2016, donde los precios de energía adjudicados y la potencia asignada a cada una de ellas formarían parte de las propuestas para la simulación en proceso.

Tabla 25 Precios adjudicados en la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con recursos energéticos renovables

| Empresa | Recurso | Precio de | Potencia | Energía Ofertada |
|---|---------|---------------------|--------------------------|------------------|
| | | Energía US\$/MWh | Contratada Total (MW) | Annual (GWh) |
| Enel Green Power | Solar | 48.00 | 123.34 | 364.049 |
| Enel Green Power | Eólico | 37.83 | 126.00 | 573.000 |
| Empresa Concesionaria de Energía Limpia | Biogas | 77.00 | 4.00 | 29.000 |
| Engie | Solar | 48.50 | 40.00 | 108.404 |
| GR Paino | Eólico | 36.84 | 18.00 | 84.600 |
| GR Taruca | Eólico | 37.79 | 18.00 | 81.000 |
| Total | | | 329.34 | 1,239.053 |

Fuente: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Subastas/160216%20-%20Acta%20de%20adjudicacion%20y%20Buena%20Pro.pdf

Elaboración propia

Dado que la oferta adjudicada en los dos procesos indicados en las tablas 23 y 24 totalizan 629.34 MW, para hacer competir a los actores en la simulación se considerará una demanda por adjudicar de 100 MW. Se simularán 3 casos:

Caso 1. Situación actual: Considerando las empresas que adjudicaron en la licitación de Enel distribución, se adjudica la potencia en función a los precios ofertados de menor a mayor precio y la energía se asigna en proporción a la potencia adjudicada

Caso 2. Considerando las mismas empresas del caso 1, pero las potencias se subastan por bloques.

Caso 3. Se subastan las potencias por bloques, pero sólo participan las empresas que adjudicaron en la cuarta licitación de renovables indicadas en la tabla 24.

Caso 4. Se subastan por bloques y participan las empresas indicadas en las tablas 23 y 24.

Tabla 26 Precios y potencias a usar en el proceso de simulación

| Empresa | Tecnología | Precio de | Precio de | Precio de | Potencia | Potencia | Potencia |
|---|------------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|----------|
| | | Energía | Energía | Energía | Ofertada | Ofertada | Ofertada |
| | | ISS/MWh | US\$/MWh | US\$/MWh | MW | MW | MW |
| | | B1 | B2 | B3 | B1 | B2 | B3 |
| Hidroeléctrica Maraón | Vigente | 33.32 | 33.32 | 33.32 | 14 | 14 | 14 |
| Celepsa | Vigente | 28.34 | 28.34 | 28.34 | 5 | 5 | 5 |
| San Gabán | Vigente | 28.43 | 28.43 | 28.43 | 5 | 5 | 5 |
| Electroperú | Vigente | 28.46 | 30.09 | 30.09 | 100 | 100 | 100 |
| Enel Generación Perú | Vigente | 28.49 | 30.42 | 30.42 | 70 | 70 | 70 |
| Enel Generación Piura | Vigente | 28.96 | 30.65 | 30.65 | 20 | 20 | 20 |
| SDF Energía | Vigente | 29.11 | 33.53 | 33.53 | 5 | 5 | 5 |
| Cerro del Águila | Vigente | 29.11 | 35.91 | 35.91 | 81 | 81 | 81 |
| Enel Green Power | solar | 48.00 | 48.00 | 48.00 | 0 | 123.34 | 0 |
| Enel Green Power | eólica | 37.83 | 37.83 | 37.83 | 126 | 126 | 126 |
| Empresa Concesionaria de Energía Limpia | biogas | 77.00 | 77.00 | 77.00 | 4 | 4 | 4 |
| Engie | solar | 48.50 | 48.50 | 48.50 | 0 | 40 | 0 |
| GR Paino | eólica | 36.84 | 36.84 | 36.84 | 18 | 18 | 18 |
| GR Taruca | eólica | 37.79 | 37.79 | 37.79 | 18 | 18 | 18 |

g. Resultados:

Para comparar los resultados entre los 4 casos, se usa como variable de comparación el costo anual que tiene que pagar la distribuidora por el suministro de energía y potencia.

La curva de energía es una curva diaria, por lo que el costo asociada se multiplicará por 365 y la facturación de potencia se multiplicará por doce.

Considerando las propuestas resumidas en la tabla 25, se ha simulado la asignación de demanda en el proceso de licitación y se obtuvieron los siguientes resultados:

Costo anual, caso 1: 43.5 millones de dólares

Costo anual, caso 2: 39.3 millones de dólares

Costo anual, caso 3: 46.7 millones de dólares

Costo anual, caso 4: 39.3 millones de dólares

En el Anexo 4, se presentan los resultados de la evaluación de cada caso.

De los resultados obtenidos de la simulación, se observa lo siguiente:

- La asignación por bloques en la situación actual disminuiría el costo que paga la distribuidora por el suministro, con lo que dicho menor costo será transferido directamente a los usuarios finales. El ahorro obtenido es de un 10%.
- La asignación por bloques considerando las empresas que usan RERNC no resultó con menores precio porque los precios adjudicados no han sido menores que los precios de la tabla 23, no hay mayor referencia sobre precios actualizados a nivel país.
- La asignación por bloques considerando todo el parque vigente generación vigente y proyectos renovables indicados en la tabla 25, resultó menor que la situación actual.

Además del ahorro obtenido por la asignación por bloques, también implica que el usuario no pagaría un cargo prima RER o no se incrementaría a los valores que hoy están vigentes debido a que las generadoras reciben el precio total directamente vía los contratos asignados en los procesos de licitación.

Otras consideraciones a tener en cuenta:

- El artículo 102 del reglamento de la ley de concesiones eléctricas indica lo siguiente: “En los consumos que fueran abastecidos simultáneamente por dos o más generadores, el COES deberá verificar que la energía total abastecida sea efectuada manteniendo mensualmente la misma proporción para cada uno de los suministradores.”

En adelante se debería indicar:

“En los consumos que fueran abastecidos simultáneamente por dos o más generadores, el COES deberá verificar que la energía total abastecida sea efectuada manteniendo mensualmente y/o por bloque según corresponda, la misma proporción para cada uno de los suministradores.”

- Los contratos actuales seguirán repartiéndose la energía en la proporción que indican los contratos, la energía que quede después de asignar la proporción de los contratos vigentes se repartirá en los bloques adjudicados en los respectivos procesos.



CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- a) La asignación de potencia firme a las centrales de generación eléctrica que usan RERNC, en el caso específico de las centrales solares resultan con valores muy bajos en relación a su potencia instalada, en consecuencia, tiene menor capacidad de contratación con los usuarios, a diferencia de las centrales eólicas que reciben un mayor reconocimiento en relación a su potencia instalada, que le otorga una mayor capacidad de contratación.
- b) La asignación por bloques de energía en los procesos de licitación de largo plazo, disminuirían los costos de abastecimientos de las empresas distribuidoras, sin embargo, la situación de sobrecontratación de las empresas distribuidoras no permitiría una asignación en el corto plazo, pero si existe una posibilidad en un plazo de 3 años como se indicó para el caso de la distribuidora Luz del Sur que fue utilizada en la simulación.
- c) Asignación de Potencia en Garantía no afecta la remuneración de potencia firme que hoy día reciben las empresas generadoras, debido a que este atributo no interviene en dicho proceso y sólo se asigna para darle una alternativa de contratación a las empresas que tienen generación que usan RERNC.
- d) Es viable hacer operativa la propuesta presentada, sin embargo, los precios del último proceso de licitación de largo plazo actualizado a la fecha resultan ser muy similares a los precios que se han ofertado en la cuarta licitación de renovables, por lo que, si no hay ninguna variación o mejora en los costos de las renovables, podría haber una fuerte competencia entre las centrales convencionales existentes y las que usan RERNC.
- e) La asignación por bloques disminuye los costos que tiene que pagar la empresa distribuidora y que serán transferidos a los usuarios finales.

5.2 RECOMENDACIONES

- a) Hacer un estudio de la capacidad disponible de energía en los próximos años y su costo de operación para ver la disponibilidad con que cuentan los agentes y tener una idea más precisa de la asignación de suministro por bloques para la propuesta.

- b) Dado que existe un tiempo en el cual los contratos actuales tienen una duración determinada, de largo plazo, debido al mercado al cual está dirigida la propuesta, se recomienda establecer un periodo de aplicación más cercano para que vayan conviviendo las estructuras de asignación y las antiguas vayan desapareciendo en el tiempo.
- c) Hacer un estudio estadístico más profundo para determinar la cantidad de bloques y la duración de los mismos.



BIBLIOGRAFÍA

- Balibrea Iniesta, J. (2017). Regulación económica y desarrollo de energías renovables: un análisis comparado de los casos de Francia y España. *Universidad Complutense*, 365. <https://doi.org/10.7818/ECOS.2017.26-3.12>
- Clerc, J., Olmedo, J. C., Peralta, J., Saavedra, M. L., Sauma, E., Urzúa, I., ... Sauma, E. (2017). *Energías renovables en Chile hacia una inserción eficiente en la matriz eléctrica*. Retrieved from www.cepchile.cl
- Congreso de la República. (2010). *Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables. Decreto Legislativo N 1002* (p. 7). p. 7. Retrieved from http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/Normas/DL_No_1002.pdf%5Cn http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-9ozj22z9ap5zz33z-DL_de_promocion_de_la_inversion_para_la_generacion_de_electricidad_con_el_uso_de_energias_renovables_1002.pdf
- El Peruano, D. O. (2011). *Aprueban nuevo reglamento de la generación de electricidad con energías renovables* (p. 6). p. 6.
- El Peruano, D. O. (2019). *Resolución Ministerial N° 455-2018-MEM/DM* (p. 1). p. 1.
- Electricidad, M. de E. y M.-D. G. de. (2009). *Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento* (pp. 1–58). pp. 1–58. Retrieved from http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-zhz3t10ozqz-Ley_de_concesiones_2.pdf
- García Carpio, R. (2008). Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y la confiabilidad en el suministro de electricidad. *Sein*.
- IRENA. (2016). *Análisis del Mercado de energías Renovables: América Latina*. 15. Retrieved from http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Market_Analysis_Latin_America_summary_ES_2016.pdf
- Mitma Ramírez, R. E. (2015). Análisis de la Regulación de Energías Renovables en el Perú. *Derecho & Sociedad*, 0(45), 167–176. Retrieved from <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoysociedad/article/view/15235/15703>
- Muñoz Muñoz, J. S. (2018). *Análisis de Escenarios de Interconexiones Internacionales de Chile con un enfoque en alta penetración de energía solar*. UNIVERSIDAD DE CHILE, FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA.
- Osinergmin. (2010). LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA. *Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - Osinergmin - Asesoría Legal*, pp. 1–67. Retrieved from http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEY_28832.pdf
- Proaño Ugalde, J. M. (2015). *Análisis crítico de la regulación y políticas de fomento relativas a las energías renovables no convencionales en Chile*. UNIVERSIDAD DE CHILE, FACULTAD DE DERECHO, DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE DERECHO.
- Balibrea Iniesta, J. (2017). Regulación económica y desarrollo de energías renovables: un análisis

- omparado de los casos de francia y españa. *Universidad Complutense*, 365.
<https://doi.org/10.7818/ECOS.2017.26-3.12>
- Clerc, J., Olmedo, J. C., Peralta, J., Saavedra, M. L., Sauma, E., Urzúa, I., ... Sauma, E. (2017). *Energías renovables en Chile hacia una inserción eficiente en la matriz eléctrica*. Retrieved from www.cepchile.cl
- Congreso de la República. (2010). *Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables. Decreto Legislativo N 1002* (p. 7). p. 7. Retrieved from http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/Normas/DL_No_1002.pdf%5Cn
http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-9ozj22z9ap5zz33z-DL_de_promocion_de_la_inversion_para_la_generacion_de_electricidad_con_el_uso_de_energias_renovables_1002.pdf
- El Peruano, D. O. (2011). *Aprueban nuevo reglamento de la generación de electricidad con energías renovables* (p. 6). p. 6.
- El Peruano, D. O. (2019). *Resolución Ministerial N° 455-2018-MEM/DM* (p. 1). p. 1.
- Electricidad, M. de E. y M.-D. G. de. (2009). *Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento* (pp. 1–58). pp. 1–58. Retrieved from http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-zhz3t10ozqz-Ley_de_concesiones_2.pdf
- García Carpio, R. (2008). Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y la confiabilidad en el suministro de electricidad. *Sein*.
- IRENA. (2016). *Análisis del Mercado de energías Renovables: América Latina*. 15. Retrieved from http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Market_Analysis_Latin_America_summary_ES_2016.pdf
- Mitma Ramírez, R. E. (2015). Análisis de la Regulación de Energías Renovables en el Perú. *Derecho & Sociedad*, 0(45), 167–176. Retrieved from <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoysociedad/article/view/15235/15703>
- Muñoz Muñoz, J. S. (2018). *Análisis de Escenarios de Interconexiones Internacionales de Chile con un enfoque en alta penetración de energía solar*. UNIVERSIDAD DE CHILE, FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA.
- Osinermin. (2010). LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA. *Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - Osinermin - Asesoría Legal*, pp. 1–67. Retrieved from http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEY_28832.pdf
- Proaño Ugalde, J. M. (2015). *Análisis crítico de la regulación y políticas de fomento relativas a las energías renovables no convencionales en Chile*. UNIVERSIDAD DE CHILE, FACULTAD DE DERECHO, DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE DERECHO.

ANEXOS



Anexo N° 1. Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables

DECRETO LEGISLATIVO N° 1002

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

Que, el Congreso de la República por Ley N° 29157 y de conformidad con el Artículo 104 de la Constitución Política del Perú ha delegado en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar sobre materias específicas, con la finalidad de facilitar la implementación del Acuerdo de Promoción Comercial Perú - Estados Unidos y su Protocolo de Enmienda, y el apoyo a la competitividad económica para su aprovechamiento, siendo algunas de las materias de delegación la mejora del marco regulatorio, el fortalecimiento institucional, la modernización del Estado, la promoción de la inversión privada, el impulso a la innovación tecnológica, así como el fortalecimiento institucional de la Gestión Ambiental;

Que, la economía peruana viene experimentando un incremento sostenido, que a su vez genera una mayor demanda de energía eléctrica, cuyas tasas han sido de 8,3% en 2006 y 10,8% en 2007. Se estima que hasta el 2015 la tasa promedio anual de crecimiento será de 7,3%, por lo que, teniendo en cuenta la entrada en vigencia del TLC PERÚ - EEUU; los requerimientos de nueva oferta de generación para dicho año se estiman en más de 3 600 MW, para ello, la opción más limpia y beneficiosa es promover que una parte importante de dicha oferta sea con energías renovables, en lugar de la generación de electricidad con derivados del petróleo y gas natural, por ser estas fuentes no renovables y contaminantes;

Que, el fomento de las energías renovables, eliminando cualquier barrera u obstáculo para su desarrollo, implica fomentar la diversificación de la matriz energética, constituyendo un avance hacia una política de seguridad energética y de protección del medio ambiente, siendo de interés público dar un marco legal en el cual se desarrollen estas energías que alienten estas inversiones y modifique las normas vigentes que no han sido efectivas al carecer de alicientes mínimos previstos en la legislación comparada;

Que, la presente iniciativa normativa traerá beneficios adicionales tales como la implementación de un marco de fomento de la inversión privada, eliminando barreras a esta actividad energética, la preservación del medio ambiente con la producción de energías limpias, contribuyendo a

lograr efectos positivos a nivel global y, al mismo tiempo, alcanzar una condición mínima de desarrollo de la economía peruana, la cual necesita una mayor seguridad en la disponibilidad de energía;

Que, es necesario dictar incentivos para promover la inversión en la generación de electricidad con el uso de fuentes de energía renovable, incentivar la investigación científica e innovación tecnológica, además de la realización de proyectos que califiquen como Mecanismos de Desarrollo Limpio y, de obtener éstos su registro, los respectivos Certificados de Reducción de Emisiones - CRE pueden ser negociables con empresas de los países industrializados que contabilizarán estas reducciones de GEI como parte de las metas cuantitativas a que se comprometieron con el Protocolo de Kyoto;

De conformidad con lo establecido en el artículo 104 de la Constitución Política del Perú;

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros y con cargo a dar cuenta al Congreso de la República;

Ha dado el Decreto Legislativo siguiente:

DECRETO LEGISLATIVO DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES

Artículo 1.- Objeto

El presente Decreto Legislativo tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

El presente Decreto Legislativo es de aplicación a la actividad de generación de electricidad con RER que entre en operación comercial a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo.

La obtención de los derechos eléctricos correspondientes, se sujeta a lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y normas complementarias.

Podrán acogerse a lo dispuesto en el presente Decreto Legislativo las nuevas operaciones de empresas que utilicen RER como energía primaria, previa acreditación ante el Ministerio de Energía y Minas.

Artículo 2.- Declaratoria de interés nacional y participación de la energía con RER en la matriz de generación de electricidad

2.1 Declárese de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de RER.

2.2 El Ministerio de Energía y Minas establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el cinco por ciento (5%) en cada uno de los años del primer quinquenio.

Artículo 3.- Recursos Energéticos Renovables (RER)

Para efectos del presente Decreto Legislativo, se entiende como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW.

Artículo 4.- Autoridades competentes

El Ministerio de Energía y Minas es la autoridad nacional competente encargada de promover proyectos que utilicen RER.

Los Gobiernos Regionales podrán promover el uso de RER dentro de sus circunscripciones territoriales, en el marco del Plan Nacional de Energías Renovables.

Artículo 5.- Comercialización de energía y potencia generada con RER

La generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero (0).

Para vender, total o parcialmente, la producción de energía eléctrica, los titulares de las instalaciones a los que resulte de aplicación el presente Decreto Legislativo deberán colocar su energía en el Mercado de Corto Plazo, al precio que resulte en dicho mercado, complementado con la prima fijada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) en caso que el costo marginal resulte menor que la tarifa determinada por el OSINERGMIN.

Para la fijación de la tarifa y la prima indicadas en el párrafo precedente, el OSINERGMIN efectuará los cálculos correspondientes considerando la clasificación de las instalaciones por categorías y grupos según las características de las distintas RER. La tarifa y la prima se determinan de tal manera que garanticen una rentabilidad no menor a la establecida en el artículo 79 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

Anexo N° 2. Curvas de Producción de Centrales Solares

En este anexo se presentan las curvas de producción de las centrales solares Rubí (Enel Green Power), Intipampa (Engie) y Panamericana Solar. Las gráficas corresponden a valores unitarios en función a la potencia máxima producida, para el período comprendido entre el 1 y el 7 de enero de 2020.

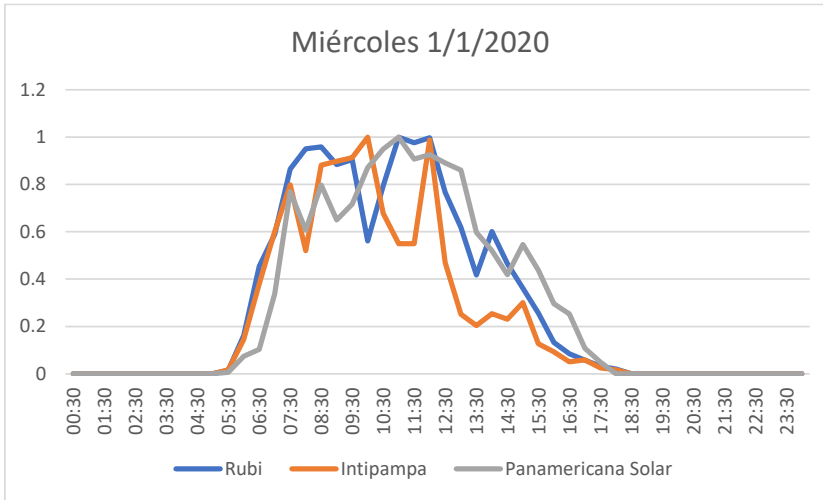


Gráfico 10 Curva unitaria de producción solar día miércoles 1 de enero de 2020

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/leod>

Elaboración propia

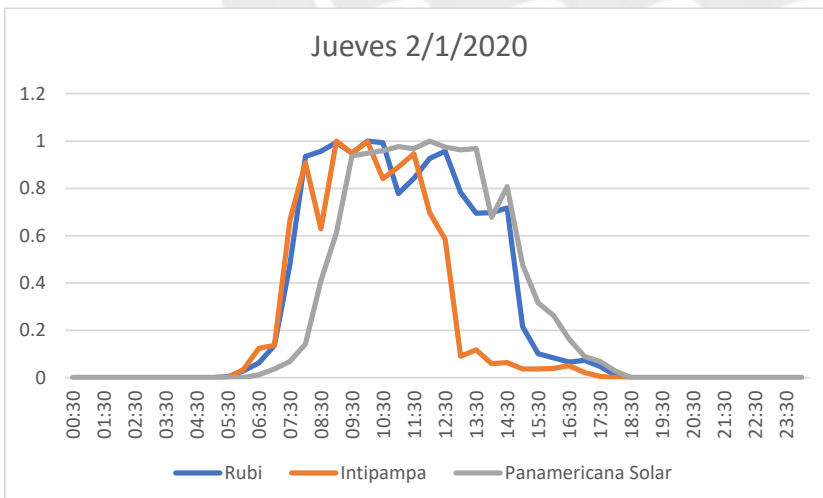


Gráfico 11 Curva unitaria de producción solar día jueves 2 de enero de 2020

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/leod>

Elaboración propia

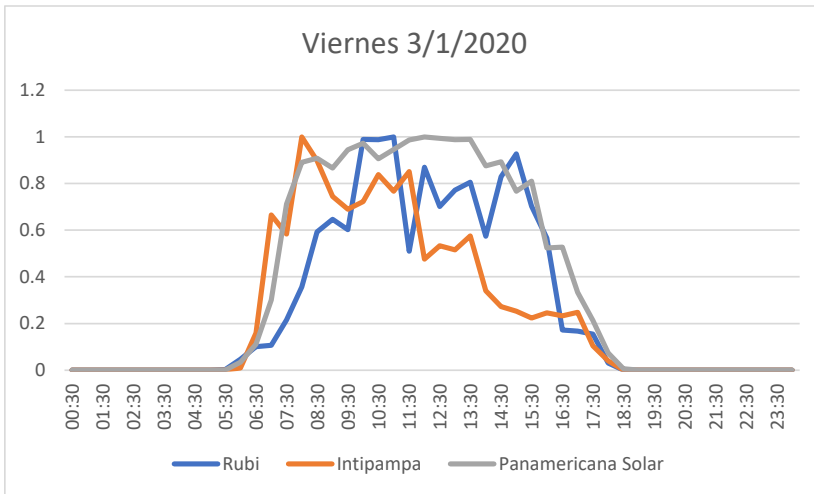


Gráfico 12 Curva unitaria de producción solar día viernes 3 de enero de 2020

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/leod>

Elaboración propia

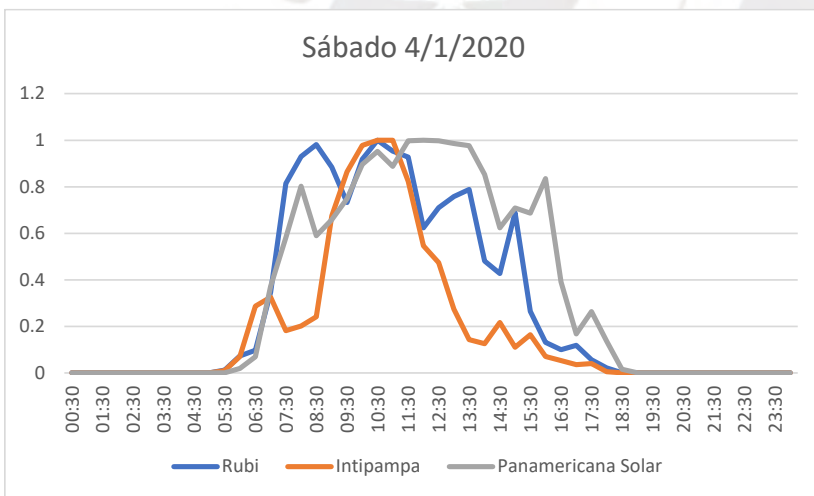


Gráfico 13 Curva unitaria de producción solar día sábado 4 de enero de 2020

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/leod>

Elaboración propia

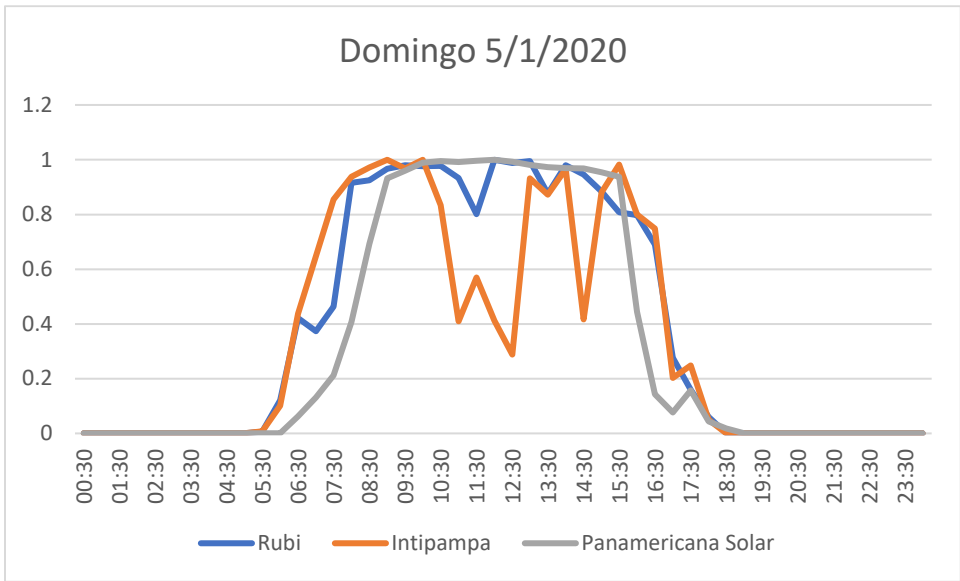


Gráfico 14 Curva unitaria de producción solar día domingo 5 de enero de 2020

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/leod>

Elaboración propia

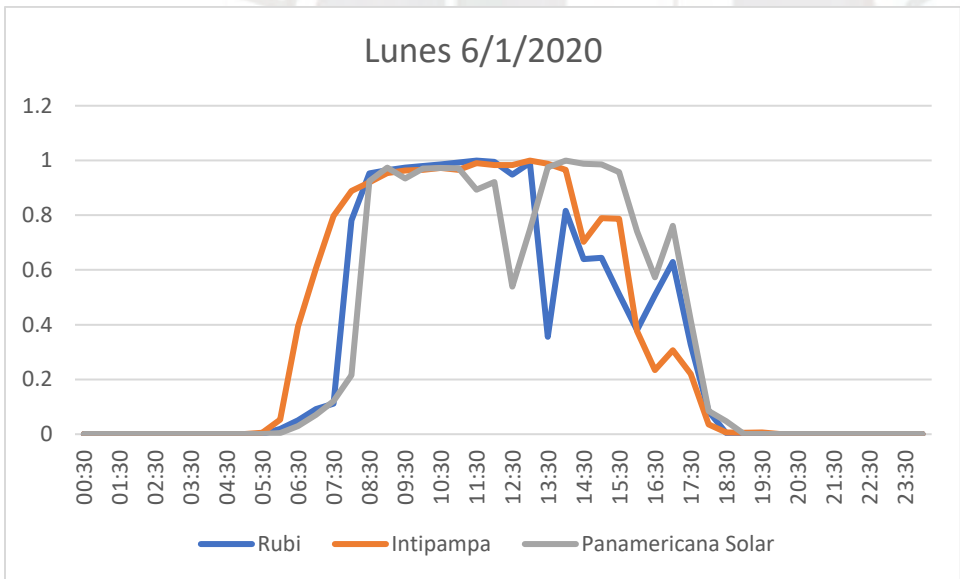


Gráfico 15 Curva unitaria de producción solar día Lunes 6 de enero de 2020

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/leod>

Elaboración propia

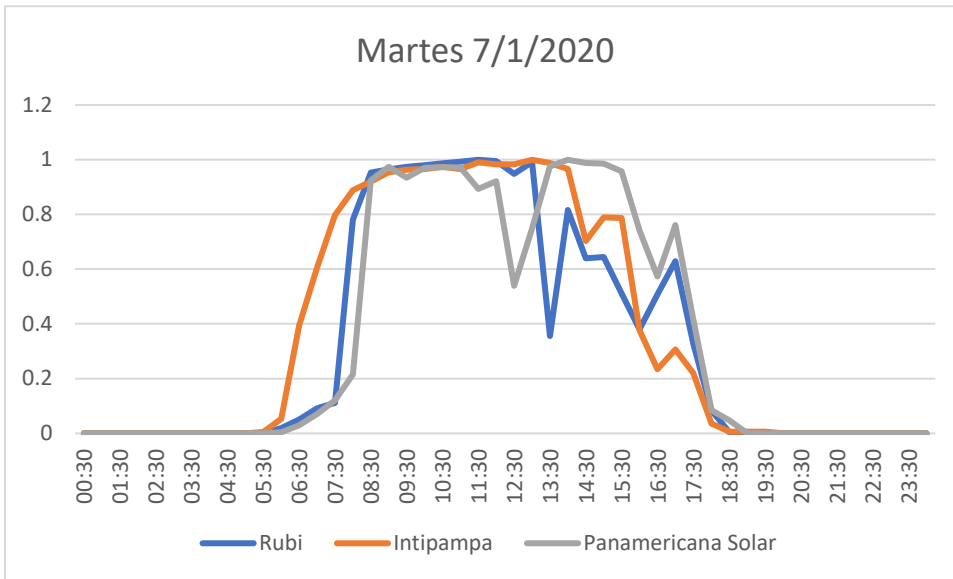


Gráfico 16 Curva unitaria de producción solar día Martes 7 de enero de 2020

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/leod>

Elaboración propia



Anexo N° 3. Curvas de Producción de Centrales Eólicas

En este anexo se presentan las curvas de producción de las centrales eólicas Wayra (Enel Green Power), Parque Eólico 3 Hermanas y Cupisnique. Las gráficas corresponden a valores unitarios en función a la potencia máxima producida, para el período comprendido entre el 1 y el 7 de enero de 2020.

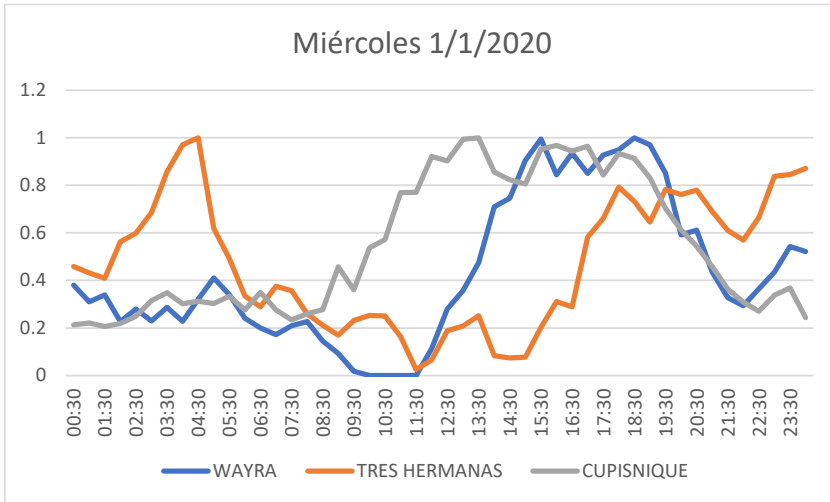


Gráfico 17 Curva unitaria de producción eólica día Miércoles 1 de enero de 2020

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/leod>

Elaboración propia

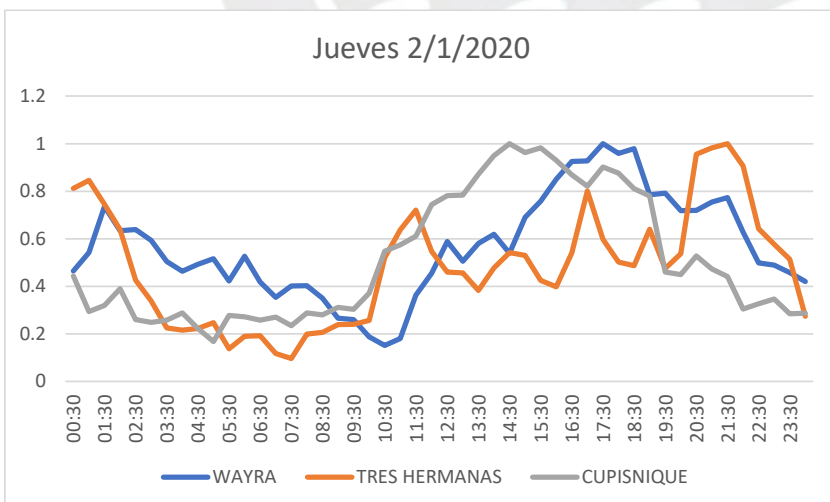


Gráfico 18 Curva unitaria de producción eólica día Jueves 2 de enero de 2020

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/leod>

Elaboración propia

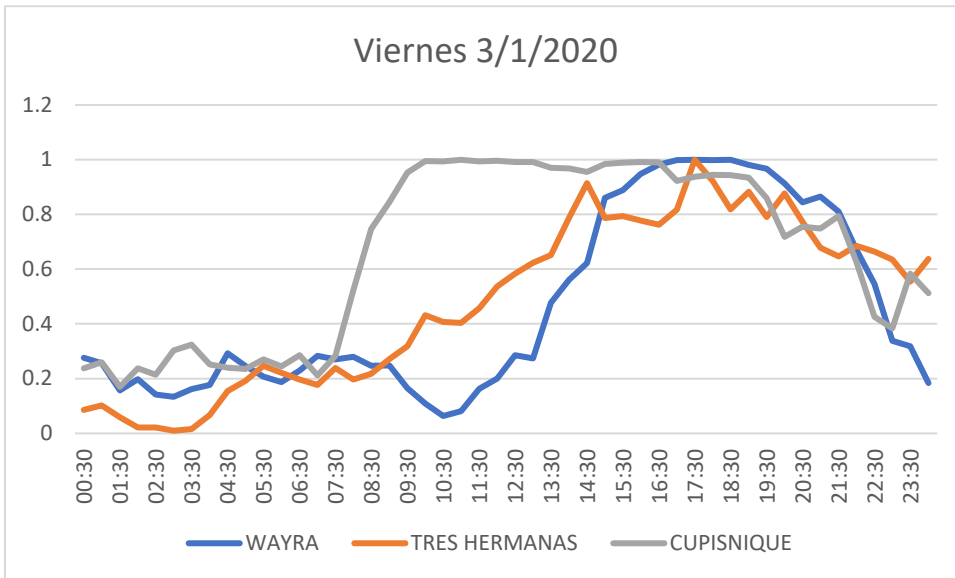


Gráfico 19 Curva unitaria de producción eólica día Viernes 3 de enero de 2020

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/leod>

Elaboración propia

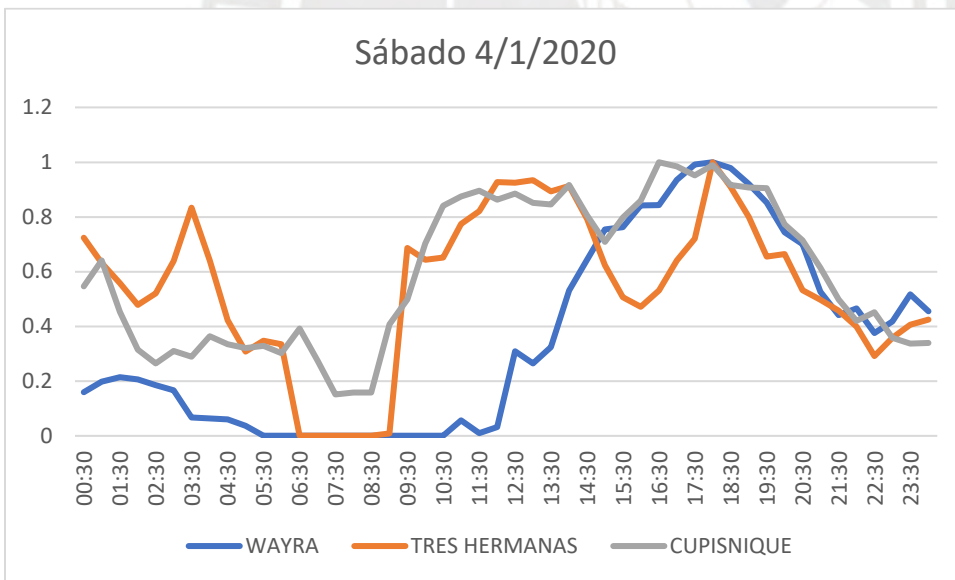


Gráfico 20 Curva unitaria de producción eólica día Sábado 4 de enero de 2020

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/leod>

Elaboración propia

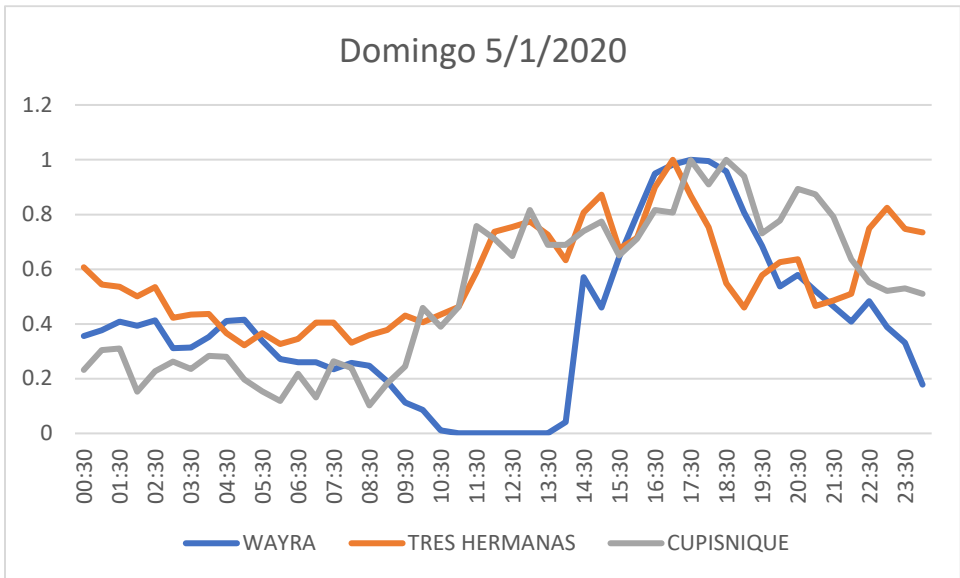


Gráfico 21 Curva unitaria de producción eólica día Domingo 5 de enero de 2020

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/leod>

Elaboración propia

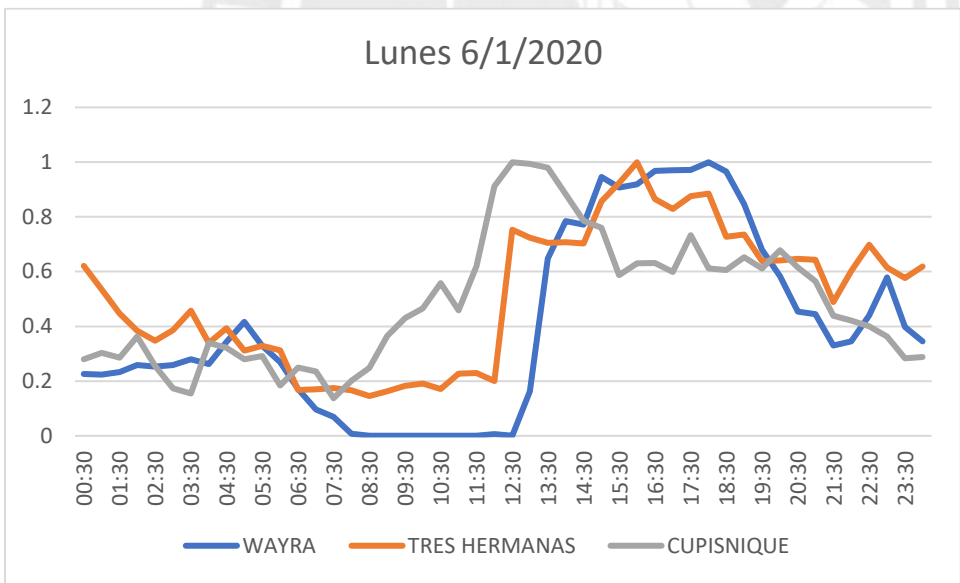


Gráfico 22 Curva unitaria de producción eólica día Lunes 6 de enero de 2020

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/leod>

Elaboración propia

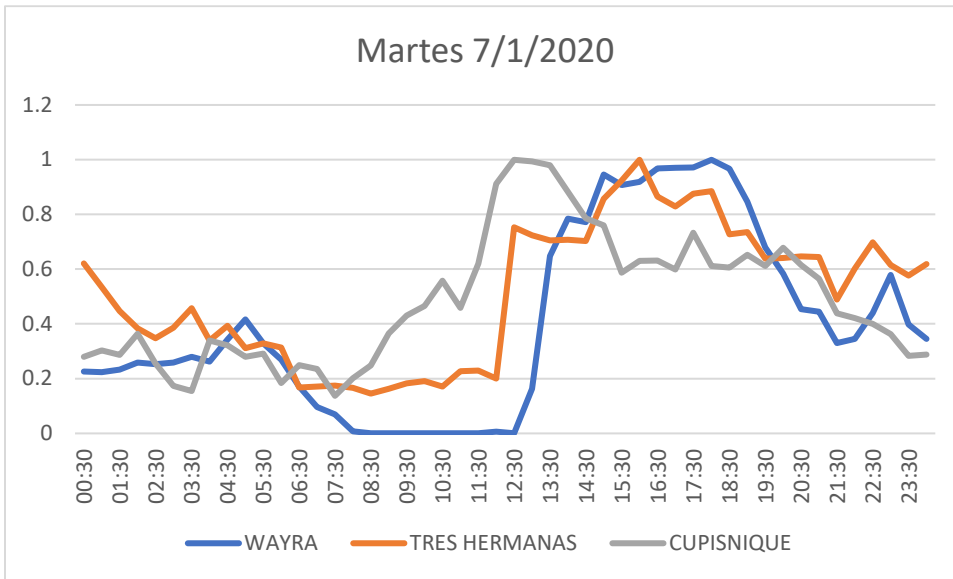


Gráfico 23 Curva unitaria de producción eólica día Martes 7 de enero de 2020

Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/leod>

Elaboración propia



Anexo N° 4. Resumen de resultados de simulación

Tabla 27 Resultados Caso 1

Demanda **150** MW

CONSIDERANDO SÓLO LAS OFERTAS DE LAS LICITACIONES DE LARGO PLAZO

| Bloque | 00-06.30 | | | 06.30-17.00 | | | 18.00-24.00 | | | Potencia 6.36 \$/kW-mes | | |
|-----------------|----------|-------|-------|-------------|-----|-------|-------------|-----|-------|-------------------------------|-----|-------|
| Hora Inicial | 00:00 | | | 06:30 | | | 17:00 | | | | | |
| Hora Final | 06:30 | | | 17:00 | | | 24:00:00 | | | | | |
| Horas | 6.5 | | | 10.5 | | | 7.0 | | | | | |
| Factor de carga | 0.62 | | | 0.88 | | | 0.92 | | | | | |
| | B1 | B2 | B3 | MW | | | MW | | | | | |
| 1 | 28.34 | 28.34 | 28.34 | 5 | 5 | 1 | 5 | 5 | 1 | 5 | 5 | 1 |
| 2 | 28.43 | 28.43 | 28.43 | 5 | 10 | 1 | 5 | 10 | 1 | 5 | 10 | 1 |
| 3 | 28.46 | 30.09 | 30.09 | 100 | 110 | 1 | 100 | 110 | 1 | 100 | 110 | 1 |
| 4 | 28.49 | 30.42 | 30.42 | 70 | 180 | 0.571 | 70 | 180 | 0.571 | 70 | 180 | 0.571 |
| 5 | 28.96 | 30.65 | 30.65 | 20 | 200 | 0 | 20 | 200 | 0 | 20 | 200 | 0 |
| 6 | 29.11 | 33.32 | 33.32 | 5 | 205 | 0 | 14 | 214 | 0 | 14 | 214 | 0 |
| 7 | 29.11 | 33.53 | 33.53 | 5 | 210 | 0 | 5 | 219 | 0 | 5 | 219 | 0 |
| 8 | 33.32 | 35.91 | 35.91 | 14 | 224 | 0 | 81 | 300 | 0 | 81 | 300 | 0 |

| | | | | | |
|----------------------|--------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| Costo anual (mio \$) | 43.5 x 1 año | 17,206 x 1 día | 41,669 x 1 día | 29,042 x 1 día | 954,000 x 1 mes |
|----------------------|--------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|

Tabla 28 Resultados Caso 2

Demanda **150** MW

93 MW

132 MW

150 MW

CONSIDERANDO SÓLO LAS OFERTAS DE LAS LICITACIONES DE LARGO PLAZO

| Bloque | 00-06.30 | | | 06.30-17.00 | | | 18.00-24.00 | | | Potencia 6.36 \$/kW-mes | | |
|-----------------|----------|-------|-------|-------------|-----|------|-------------|-----|-------|-------------------------------|-----|-------|
| Hora Inicial | 00:00 | | | 06:30 | | | 17:00 | | | | | |
| Hora Final | 06:30 | | | 17:00 | | | 24:00:00 | | | | | |
| Horas | 6.5 | | | 10.5 | | | 7.0 | | | | | |
| Factor de carga | 0.62 | | | 0.88 | | | 0.92 | | | | | |
| | B1 | B2 | B3 | MW | | | MW | | | | | |
| 1 | 28.34 | 28.34 | 28.34 | 5 | 5 | 1 | 5 | 5 | 1 | 5 | 5 | 1 |
| 2 | 28.43 | 28.43 | 28.43 | 5 | 10 | 1 | 5 | 10 | 1 | 5 | 10 | 1 |
| 3 | 28.46 | 30.09 | 30.09 | 100 | 110 | 0.83 | 100 | 110 | 1 | 100 | 110 | 1 |
| 4 | 28.49 | 30.42 | 30.42 | 70 | 180 | 0 | 70 | 180 | 0.314 | 70 | 180 | 0.571 |
| 5 | 28.96 | 30.65 | 30.65 | 20 | 200 | 0 | 20 | 200 | 0 | 20 | 200 | 0 |
| 6 | 29.11 | 33.32 | 33.32 | 5 | 205 | 0 | 14 | 214 | 0 | 14 | 214 | 0 |
| 7 | 29.11 | 33.53 | 33.53 | 5 | 210 | 0 | 5 | 219 | 0 | 5 | 219 | 0 |
| 8 | 33.32 | 35.91 | 35.91 | 14 | 224 | 0 | 81 | 300 | 0 | 81 | 300 | 0 |

| | | | | | |
|----------------------|--------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| Costo anual (mio \$) | 39.3 x 1 año | 10,664 x 1 día | 36,610 x 1 día | 29,042 x 1 día | 954,000 x 1 mes |
|----------------------|--------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|

Tabla 29 Resultados Caso 3

Demanda **150** MW

93 MW

132 MW

150 MW

CONSIDERANDO SÓLO LAS OFERTAS DE LAS LICITACIONES DE RENOVABLES

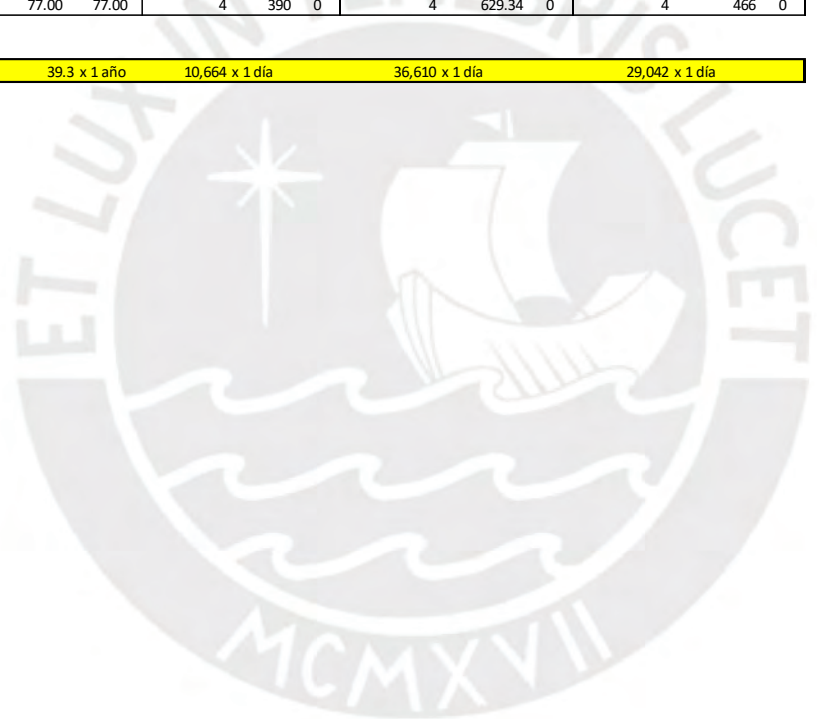
| Bloque | 00-06.30 | | | 06.30-17.00 | | | 18.00-24.00 | | | Potencia 6.36 \$/kW-mes | | |
|-----------------|----------|-------|-------|-------------|-----|-------|-------------|-----|-------|-------------------------------|-----|-------|
| Hora Inicial | 00:00 | | | 06:30 | | | 17:00 | | | | | |
| Hora Final | 06:30 | | | 17:00 | | | 24:00:00 | | | | | |
| Horas | 6.5 | | | 10.5 | | | 7.0 | | | | | |
| Factor de carga | 0.62 | | | 0.88 | | | 0.92 | | | | | |
| | B1 | B2 | B3 | MW | | | MW | | | | | |
| 1 | 36.84 | 36.84 | 36.84 | 18 | 18 | 1 | 18 | 18 | 1 | 18 | 18 | 1 |
| 2 | 37.79 | 37.79 | 37.79 | 18 | 36 | 1 | 18 | 36 | 1 | 18 | 36 | 1 |
| 3 | 37.83 | 37.83 | 37.83 | 126 | 162 | 0.452 | 126 | 162 | 0.762 | 126 | 162 | 0.905 |
| 4 | 48.00 | 48.00 | 48.00 | 0 | 162 | 0 | 123.34 | 285 | 0 | 0 | 162 | 0 |
| 5 | 48.50 | 48.50 | 48.50 | 0 | 162 | 0 | 40 | 325 | 0 | 0 | 162 | 0 |
| 6 | 77.00 | 77.00 | 77.00 | 4 | 166 | 0 | 4 | 329 | 0 | 4 | 166 | 0 |

| | | | | | |
|----------------------|--------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| Costo anual (mio \$) | 46.7 x 1 año | 14,104 x 1 día | 45,969 x 1 día | 36,424 x 1 día | 954,000 x 1 mes |
|----------------------|--------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|

Tabla 30 Resultados Caso 4

| Demanda | | | | 150 MW | | | 93 MW | | | 132 MW | | | 150 MW | | | Potencia 6.36 \$/kW-mes |
|--------------------------------|-------|-------|-------|----------|-----|------|-------------|--------|-------|-------------|-----|-------|--------|-----|-------|-------------------------------|
| CONSIDERANDO TODAS LAS OFERTAS | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bloque | | | | 00-06.30 | | | 06.30-17.00 | | | 18.00-24.00 | | | | | | |
| Hora Inicial | | | | 00:00 | | | 06:30 | | | 17:00 | | | | | | |
| Hora Final | | | | 06:30 | | | 17:00 | | | 24:00:00 | | | | | | |
| Horas | | | | 6.5 | | | 10.5 | | | 7.0 | | | 24.0 | | | |
| Factor de carga | | | | 0.62 | | | 0.88 | | | 0.92 | | | | | | |
| | | | | MW | | | MW | | | MW | | | | | | |
| | B1 | B2 | B3 | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 28.34 | 28.34 | 28.34 | 5 | 5 | 1 | 5 | 5 | 1 | 5 | 5 | 1 | 5 | 5 | 1 | |
| 2 | 28.43 | 28.43 | 28.43 | 5 | 10 | 1 | 5 | 10 | 1 | 5 | 10 | 1 | 5 | 10 | 1 | |
| 3 | 28.46 | 30.09 | 30.09 | 100 | 110 | 0.83 | 100 | 110 | 1 | 100 | 110 | 1 | 100 | 110 | 1 | |
| 4 | 28.49 | 30.42 | 30.42 | 70 | 180 | 0 | 70 | 180 | 0.314 | 70 | 180 | 0.571 | 70 | 180 | 0.571 | |
| 5 | 28.96 | 30.65 | 30.65 | 20 | 200 | 0 | 20 | 200 | 0 | 20 | 200 | 0 | 20 | 200 | 0 | |
| 6 | 29.11 | 33.32 | 33.32 | 5 | 205 | 0 | 14 | 214 | 0 | 14 | 214 | 0 | 14 | 214 | 0 | |
| 7 | 29.11 | 33.53 | 33.53 | 5 | 210 | 0 | 5 | 219 | 0 | 5 | 219 | 0 | 5 | 219 | 0 | |
| 8 | 33.32 | 35.91 | 35.91 | 14 | 224 | 0 | 81 | 300 | 0 | 81 | 300 | 0 | 81 | 300 | 0 | |
| 9 | 36.84 | 36.84 | 36.84 | 18 | 242 | 0 | 18 | 318 | 0 | 18 | 318 | 0 | 18 | 318 | 0 | |
| 10 | 37.79 | 37.79 | 37.79 | 18 | 260 | 0 | 18 | 336 | 0 | 18 | 336 | 0 | 18 | 336 | 0 | |
| 11 | 37.83 | 37.83 | 37.83 | 126 | 386 | 0 | 126 | 462 | 0 | 126 | 462 | 0 | 126 | 462 | 0 | |
| 12 | 48.00 | 48.00 | 48.00 | 0 | 386 | 0 | 123.34 | 585.34 | 0 | 0 | 462 | 0 | 0 | 462 | 0 | |
| 13 | 48.50 | 48.50 | 48.50 | 0 | 386 | 0 | 40 | 625.34 | 0 | 0 | 462 | 0 | 0 | 462 | 0 | |
| 14 | 77.00 | 77.00 | 77.00 | 4 | 390 | 0 | 4 | 629.34 | 0 | 4 | 466 | 0 | 4 | 466 | 0 | |

| | | | | | |
|----------------------|--------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| Costo anual (mio \$) | 39.3 x 1 año | 10,664 x 1 día | 36,610 x 1 día | 29,042 x 1 día | 954,000 x 1 mes |
|----------------------|--------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|



Anexo N° 5. Riesgos de Comercialización de Centrales Solares

Tabla 31 Margen de Comercialización Central Solar Rubí. Ventas: 24 horas

| | | | | | | |
|---------------------|----------------------------|--------------------|------|------|------|-----------------|
| | Precio adjudicado | 164.832 Soles /MWh | | | | |
| | Precio Venta | 164.832 Soles /MWh | | | | |
| Ingresos | Spot | 14 | 31 | 115 | 98 | 96 Millón Soles |
| Ingresos | Contrato | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 Millón Soles |
| Egresos | Contrato | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 Millón Soles |
| Margen | | 14 | 31 | 115 | 98 | 96 Millón Soles |
| Ingresos Licitación | | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 Millón Soles |
| | Margen de Comercialización | | | | | |
| | | 2019 | 2016 | 2008 | 2004 | 2006 |
| Margen | | 14 | 31 | 115 | 98 | 96 |
| | 0% | 14 | 31 | 115 | 98 | 96 |
| | 10% | 32 | 44 | 101 | 88 | 89 |
| | 20% | 50 | 57 | 87 | 79 | 82 |
| | 30% | 68 | 69 | 73 | 69 | 76 |
| | 40% | 87 | 82 | 59 | 60 | 69 |
| | 50% | 105 | 95 | 45 | 50 | 62 |
| | 60% | 123 | 108 | 31 | 41 | 55 |
| | 70% | 142 | 120 | 18 | 31 | 48 |
| | 80% | 160 | 133 | 4 | 22 | 42 |
| | 90% | 178 | 146 | -10 | 13 | 35 |
| | 100% | 196 | 158 | -24 | 3 | 28 |

Fuente: Elaboración propia

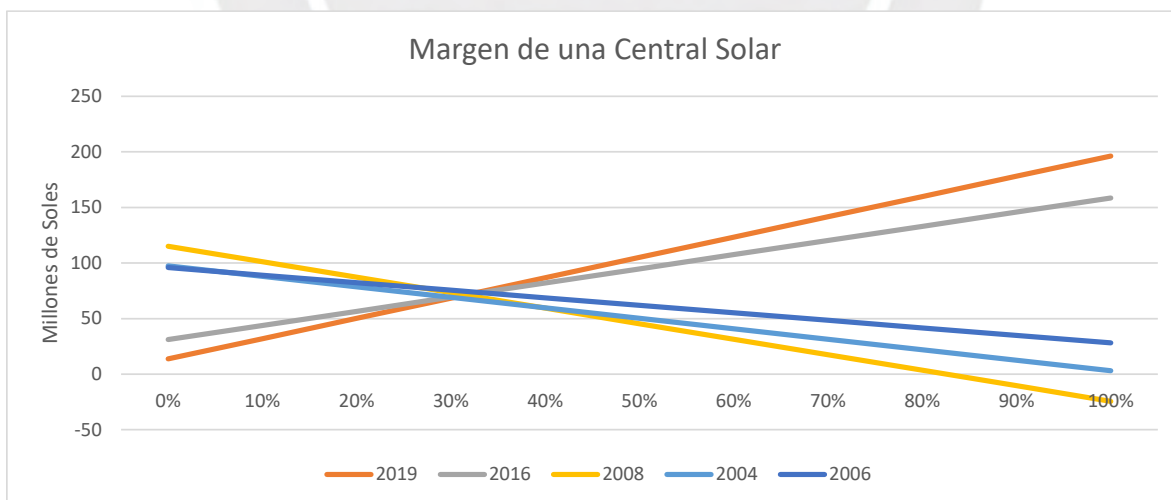


Gráfico 24 Margen de Comercialización de la Central Solar Rubí, venta: 24 horas
Elaboración propia

Tabla 32 Margen de Comercialización Central Solar Rubí. Ventas: 6:30 a 17:00 horas

| | | | | | |
|----------------------------|--------------------|------|------|------|-----------------|
| Precio adjudicado | 164.832 Soles /MWh | | | | |
| Precio Venta | 164.832 Soles /MWh | | | | |
| Ingresos Spot | 14 | 31 | 115 | 98 | 96 Millón Soles |
| Ingresos Contrato | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 Millón Soles |
| Egresos Contrato | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 Millón Soles |
| Margen | 14 | 31 | 115 | 98 | 96 Millón Soles |
| Ingresos Licitación | 69 | 69 | 69 | 69 | 69 Millón Soles |
| Margen de Comercialización | | | | | |
| | 2019 | 2016 | 2008 | 2004 | 2006 |
| Margen | 14 | 31 | 115 | 98 | 96 |
| 0% | 14 | 31 | 115 | 98 | 96 |
| 10% | 22 | 37 | 109 | 93 | 92 |
| 20% | 30 | 42 | 102 | 89 | 88 |
| 30% | 38 | 47 | 96 | 84 | 84 |
| 40% | 45 | 53 | 89 | 80 | 80 |
| 50% | 53 | 58 | 83 | 75 | 76 |
| 60% | 61 | 64 | 76 | 71 | 73 |
| 70% | 69 | 69 | 70 | 67 | 69 |
| 80% | 77 | 75 | 63 | 62 | 65 |
| 90% | 85 | 80 | 57 | 58 | 61 |
| 100% | 93 | 86 | 50 | 53 | 57 |

Fuente: Elaboración propia.

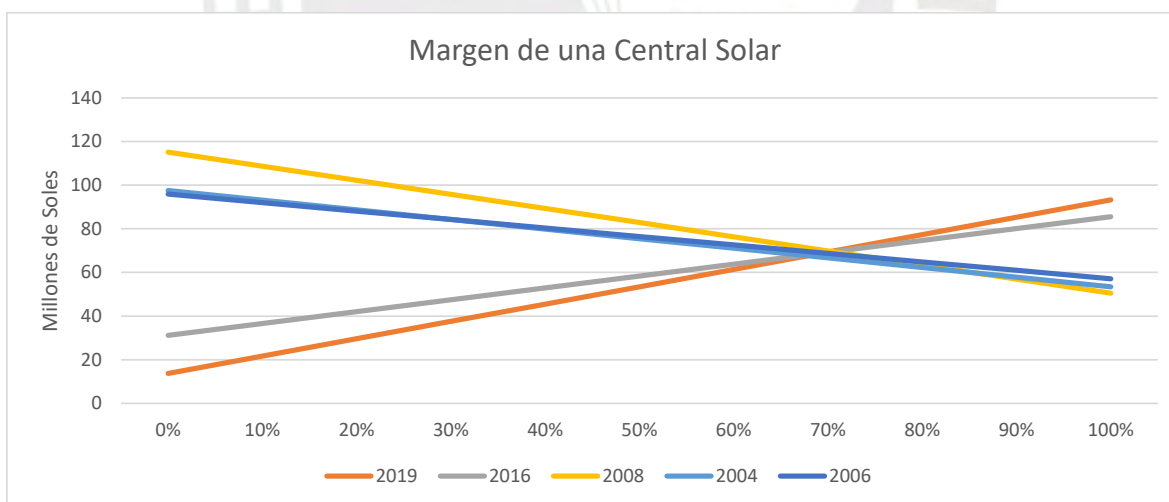


Gráfico 25 Margen de Comercialización de la Central Solar Rubí, venta: 06:30 a 17:00 horas

Elaboración propia

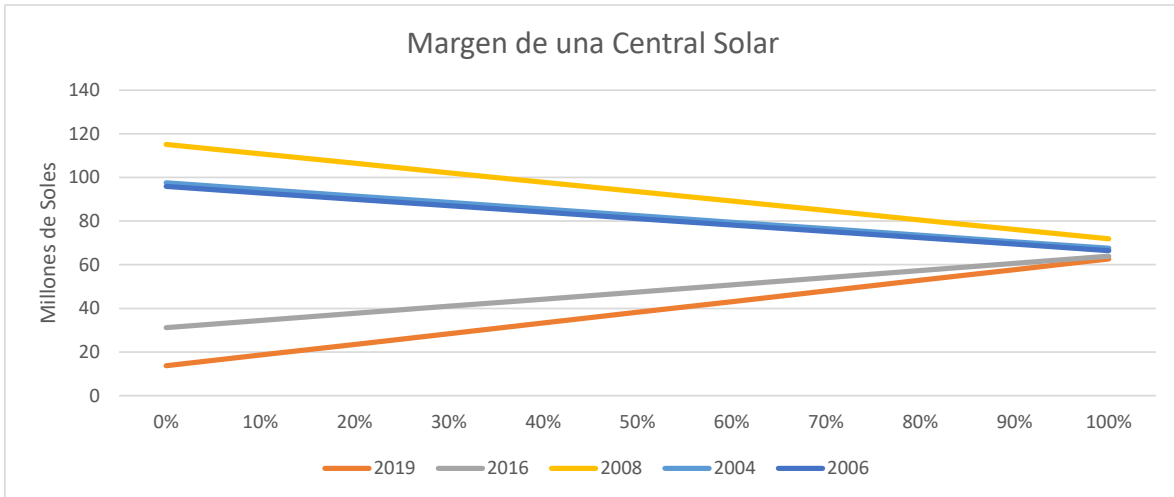


Gráfico 26 Margen de Comercialización de la Central Solar Rubí, venta: 09:30 a 16:00 horas

Elaboración propia



Anexo N° 6. Riesgos de Comercialización de Centrales Eólicas

Tabla 33 Margen de Comercialización Central Eólica Wayra. Ventas: 24 horas

| | | | | | |
|----------------------------|---------------------|------|------|------|------------------|
| Precio adjudicado | 129.8052 Soles /MWh | | | | |
| Precio Venta | 129.8052 Soles /MWh | | | | |
| Ingresos Spot | 18 | 44 | 171 | 140 | 138 Millón Soles |
| Ingresos Contrato | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 Millón Soles |
| Egresos Contrato | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 Millón Soles |
| Margen | 18 | 44 | 171 | 140 | 138 Millón Soles |
| Ingresos Licitación | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 Millón Soles |
| Margen de Comercialización | | | | | |
| | 2019 | 2016 | 2008 | 2004 | 2006 |
| Margen | 18 | 44 | 171 | 140 | 138 |
| 0% | 18 | 44 | 171 | 140 | 138 |
| 10% | 29 | 50 | 155 | 128 | 128 |
| 20% | 41 | 57 | 139 | 116 | 119 |
| 30% | 52 | 63 | 124 | 104 | 109 |
| 40% | 63 | 70 | 108 | 93 | 99 |
| 50% | 75 | 77 | 93 | 81 | 90 |
| 60% | 86 | 83 | 77 | 69 | 80 |
| 70% | 97 | 90 | 61 | 57 | 71 |
| 80% | 109 | 96 | 46 | 45 | 61 |
| 90% | 120 | 103 | 30 | 33 | 51 |
| 100% | 131 | 110 | 15 | 22 | 42 |

Fuente: Elaboración propia

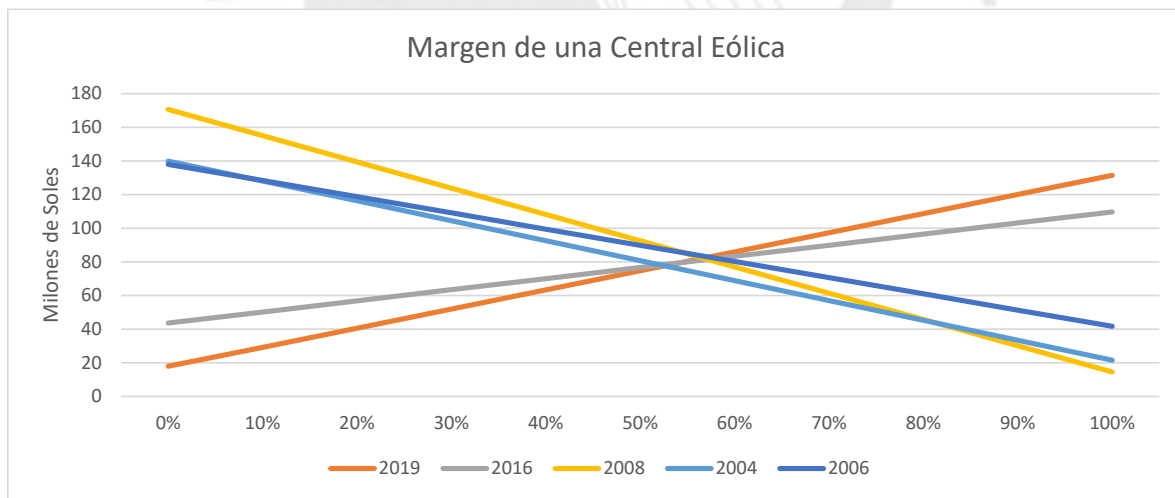


Gráfico 27 Margen de Comercialización de la Central Eólica Wayra, venta: 24 horas

Elaboración propia

Tabla 34 Margen de Comercialización Central Eólica Wayra. Ventas: 06:30 a 17:00 horas

| | | | | | | |
|----------------------------|-------------------|---------------------|------|------|------|------------------|
| | Precio adjudicado | 129.8052 | | | | |
| | Precio Venta | 129.8052 Soles /MWh | | | | |
| Ingresos | Spot | 18 | 44 | 171 | 140 | 138 Millón Soles |
| Ingresos | Contrato | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 Millón Soles |
| Egresos | Contrato | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 Millón Soles |
| Margen | | 18 | 44 | 171 | 140 | 138 Millón Soles |
| Ingresos Licitación | | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 Millón Soles |
| Margen de Comercialización | | | | | | |
| | | 2019 | 2016 | 2008 | 2004 | 2006 |
| Margen | | 18 | 44 | 171 | 140 | 138 |
| | 0% | 18 | 44 | 171 | 140 | 138 |
| | 10% | 23 | 46 | 163 | 135 | 133 |
| | 20% | 28 | 49 | 156 | 129 | 128 |
| | 30% | 33 | 52 | 149 | 124 | 123 |
| | 40% | 38 | 55 | 142 | 118 | 118 |
| | 50% | 42 | 58 | 135 | 113 | 113 |
| | 60% | 47 | 60 | 128 | 107 | 108 |
| | 70% | 52 | 63 | 121 | 102 | 103 |
| | 80% | 57 | 66 | 114 | 97 | 98 |
| | 90% | 62 | 69 | 106 | 91 | 93 |
| | 100% | 67 | 71 | 99 | 86 | 88 |

Fuente: Elaboración propia

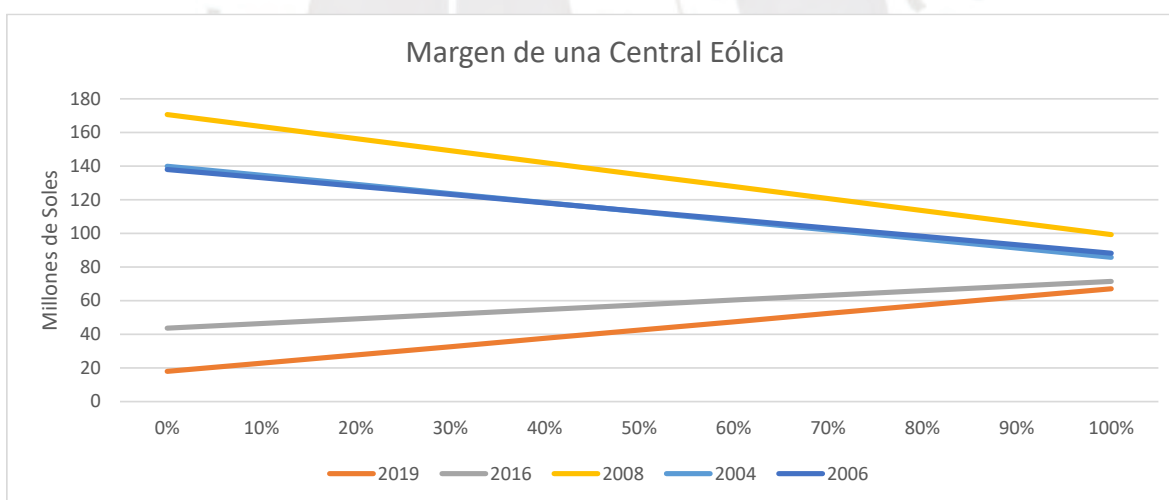


Gráfico 28 Margen de Comercialización de la Central Eólica Wayra, venta: 06:30 a 17:00 horas

Elaboración propia

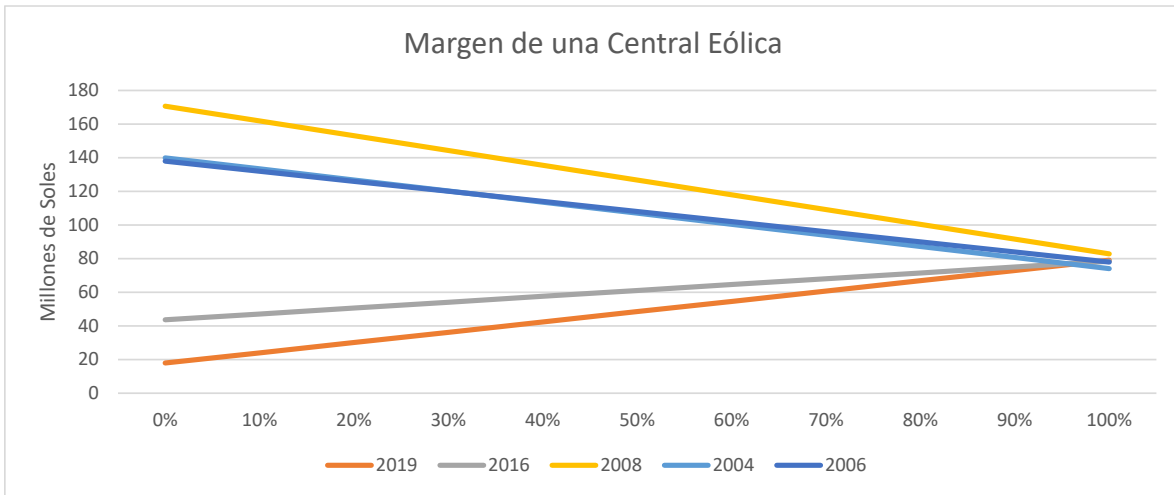


Gráfico 29 Margen de Comercialización de la Central Eólica Wayra, venta: 05:30 a 18:30 horas

Elaboración propia

