

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
UNIDAD DE INVESTIGACIÓN



INFORME FINAL DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**“IMPACTO DE LA POTENCIA FIRME ASIGNADA A LA
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON RECURSOS
ENERGÉTICOS RENOVABLES EN LAS TRANSACCIONES
ECONÓMICAS DENTRO DEL MERCADO ELÉCTRICO
PERUANO DURANTE EL AÑO 2020”**

AUTOR: Mg. Ing. Jessica Rosario Meza Zamata

PERIODO DE EJECUCIÓN: De marzo 2020 a febrero 2021
Resolución de aprobación N°185-2020-R

Callao, 2021
PERÚ

HOJA DE REFERENCIA DE APROBACIÓN



DEDICATORIA

Dedico este proyecto a la Universidad Nacional del Callao, por brindarme la oportunidad y el tiempo necesario para desarrollarlo.

Y a mis padres, que me formaron con reglas, libertades y motivación constante para alcanzar mis metas.



AGRADECIMIENTO

Agradezco a la Unidad de Investigación de la FIEE, que invirtió su tiempo para dar las observaciones a este proyecto de investigación, así como la constante guía para concluir satisfactoriamente.



INFORMACIÓN BÁSICA

FACULTAD: Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

UNIDAD DE INVESTIGACIÓN: Unidad de Investigación de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

TÍTULO: Impacto de la potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables en las transacciones económicas dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020

EJECUTOR

Nombres y Apellidos : Jessica Rosario Meza Zamata
Título profesional : Ingeniero Electricista
Grado Académico : Maestro en Ingeniería Eléctrica mención en Gestión de Sistemas de Energía Eléctrica
Categoría : Auxiliar
Clase : Tiempo completo
Condición : Nombrado
Código : 5627

ASESOR: No

LUGAR DE EJECUCIÓN: Lima

TIPO DE INVESTIGACIÓN: Descriptivo-Explicativa

UNIDADES DE ANÁLISIS: Centrales de generación con recursos energéticos renovables del mercado eléctrico

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS.....	4
ÍNDICE DE FIGURAS.....	5
RESUMEN.....	7
ABSTRACT.....	8
INTRODUCCIÓN.....	9
I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	10
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA.....	10
1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	11
1.3 OBJETIVOS.....	11
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	12
1.5 LIMITANTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	12
II. MARCO TEÓRICO.....	14
2.1 ANTECEDENTES DEL ESTUDIO.....	14
2.1.1. <i>Antecedentes internacionales</i>	14
2.1.2. <i>Antecedentes nacionales</i>	19
2.2 MARCO.....	21
2.2.1 <i>Teórico</i>	21
2.2.1.1. Mercado Eléctrico Peruano.....	21
2.2.1.2. Coes.....	22
2.2.1.3. Decreto Legislativo N° 1002.....	23
2.2.1.4. Decreto Supremo N° 012-2011-EM.....	24
2.2.1.5. Energía solar.....	25
2.2.1.6. Energía eólica.....	27
2.2.1.7. Energía biomasa.....	27
2.2.1.8. Energía minihidráulica.....	28
2.2.1.9. Energía marítima.....	29
2.2.1.10. Energía geotérmica.....	30
2.2.1.11. Atlas eólico del Perú.....	31

2.2.1.12. Atlas de energía solar del Perú	33
2.2.1.13. Transacciones económicas	34
2.2.1.14. Potencia Firme de las RER	36
2.3 CONCEPTUAL.....	37
2.3.1 Subasta de energía renovable.....	38
2.3.2 Potencia Firme de las centrales hidráulicas.....	40
2.3.3 Potencia Firme de las centrales térmicas	40
2.3.4 Potencia Firme de las centrales eólicas y solares	40
2.3.5 Mecanismo de pago de la prima RER	41
2.4 DEFINICIONES DE TÉRMINOS.....	42
III. HIPÓTESIS Y VARIABLES	44
3.1 HIPÓTESIS.....	44
3.2 DEFINICIÓN CONCEPTUAL DE LAS VARIABLES.....	44
3.3 OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES	45
IV. DISEÑO METODOLÓGICO	46
4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	46
4.2 MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN	46
4.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	46
4.4 LUGAR DE ESTUDIO Y PERÍODO DESARROLLADO	46
4.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN	47
4.6 ANÁLISIS Y PROCESAMIENTO DE DATOS	47
V. RESULTADOS	48
5.1 RESULTADOS DESCRIPTIVOS.....	48
5.1.1 Centrales con RER.....	48
5.1.2 Utilización de los recursos energéticos	49
5.1.3 Despacho de generación.....	53
5.1.4 Potencia firme de las centrales RER.....	70
5.1.5 Ingresos por potencia de las centrales RER	71
5.2 RESULTADOS INFERENCIALES	73
5.2.1 Tarifas de las centrales RER.....	73
5.2.2 Ingresos en el MCP de las centrales RER	74
5.2.3 Evolución de la potencia firme del mercado	75
VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	77
6.1 CONTRASTACIÓN Y DEMOSTRACIÓN DE LA HIPÓTESIS CON LOS RESULTADOS	77

6.2	CONTRASTACIÓN DE LOS RESULTADOS CON OTROS ESTUDIOS SIMILARES	79
6.3	RESPONSABILIDAD ÉTICA	79
	CONCLUSIONES	80
	RECOMENDACIONES	81
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82
	ANEXO	85

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA N° 1: ESTADÍSTICAS DE AMÉRICA DEL SUR	17
TABLA N° 2: CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR HABITANTE (KWH/HABITANTE) .	18
TABLA N° 3: POTENCIAL DE LAS CENTRALES DE RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES.....	20
TABLA N° 4: POTENCIAL EÓLICO (MW) EN EL PERÚ (100 M) SEGÚN EL ATLAS EÓLICO.....	32
TABLA N° 5: REQUERIMIENTO DE ENERGÍA DE LA PRIMERA SUBASTA	38
TABLA N° 6: RESUMEN DE RESULTADOS DE LA CUARTA SUBASTA	39
TABLA N° 7: FECHA DE LA POC DE LAS CENTRALES CON RER	48
TABLA N° 8: POTENCIA INSTALADA DE LAS CENTRALES CON RER (MW)	49
TABLA N° 9: PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA EÓLICA	50
TABLA N° 10: PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA SOLAR	51
TABLA N° 11: COSTOS VARIABLES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN.....	53
TABLA N° 12: POTENCIA FIRME DE LAS CENTRALES RER (MW)	70
TABLA N° 13: POTENCIA FIRME DE LAS CENTRALES RER (MW)	71
TABLA N° 14: INGRESOS POR POTENCIA DE LAS CENTRALES RER (S).....	71
TABLA N° 15: ACTUALIZACIÓN DE LAS TARIFAS DE LAS CENTRALES RER.....	74
TABLA N° 16: PARTICIPACIÓN DE LOS INGRESOS POR POTENCIA DE LAS CENTRALES RER	75
TABLA N° 17: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA FIRME (MW) DEL MERCADO	76

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA N° 1: FORMACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	26
FIGURA N° 2: FORMACIÓN DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA.....	29
FIGURA N° 3: LIQUIDACIÓN DE INGRESOS DE GENERADORES RER	42
FIGURA N° 4: PARTICIPACIÓN POR TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.....	51
FIGURA N° 5: PRODUCCIÓN DE CENTRALES EÓLICAS	52
FIGURA N° 6: PRODUCCIÓN DE CENTRALES EÓLICAS	52
FIGURA N° 7: CENTRALES RER EN LA MÁXIMA DEMANDA DE OCTUBRE	56
FIGURA N° 8: CENTRALES EÓLICAS EN LA MÁXIMA DEMANDA ENERO	57
FIGURA N° 9: CENTRALES EÓLICAS EN LA MÁXIMA DEMANDA FEBRERO	57
FIGURA N° 10: CENTRALES EÓLICAS EN LA MÁXIMA DEMANDA MARZO.....	58
FIGURA N° 11: CENTRALES EÓLICAS EN LA MÁXIMA DEMANDA ABRIL	58
FIGURA N° 12: CENTRALES EÓLICAS EN LA MÁXIMA DEMANDA MAYO	59
FIGURA N° 13: CENTRALES EÓLICAS EN LA MÁXIMA DEMANDA JUNIO.....	59
FIGURA N° 14: CENTRALES EÓLICAS EN LA MÁXIMA DEMANDA JULIO	60
FIGURA N° 15: CENTRALES EÓLICAS EN LA MÁXIMA DEMANDA AGOSTO	60
FIGURA N° 16: CENTRALES EÓLICAS EN LA MÁXIMA DEMANDA SETIEMBRE	61
FIGURA N° 17: CENTRALES EÓLICAS EN LA MÁXIMA DEMANDA OCTUBRE	61
FIGURA N° 18: CENTRALES EÓLICAS EN LA MÁXIMA DEMANDA NOVIEMBRE	62
FIGURA N° 19: CENTRALES EÓLICAS EN LA MÁXIMA DEMANDA DICIEMBRE.....	62
FIGURA N° 20: CENTRALES SOLARES EN LA MÁXIMA DEMANDA ENERO	64
FIGURA N° 21: CENTRALES SOLARES EN LA MÁXIMA DEMANDA FEBRERO.....	64
FIGURA N° 22: CENTRALES SOLARES EN LA MÁXIMA DEMANDA MARZO	65
FIGURA N° 23: CENTRALES SOLARES EN LA MÁXIMA DEMANDA ABRIL.....	65
FIGURA N° 24: CENTRALES SOLARES EN LA MÁXIMA DEMANDA MAYO.....	66

FIGURA N° 25: CENTRALES SOLARES EN LA MÁXIMA DEMANDA JUNIO	66
FIGURA N° 26: CENTRALES SOLARES EN LA MÁXIMA DEMANDA JULIO	67
FIGURA N° 27: CENTRALES SOLARES EN LA MÁXIMA DEMANDA AGOSTO	67
FIGURA N° 28: CENTRALES SOLARES EN LA MÁXIMA DEMANDA SETIEMBRE	68
FIGURA N° 29: CENTRALES SOLARES EN LA MÁXIMA DEMANDA OCTUBRE	68
FIGURA N° 30: CENTRALES SOLARES EN LA MÁXIMA DEMANDA NOVIEMBRE	69
FIGURA N° 31: CENTRALES SOLARES EN LA MÁXIMA DEMANDA DICIEMBRE	69
FIGURA N° 32: INGRESOS POR POTENCIA DE LAS CENTRALES EÓLICAS	72
FIGURA N° 33: INGRESOS POR POTENCIA DE LAS CENTRALES SOLARES	73
FIGURA N° 34: INGRESOS EN EL MCP DE LAS CENTRALES RER	74

RESUMEN

La presente investigación tiene como objetivo describir las características de la potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables y las transacciones económicas que se realizan en el mercado eléctrico peruano, así como explicar el impacto la potencia firme de las centrales eólicas y solares durante el año 2020.

El OSINERGMIN lanzó cuatro convocatorias de subasta para el suministro de energía eléctrica al SEIN por un período de 20 años con recursos energéticos renovables; con el objetivo de seleccionar proyectos de generación con biomasa, energía eólica, energía solar y energía hidráulica. Estableciéndose un ingreso garantizado equivalente al precio adjudicado multiplicado por la energía comprometida, y cuyos mecanismos de pago se efectúa por los ingresos de energía activa y potencia provenientes de las valorizaciones de las transferencias en el mercado eléctrico, y una prima proveniente de los usuarios finales cuando el ingreso garantizado no cubra la tarifa adjudicada.

Por lo que, se explica el cálculo de la potencia firme que tienen las centrales eólicas y solares, siendo que a diciembre de 2020 la máxima potencia firme es de 95.36 MW de la central eólica Wayra I, a diferencia de las centrales solares que a diciembre de 2020 la máxima potencia firme asignada corresponde a la central Rubí con 1.67 MW; y su impacto en las valorizaciones de las transferencias de potencia; resultando que para el año 2020 los ingresos por potencia de las centrales eólicas y solares ascienden a S/ 38 870 377.

Palabras claves: *Centrales eólicas, centrales solares, potencia firme, ingresos por potencia, hora punta.*

ABSTRACT

The objective of this research is to describe the characteristics of the firm power assigned to the generation of electricity with renewable energy resources and the economic transactions carried out in the Peruvian electricity market, as well as to explain the impact of the firm power of wind and solar plants during 2020.

OSINERGMIN launched four bids for the supply of electricity to the SEIN for a period of 20 years with renewable energy resources; with the aim of selecting generation projects with biomass, wind energy, solar energy and hydraulic energy. Establishing a guaranteed income equivalent to the awarded price multiplied by the committed energy, and whose payment mechanisms are made by the active energy and power income from the valuations of the transfers in the electricity market, and a premium from the end users when guaranteed income does not cover the awarded rate.

Therefore, the calculation of the firm power that the wind and solar plants have is explained, being that as of December 2020 the maximum firm power is 95.36 MW of the Wayra I wind power plant, unlike the solar plants that in December In 2020, the maximum firm power assigned corresponds to the Rubí plant with 1.67 MW; and its impact on the valuations of power transfers; resulting in that for the year 2020 the income from power of the wind and solar plants amounts to S/ 38 870 377.

Keywords: *Wind power plants, solar power plants, firm power, power income, rush hour.*

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación titulado “Impacto de la potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables en las transacciones económicas dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020” ensaya respecto a la potencia firme de las centrales de generación eléctrica mediante los recursos energéticos renovables, su participación en las transacciones económicas y análisis de su impacto en el mercado eléctrico.

La estructura del proyecto de investigación consta seis capítulos. En el capítulo I se describe la realidad problemática, se define el problema, los objetivos, justificación y limitantes.

En el capítulo II del proyecto se detalla el marco teórico basado en las bases teóricas que permitan orientar hacia la organización de datos y hechos significativos para descubrir las relaciones del problema.

En el capítulo III se especifica la hipótesis, variables y su respectiva operacionalización.

En el capítulo IV se da a conocer el diseño metodológico desarrollado para la investigación. En el capítulo V se presenta los resultados de acuerdo a la naturaleza de problema. En el capítulo VI se contrasta los resultados obtenidos en el capítulo anterior y la demostración de las hipótesis planteadas en la investigación.

I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Descripción de la realidad problemática

Desde la promulgación del Decreto Legislativo N°1002, el sector eléctrico peruano cuenta con nuevas tecnologías para la generación de electricidad, los Recursos Energéticos Renovables – RER. Definiendo como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Para la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepase de los 20 MW.

Lo que permitió la participación de otro tipo de agente, dentro de la generación, en las transacciones económicas del mercado eléctrico peruano.

Sin embargo, a este tipo de tecnología RER no se le reconocía ingresos por capacidad, debido a la variabilidad del tipo de recurso; lo que originaba una barrera de entrada para que puedan contratar con otros agentes del mercado, como con los generadores, distribuidores o usuarios libres.

El 31 de agosto de 2019, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) mediante resolución dispuso que el COES determine la potencia firme de las centrales RER, específicamente las centrales eólicas, dejando sin efecto la disposición inicial que establecía que dichas centrales tenían una potencia firme igual a cero.

En este contexto, es de necesidad hacer un estudio sobre el impacto de la potencia firme asignada a las centrales RER

dentro de las transacciones económicas del mercado eléctrico peruano.

1.2 Formulación del problema

Problema general

¿Cómo la potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables impacta en las transacciones económicas dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020?

Problemas específicos

- a. ¿Cuáles son las características de la potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020?

- b. ¿Qué transacción económica realiza la generación de electricidad con recursos energéticos renovables dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020?

1.3 Objetivos

Objetivo general

Explicar el impacto la potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables en las transacciones económicas dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020

Objetivos específicos

- a. Describir las características de la potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos

renovables dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020

b. Describir el tipo de transacción económica que realiza la generación de electricidad con recursos energéticos renovables dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020

1.4 Justificación

Legal

Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables N° 1002, promulgado el 2 de mayo de 2008, declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de la generación de electricidad mediante recursos renovables.

Teórica

El conjunto de análisis de datos a realizarse será con la finalidad de describir la participación de la generación de electricidad con recursos energéticos renovables en las transacciones del mercado eléctrico peruano.

Económica

Comprender la participación de generación de electricidad con recursos energéticos renovables en las transacciones del mercado eléctrico peruano.

1.5 Limitantes de la investigación

Al establecer el término de limitantes, no se está refiriendo a factores que obstaculizan el desarrollo de la investigación, sino

a parámetros establecidos por el investigador para la mejor ejecución del proyecto de investigación. Dichas limitaciones son:

Teórica

Para la elaboración y ejecución de la presente investigación se utilizará la teoría que trata sobre las transacciones económicas en el mercado eléctrico peruano.

Espacial

Cada empresa generadora con Recursos Energéticos Renovables constituye una unidad de análisis.

Temporal

Inicia en febrero de 2020 y termina en enero de 2021

II. MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes del estudio

2.1.1. Antecedentes internacionales

El mercado de electricidad ha crecido en línea con el desarrollo de varios sectores económicos para cumplir con la calidad de vida social de los países. El modelo de mercado verticalmente integrado permite monopolizar la venta energía eléctrica.

Posteriormente, para hacer más competitivo el mercado de electricidad se requiere que las empresas de servicios públicos separen los servicios de generación, transmisión y distribución, para lo cual se introducen diferentes modelos de mercado. Sin embargo, no existe un modelo de mercado estándar único; de los numerosos modelos de mercado disponibles, el mercado de electricidad basado en pool es el mercado de electricidad más conocido [1].

El mercado de electricidad tipo pool consiste básicamente en que los generadores venden su producción de energía, las cuales se valorizan al precio de mercado del sistema, mientras que la remuneración por capacidad o pago por potencia se basa en una teoría marginalista de precios a carga máxima [2].

Las energías renovables, como la generación eólica, solar, han ingresado al mercado de electricidad para competir y redefinir las transacciones de los mercados.

Surgiendo otros problemas para los mercados, como la planificación óptima del parque de generación, los valores de capacidad de generación, entre otros, [1], [2].

Ante los diversos problemas que introducen las energías renovables en los sistemas eléctricos, se han realizado estudios que evaluaron los rendimientos de la remuneración por capacidad, entre otros.

El planteamiento del problema se ha formulado y resuelto como un modelo estándar de programación lineal de enteros mixtos de dos etapas destinado a minimizar los costos totales. De las simulaciones en el sistema de prueba de confiabilidad de la IEEE, se verifica la efectividad del modelo, teniendo como resultados que la implementación de los diferentes mecanismos de remuneración por capacidad apoyan la integración de las energías renovables al sistema eléctrico [3].

Como conclusión de la discusión de la relevancia y los efectos de la remuneración por capacidad y las alternativas, se tiene que la evolución de un sistema flexible para la integración de las energías renovable, considerando entre otros elementos como la extensión de la red, las redes inteligentes, la gestión técnica del lado de la demanda, la respuesta de la demanda económica y el almacenamiento a corto y largo plazo, es favorable para la remuneración por capacidad en Europa occidental y también pueden servir como un modelo a seguir para proveedores de electricidad basados principalmente en energías renovables [4].

Mientras tanto, la Comisión de Integración Energética Regional – CIER, presentó las principales estadísticas energéticas en países de América del Sur, América Central y República Dominicana actualizados al 2018.

Siendo para América del Sur que contó al 31 de diciembre de 2018 (exceptuando Venezuela) con una potencia instalada de 285,1 GW, de los cuales 54,5% fueron de origen hidráulico, 6,6% eólico, 1,9% solar, 5,7% biomasa y 31,2% de origen térmico convencional (fósil, diésel y nuclear)[5].

La generación de energía en 2018 (exceptuando Venezuela) fue de 1.074,1 TWh, de los cuales 57,9% fueron de origen hidráulico, 5,5% eólico, 0,9% solar, 5,7% generados por biomasa y 29,9% de origen térmico convencional (fósil, diésel y nuclear)[5].

Argentina y Brasil son los únicos países de América del Sur con centrales nucleares, con potencias instaladas de 1.755 MW y 1.990 MW respectivamente. Chile ha sido el primer país en América del Sur en desarrollar la energía geotérmica, generando en 2018 un total de 214 GWh[5].

La tabla N° 1 muestra la evolución de la potencia instalada, generación y consumo de electricidad en América del Sur.

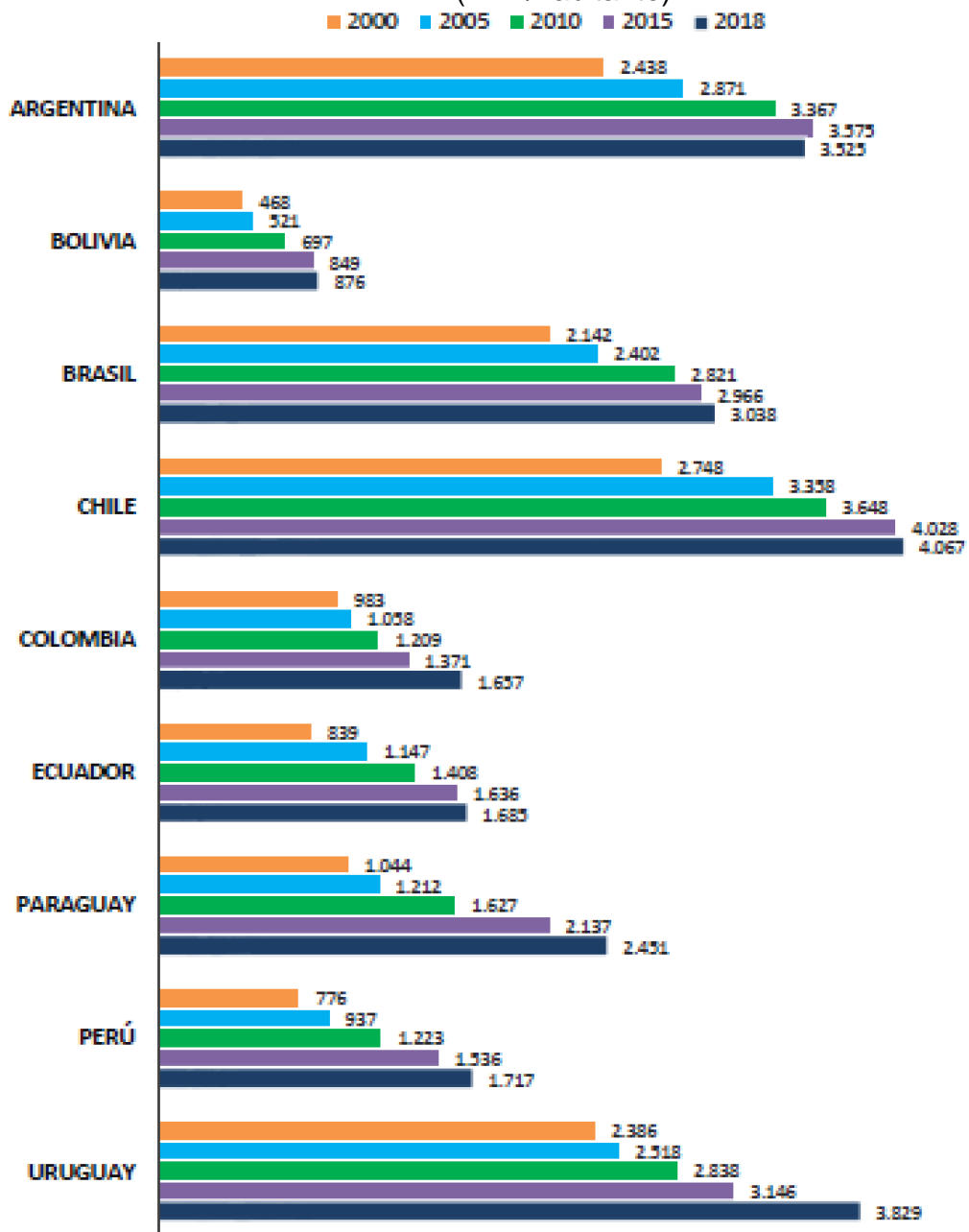
Tabla N° 1: Estadísticas de América del Sur

PAIS		2000	2005	2010	2015	2018
Argentina ¹	MW	24.209	25.774	29.010	37.593	38.537
	GWh	81.601	97.473	111.964	145.825	146.772
	kWh/hab.	2.438	2.871	3.367	3.575	3.525
Bolivia	MW	1.268	1.379	1.645	2.416	2.772
	GWh	3.879	4.896	6.970	9.121	9.949
	kWh/hab.	468	521	697	849	876
Brasil	MW	73.871	92.865	113.327	140.868	163.441
	GWh	324.936	405.100	515.799	581.486	601.396
	kWh/hab.	2.142	2.402	2.821	2.966	3.038
Chile	MW	10.370	13.006	16.954	19.742	23.593
	GWh	41.268	50.572	58.257	72.175	76.175
	kWh/hab.	2.748	3.358	3.648	4.028	4.067
Colombia	MW	12.581	13.348	14.247	16.484	19.255
	GWh	42.296	50.430	56.925	66.548	82.252
	kWh/hab.	983	1.058	1.209	1.371	1.657
Ecuador	MW	3.348	3.567	5.138	6.009	8.662
	GWh	10.612	13.404	19.509	25.948	28.829
	kWh/hab.	839	1.147	1.408	1.636	1.685
Paraguay	MW	8.166	8.116	8.818	8.781	8.823
	GWh	53.210	51.047	53.956	55.638	59.228
	kWh/hab.	1.044	1.212	1.627	2.137	2.451
Perú	MW	6.070	6.200	8.613	12.189	15.145
	GWh	19.923	25.510	35.908	48.270	54.893
	kWh/hab.	776	937	1.223	1.536	1.717
Uruguay	MW	2.104	2.049	2.690	3.897	4.912
	GWh	7.588	7.682	10.732	12.108	14.627
	kWh/hab.	2.386	2.518	2.838	3.146	3.829
Total ²	MW	141.787	166.304	200.442	247.979	285.140
	GWh	585.313	706.114	870.020	1.017.119	1.074.121
	kWh/hab.	1.946	2.208	2.564	2.638	2.735

Fuente: CIER

La tabla N° 2 presenta la evolución del consumo de electricidad por habitante en América del Sur.

Tabla N° 2: Consumo de electricidad por habitante (kWh/habitante)



Fuente: CIER

2.1.2. Antecedentes nacionales

Las energías renovables, entre ellas la energía solar fotovoltaica en los últimos años, ha tenido un avance importante a nivel mundial impulsado por la necesidad de asumir los retos de generación de energía en el sistema eléctrico; convirtiéndose en un importante componente de la oferta energética en el mundo. Así como, la revisión de los mecanismos de remuneración por capacidad o pago por potencia.

La inversión en energía renovable aumentó de manera significativa hacia la generación de electricidad a base de la energía solar y la eólica. Una vez más, la energía solar se convirtió en el sector energético líder en términos de capital invertido en 2015, lo cual representa 161 mil millones de dólares (12% más que en 2014), o más del 56% del total de las nuevas inversiones en energía renovable y combustibles. La energía eólica la secundó con 109.6 mil millones de dólares, es decir, el 38.3% del total (más de un 4%). [6].

El principal recurso energético renovable del país es el hidroeléctrico, seguido del solar, con una potencia total de 69 445 MW y 25 000 MW, respectivamente. El Perú cuenta con una enorme capacidad de generación eléctrica con energías renovables, las cuales se han aprovechado poco.

Tabla N° 3: Potencial de las centrales de recursos energéticos renovables

Recurso energético renovable	Potencia técnica aprovechable (MW)	Potencia instalada en el SEIN (MW)	Porcentaje
Total hidráulico	69 445	4942.40(*)	7.12%
Eólico	20 493	375.46	1.83%
Solar	25 000	285.02	1.14%
Biomasa	[450 - 900]	70.9	7.88(**)
Geotérmica	2859.4	0	0%

Fuente: Osinergmin

Entre los resultados de la “Elaboración de la nueva matriz energética sostenible y evaluación ambiental estratégica, como instrumentos de planificación” del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), incluye el Plan de Desarrollo para los Recursos Energéticos Renovables (RER) 2012-2040, se espera que la capacidad instalada total sea de 24 976.9 MW para 2040, con una participación de las centrales RER de 4321 MW (17.3% del total). Para alcanzar esta potencia se requeriría una inversión aproximada de USD 8 757 millones. Significando, un desafío para la regulación y el marco normativo peruano, ya que se deberá fomentar un mayor aprovechamiento de la disponibilidad física de los RER [7].

El mercado eléctrico peruano presenta características particulares derivadas en parte de los aspectos técnicos de la energía eléctrica y de la infraestructura necesaria para proveerla. Siendo la provisión del servicio de energía eléctrica se sujeta a la competencia en el mercado de generación y monopolios geográficos en las actividades de transmisión y distribución.

Dadas las características técnicas de la electricidad, el diseño del mercado, las transacciones entre los agentes que operan en el mercado eléctrico peruano pueden ser clasificadas, por motivos metodológicos, en transacciones físicas y transacciones financieras. Las transacciones físicas consisten en el flujo de energía y potencia eléctrica en base a la demanda y la oferta, mientras que las transacciones financieras consisten en el flujo de dinero entre empresas, basado en los contratos y responsabilidades de pago [8].

2.2 Marco

2.2.1 Teórico

2.2.1.1. Mercado Eléctrico Peruano

Cuenta de tres actividades principales: la generación, la transmisión y la distribución. Respecto a la generación, se tiene los conceptos de energía y potencia eléctrica, la corriente continua y alterna, las formas de generar electricidad.

La generación es la primera de las actividades de la cadena productiva de energía eléctrica, la cual consiste en transformar alguna clase de energía (térmica, mecánica, luminosa, entre otras) en energía eléctrica.

La segunda actividad es la transmisión, conformada por las líneas de transmisión que sirven para conectar las centrales de generación eléctrica y las redes de distribución, ello en la medida que habitualmente se encuentran alejadas unas de las otras.

Hasta el año 2000 existían dos grandes sistemas, los cuales no estaban interconectados entre sí: el Sistema

Interconectado Centro–Norte (SICN) y el Sistema Interconectado del Sur (SISUR). Y no fue hasta noviembre del mismo año, en que ambos sistemas se interconectan a través de la línea de transmisión Mantaro–Socabaya, dando origen al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) [8].

Entonces, la transmisión en el Perú se realiza a través del SEIN y los sistemas aislados existentes a lo largo del territorio nacional.

Y la distribución es la tercera actividad, desde esta red se suministra el servicio a los clientes finales residenciales, comerciales, pequeña industria, alumbrado público.

2.2.1.2. Coes

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (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 [9].

Por ley el COES tiene a su cargo las siguientes funciones de interés público [10]:

- a. Elaborar la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio
- b. Elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por OSINERGMIN
- c. Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del Mercado de Corto Plazo
- d. Asegurar condiciones de competencia en el Mercado de Corto Plazo
- e. Procurar las mejoras tecnológicas que aseguren el eficiente cumplimiento de sus funciones.

2.2.1.3. Decreto Legislativo N° 1002

Esta normativa, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables promulgada en el 2008 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. Debiendo entenderse 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.

Dando como beneficio que la generación de electricidad a partir de RER tengan prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el (COES), para lo cual se le

considerará con costo variable de producción igual a cero (0).

Estableciendo que los generadores RER para vender, total o parcialmente su producción de energía eléctrica, 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 [11].

2.2.1.4. Decreto Supremo N° 012-2011-EM

Esta normativa promulgada en el 2011 aprueba el Reglamento de la Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación de su ley, Decreto Legislativo N°1012.

Será el Ministerio de Energía y Minas, quien cada dos (02) años evaluará la necesidad de convocar a Subasta. Que es el OSINERGMIN quien publica la convocatoria a Subasta en, por lo menos, un diario de circulación nacional y en un medio especializado internacional, así como en su Portal de Internet.

Se establece que los ingresos de los Generadores RER Adjudicatarios conectados al SEIN, están constituidos por la suma de los siguientes conceptos [12]:

- a. La valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía
- b. Un monto anual por concepto de Prima

El monto por concepto de Prima es determinado de la diferencia entre:

- a. La valorización a Tarifa de Adjudicación de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada; y
- b. La valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada, más los Ingresos por Potencia

Los mencionados Ingresos por Potencia serán determinados según la Potencia Firme que se calcule de acuerdo a lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE).

Asimismo, que el Cargo por Prima que pagarán los Usuarios a través del Peaje por Conexión, es fijado anualmente por OSINERGMIN teniendo en cuenta el monto por concepto de Prima.

2.2.1.5. Energía solar

Es la energía renovable que se obtiene inmediatamente de la captación de radiaciones electromagnéticas provenientes del sol. Hay dos tipos de tecnología la solar fotovoltaica y la solar térmica.

La primera tecnología consiste en la transformación de la radiación solar en energía eléctrica a partir de materiales semiconductores, como las células fotovoltaicas, que están fabricadas a partir del silicio, uno de los metaloides más abundantes en el mundo.

Las partículas de la luz del Sol, llamadas fotones, impactan en una de las caras de la célula fotovoltaica produciendo una corriente eléctrica que se usa como fuente energética [7].

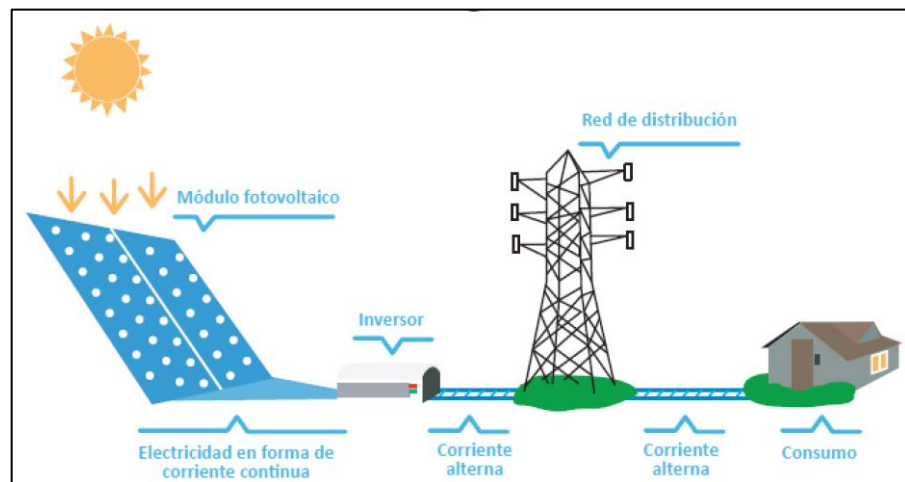


Figura N° 1: Formación de la energía solar fotovoltaica
Fuente: Energías renovables: Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética

Mientras que la segunda tecnología, consiste en el aprovechamiento de la energía proveniente del sol, convirtiéndolo en calor mediante un captador o colector por donde fluye dicha energía, que, de acuerdo con la temperatura de aprovechamiento, se puede clasificar en baja, media y alta. Las plantas de energía termosolar de concentración (CSP, por sus siglas en inglés), también llamadas centrales solares térmicas, son un conjunto de tecnologías que, luego de recibir la radiación solar, calientan

un fluido y mediante un ciclo termodinámico convencional son capaces de producir el vapor necesario para mover una turbina conectada a un generador, y así obtener energía eléctrica [7].

2.2.1.6. Energía eólica

Esta energía renovable, se consigue del viento y se produce a partir de la diferencia de temperaturas entre distintas zonas geográficas. La energía eólica utiliza la energía cinética generada por el viento, transformándola en mecánica o eléctrica.

Siendo aprovechada mediante máquinas compuestas por aspas oblicuas unidas por un eje giratorio, llamadas aerogeneradores o turbinas eólicas, que se encargan de transformar la energía del viento. A la instalación conjunta de turbinas eólicas conectadas a redes de suministro se le llama parque eólico, que puede ser onshore u offshore, dependiendo del terreno donde se encuentre [7].

2.2.1.7. Energía biomasa

Se consigue a partir de compuestos orgánicos, producto de procesos naturales. La biomasa se forma a partir de la luz solar mediante un proceso denominado fotosíntesis vegetal, donde las plantas que contienen clorofila transforman sustancias sin valor energético en compuestos orgánicos de alta energía.

Desde el punto de vista energético, la biomasa se subdivide en dos grupos: húmeda, que se obtiene con una humedad mayor al 60%; y seca, con una humedad menor al 60%. La

húmeda se suele aprovechar mediante procesos bioquímicos, como los aeróbicos y anaeróbicos, mientras que la seca por procesos termoquímicos, como la combustión directa, la pirolisis o la gasificación. Las tecnologías de generación eléctrica a partir de biomasa se clasifican en procesos bioquímicos y termoquímicos [7].

2.2.1.8. Energía minihidráulica

Es un tipo de energía renovable relacionada de manera indirecta a la energía solar, ya que el sol es el precursor del ciclo hidrológico al evaporar el agua de los océanos y lagos, y calentar el aire para transportar el agua de un punto a otro. Las centrales que aprovechan los cauces y caídas de agua para generar electricidad se denominan centrales hidroeléctricas [7].

Según la localización, se pueden clasificar en centrales de agua fluyente, de pie de presa y en canal de riego o abastecimiento.

La figura N°2 muestra el funcionamiento de las tecnologías de generación eléctrica, como las centrales de agua fluyente y a pie de presa.

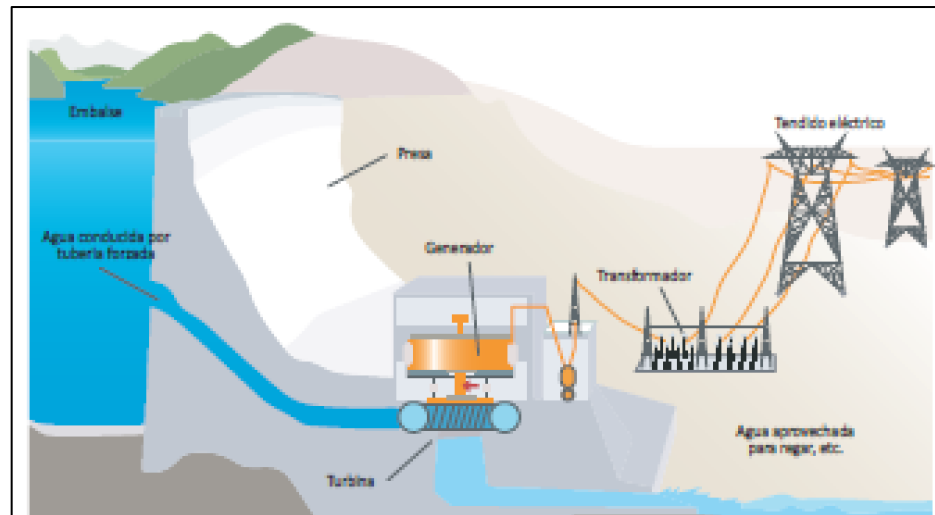
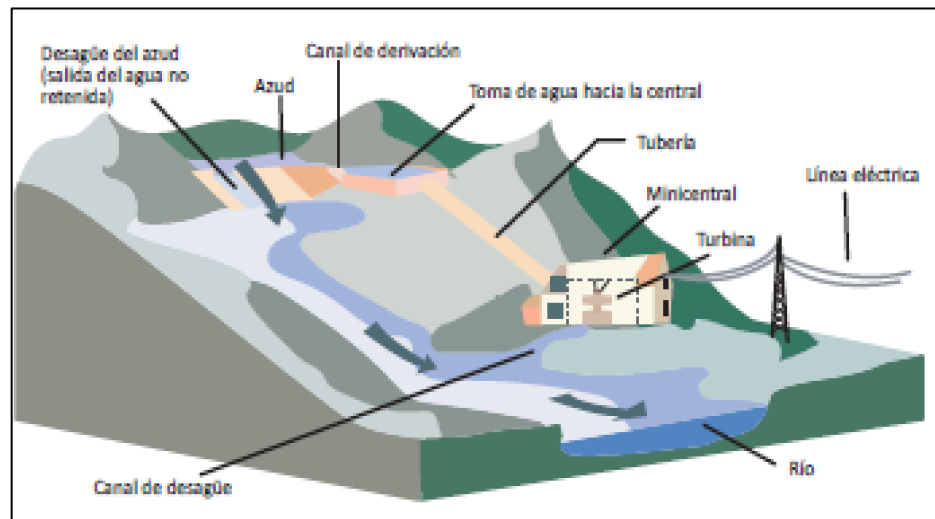


Figura N° 2: Formación de la energía hidráulica
Fuente: Energías renovables: Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética

2.2.1.9. **Energía marítima**

Este tipo de energía renovable aprovecha la energía de los océanos. Dado que este recurso constituye el 70% de la composición del planeta, posee una enorme cantidad de energía. Las energías marítimas más importantes se clasifican en energía mareomotriz (mareas), undimotriz (olas) y maremotérmica (gradiente térmico oceánico).

La energía mareomotriz aprovecha el movimiento de las mareas, formadas en los océanos a partir de la rotación de la Tierra y la atracción de la gravedad que ejercen sobre la misma, la Luna y, en menor cantidad, el Sol. Posee un alto potencial energético; sin embargo, presenta altos costos de instalación y genera impacto visual en el paisaje costero.

Mientras que la energía undimotriz es producida a partir de las olas de los mares y océanos. Las olas tienen la capacidad de ser un acumulador de energía que trasladan sin producir pérdidas. Existen, sobre todo, tres tipos de tecnologías para la generación eléctrica a partir de la energía undimotriz: columna de agua oscilante (OWC, por sus siglas en inglés), convertidor de movimiento oscilante y sistemas de rebosamiento.

También esta la energía maremotérmica conocida como Conversión de Energía Térmica Oceánica (OTEC, por sus siglas en inglés), es un tipo de energía renovable que aprovecha la energía térmica del mar mediante la diferencia de temperaturas entre la superficie del mar y las aguas profundas (en 1000 m de profundidad, aproximadamente) [7].

2.2.1.10. Energía geotérmica

Este tipo de energía aprovecha el calor almacenado en el interior de la superficie sólida de la Tierra, incluyendo el calor de las rocas, suelos y aguas, a diferentes temperaturas y profundidades; a medida que aumenta la profundidad dentro de la corteza terrestre, ocurre un incremento de la temperatura debido al calor de la Tierra [7].

2.2.1.11. Atlas eólico del Perú

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) busca promover el fortalecimiento de las capacidades del sector electricidad para evaluar el aprovechamiento de la energía eólica con fines energéticos, por ello actualizó el Atlas Eólico el elaborado en el año 2008.

Para dicha actualización, se identificaron las zonas preferentes para la futura prospección detallada in situ y que serían de interés para la instalación de aerogeneradores o parques eólicos. Para este análisis, se han tenido en cuenta los siguientes criterios [13]:

- a. Densidad de potencia desde moderado a excelente ($P/A > 300 \text{ W/m}^2$) a 100 m
- b. Distribución de frecuencia del viento favorable
- c. Pendiente del terreno menor o igual al 20%
- d. Cercanía a las vías de acceso transitables
- e. Cercanía a los centros poblados, a las Líneas y Subestaciones de Media y Alta Tensión existentes
- f. Parques eólicos existentes
- g. Altitud del emplazamiento inferior a 3500 metros de altura

Afectos de determinar el potencial eólico aprovechable, para la construcción de aerogeneradores y parque eólicos se debe cumplir en estar fuera de las zonas inadecuadas (zonas arqueológicas, parques nacionales, reservas naturales, zonas históricas, áreas naturales protegidas, zonas recreacionales, etc.).

La tabla N° 4 muestra el potencial eólico por Departamento [13].

Tabla N° 4: Potencial eólico (MW) en el Perú (100 m) según el Atlas Eólico

DEPARTAMENTO	POTENCIAL EÓLICO APROVECHABLE (MW)	POTENCIAL EÓLICO EXCLUIDO (MW)	POTENCIAL EÓLICO TOTAL (MW)
Amazonas	129	288	417
Ancash	708	108	816
Apurímac	0	0	0
Arequipa	1020	156	1176
Ayacucho	0	0	0
Cajamarca	891	282	1173
Callao	0	0	0
Cuzco	0	0	0
Huancavelica	0	0	0
Huánuco	0	0	0
Ica	2280	3015	5295
Junín	0	0	0
La Libertad	921	264	1185
Lambayeque	7017	2097	9114
Lima	429	189	618
Loreto	0	0	0
Madre de Dios	0	0	0
Moquegua	0	0	0
Pasco	0	0	0
Piura	7098	1503	8601
Puno	0	0	0
San Martín	0	0	0
Tacna	0	0	0
Tumbes	0	0	0
Ucayali	0	0	0
TOTAL	20433	7902	28335

Fuente: Atlas eólico del Perú

2.2.1.12. Atlas de energía solar del Perú

La zona de mayor potencial de energía solar del territorio peruano se encuentra principalmente en la costa sur (16° a 18° S), donde se dispone de 6,0 a 6,5 kWh/m². Otras zonas en las que se registra alta disponibilidad de energía solar diaria, entre 5,5 a 6,0 kW h/m² son la costa norte (3 a 8° S) y gran parte de la sierra sobre los 2 500 msnm, siendo en orden de importancia en cuanto a su extensión superficial: La sierra sur, la sierra central y la sierra norte [14].

La información de los mapas de irradiación es esencial para la primera etapa del ciclo de vida de un proyecto de energía solar: prospección y evaluaciones preliminares. Posteriormente se necesitarán datos de recursos solares y meteorológicos de gran calidad para el i) desarrollo de proyectos, ii) seguimiento y gestión de activos, y iii) previsión y gestión operativa de plantas de energía solar [7].

La energía solar a través de sus múltiples aplicaciones pueden -sin duda- mejorar las condiciones de vida de los pobladores de las zonas rurales de nuestro país y también ser una alternativa energética viable para las zonas urbanas, por ello, es que el Ministerio de Energía y Minas (MEM) está trabajando en impulsar el desarrollo sostenible de las energías limpias, cumpliendo así la política nacional de diversificar la matriz energética [15].

Se consigue a partir de compuestos orgánicos, producto de procesos naturales. La biomasa se forma a partir de la luz solar mediante un proceso denominado fotosíntesis vegetal, donde las plantas que contienen clorofila transforman

sustancias sin valor energético en compuestos orgánicos de alta energía.

2.2.1.13. Transacciones económicas

El COES es uno de los principales actores del mercado eléctrico peruano, ya que es el operador del sistema, administrador del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) y planificador de transmisión.

El artículo 11 de la Ley N°28832 contempla un Mercado de Corto Plazo (MCP), estableciendo que pueden participar los Generadores, los Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres, así como los Grandes Usuarios Libres, con las condiciones y requisitos que se dispongan por vía reglamentaria. Dicho artículo dispuso que por Reglamento se establecerá los lineamientos para el funcionamiento y organización del Mercado de Corto Plazo, las reglas para la liquidación de las operaciones de transferencia, las condiciones y requisitos a que se encuentra sujeta la participación de Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios, así como los términos y condiciones para la constitución de garantías y las penalidades por algún incumplimiento [10].

Entonces, ahora el MME está conformado por el MCP, el cual existen las siguientes liquidaciones de valorizaciones:

- a. Transferencias de potencia
- b. Transferencias de energía activa
- c. Servicios complementarios e inflexibilidades operativas

El mensualmente el COES determina las liquidaciones de la valorización de las Transferencias de Potencia entre los Participantes del MME, para ello tiene en cuenta los siguientes criterios [16]:

- a. La Valorización de la Transferencia de Potencia de cada Participante es igual a su Ingreso por Potencia (en caso corresponda) menos su Pago por Capacidad.
- b. La Recaudación Real total mensual de cada Participante, por concepto de Peajes por Conexión y Peajes por Transmisión (en S/) cobrada a sus clientes, será determinada considerando el Peaje Unitario Total vigente establecido por Osinergmin.
- c. La Potencia Efectiva y la Potencia Firme de cada Unidad de Generación utilizados para efectos del presente Procedimiento Técnico, corresponderá a los valores vigentes al último día calendario del mes materia de valorización. Para el caso de centrales hidráulicas, centrales de ciclo combinado, Centrales de Cogeneración Calificada, centrales eólicas, centrales solares fotovoltaicas y centrales de generación adicional, se considerará como Unidad de Generación a toda la central. Asimismo, para efectos de las Valorizaciones de la Transferencia de Potencia, la Potencia Efectiva de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas será considerada con igual valor que su Potencia Firme

Los Ingresos por Potencia se dividen en dos conceptos: El Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema y el Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema.

Para el primer concepto, es un pago mensual que tienen en consideración la proyección anual de la producción de energía de todas las centrales, factores de distribución que dan mayor valor a la producción de energía en horas de punta, entre otros [16].

Para este concepto se destinó el 30% del dinero recaudado a los clientes; luego con los años fue disminuyendo y desde mayo del 2012 este valor a llegado a valor de 0%.

El segundo concepto, el Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema, pago mensual que representa el 100% de los Ingresos por Potencia; su propósito es pagar por la potencia firme de las centrales de generación mediante el mecanismo de competencia, es decir, remunerar por potencia firme sólo las centrales de generación que cubra la Máxima Demanda del SEIN más un Margen de Reserva.

2.2.1.14. Potencia Firme de las RER

Desde el inicio de la promoción a las RER, más aún en el proceso de subasta, se estaba en incertidumbre si este tipo de tecnología iban a remunerar potencia firme, hasta que por Decreto Supremo N°012-2011-EM que modificó el Artículo 110 del RLCE; estableciendo que: Para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la Potencia Firme es igual a cero (0).

Hasta ese momento, el Reglamento RER al establecer las condiciones para la adjudicación de la prima se refiere solo una vez a los “no adjudicatarios” y señala que estos “pueden vender parte o la totalidad de su producción de energía eléctrica a precio libremente contratado con terceros o en el Mercado de Corto Plazo”[17].

Con el Reglamento vigente, hasta ese momento, se eliminó toda posibilidad de reconocimiento de algún ingreso por potencia a la generación eólica, por cuanto se estableció que se aplicaría lo establecido en el Reglamento de la LCE que ha sido expresamente modificado para establecer que en el caso de la generación eólica se asume cero (0) como potencia firme[17].

2.3 Conceptual

La demanda de energía eléctrica es abastecida por las empresas de generación eléctrica, siendo los ingresos para los generadores la venta de la energía y potencia.

A lo largo del año, es en el periodo de estiaje donde se presenta el mayor estrés para el sistema, es decir, la mayor posibilidad de falta de suministro eléctrico; por ello, el pago de la potencia se da en el periodo de hora punta del sistema. Siendo este una señal de precio para el pago por potencia.

En este contexto, se revisa la actual forma de cálculo de la potencia firme para las diferentes tecnologías de generación eléctrica.

2.3.1 Subasta de energía renovable

De acuerdo a la normatividad de la RER, es el OSINERGMIN quien tiene la deber de llevar a cabo subastas, cada dos años, para la asignación de primas a cada proyecto de generación que utilice RER, ello de acuerdo a las pautas establecidas por el MINEM. Estos nuevos proyectos necesariamente deberán incluir las líneas de transmisión para conectarse al SEIN.

La primera subasta que realizó el OSINERGMIN se inició en agosto de 2009 y culminó en julio de 2010; con el objetivo de seleccionar los proyectos RER con biomasa, energía eólica, energía solar y energía hidráulica con centrales que no superen una capacidad instalada de 20 MW, para el suministro de energía eléctrica al SEIN. Resaltando que la primera subasta requirió de dos convocatorias, dado que en la primera de ellas no se logró cubrir la totalidad de la energía requerida, declarándose parcialmente desierta.

Tabla N° 5: Requerimiento de energía de la primera subasta

Tecnología RER	Biomasa	Eólica	Solar	TOTAL
Energía requerida (GWh/año)	813	320	181	1314

Fuente: Osinergmin

La segunda subasta se dio en abril de 2011 y culminó en septiembre del mismo año, cuyo objetivo fue el de seleccionar los proyectos RER con biomasa, energía eólica, energía solar y energía hidráulica con centrales que no superen una capacidad instalada de 20 MW, para el suministro de energía eléctrica al SEIN. Siendo el total de la energía requerida de 1981 GWh.

En setiembre de 2013, el OSINERGMIN lanzó la convocatoria a empresas interesadas a la tercera subasta para el suministro de electricidad al SEIN con RER; con el objetivo seleccionar proyectos de generación RER, para el suministro de electricidad, con Biomasa, hasta 320 GWh/año, Hidroeléctricos menores o iguales a 20 MW, hasta 1300 GWh/año. Dando como información adicional, que la fecha referencial de puesta en operación comercial debiera ser en diciembre de 2016, con cuya fecha de término de contrato sería diciembre de 2036.

De setiembre de 2015 a mayo de 2016, se desarrolló la cuarta subasta convocada por el OSINERGMIN; con el objetivo seleccionar proyectos de generación RER, para el suministro de electricidad, con Biomasa de recursos forestales hasta 125 GWh/año, Biomasa con recursos sólidos agrícolas hasta 125 GWh/año, Biomasa con recursos sólidos urbanos incineración hasta 31 GWh/año, Biomasa con recursos sólidos urbanos biogás hasta 31 GWh/año, Hidroeléctricos menores o iguales a 20 MW, hasta 450 GWh/año, Eólica hasta 573 GWh/año y Solar fotovoltaica hasta 415 GWh/año.

Logrando adjudicarse solo 4 proyectos de los 84 proyectos propuestos, según se detalla en la tabla N° 6 que resumen los resultados de la primera ronda.

Tabla N° 6: Resumen de resultados de la cuarta subasta

	Biomasa Urb.Biogás	Eólica	Solar
Precio Máximo (USD/MWh)	77	66	88
Energía Requerida (GWh/año)	31	573	415
Energía Adjudicada (GWh/año)	29	573.0	415.0
N° de Proyectos Propuestos	2	34	48
N° de Proyectos Adjudicados	2	1	1

Fuente: Osinergmin

2.3.2 Potencia Firme de las centrales hidráulicas

De acuerdo con los procedimientos técnicos del COES, la potencia firme de las centrales hidráulicas está en función de la potencia garantizada y el factor de presencia de esta[18].

Dicha potencia garantizada no podrá superar la potencia efectiva de la central, la cual es evaluado y aprobado por el COES.

2.3.3 Potencia Firme de las centrales térmicas

A diferencia de las centrales hidráulicas, su potencia firme está definida por la potencia efectiva en bornes de la unidad, afectada por el factor de indisponibilidad fortuita mensual de la unidad, ocurridas durante los periodos correspondientes a las Horas de Punta del Sistema[18].

2.3.4 Potencia Firme de las centrales eólicas y solares

El 31 de agosto de 2019 mediante Resolución Osinergmin N°114-20109-OC/CD, se modifica el cálculo de la potencia firme de centrales RER, específicamente las que utilizan tecnología eólica, solar.

La misma que resulta de la producción de energía activa de la central RER durante la Horas de Punta del Sistema para el período de evaluación de los últimos 36 meses, entre el número total de Horas de Punta del Sistema correspondiente al periodo de evaluación de producción[18].

Ahora bien, para fines de contratación de suministro en el mercado eléctrico, ya sea con usuarios libres o regulados, es

necesario contar potencia firme; por ahora de las centrales RER que cuentan con ella, solo son las centrales eólicas.

2.3.5 Mecanismo de pago de la prima RER

El mecanismo de pago de la prima RER, por el cual compiten varios proyectos RER por una cuota de energía requerida MWh/año que será suministrada al SEIN por un periodo de 20 años, al precio que resulte adjudicado en la subasta.

Todos los postores presentan sus ofertas indicando la energía anual a ser entregada (MWh) y el precio monómico asociado (US\$/MWh); en este contexto los adjudicatarios tienen derecho a:

- a. Un ingreso anual equivalente al precio ofertado multiplicado por la energía comprometida, siempre y cuando ésta sea entregada de acuerdo a lo establecido en su oferta.
- b. Un ingreso adicional equivalente a la energía entregada en exceso a su compromiso que se valoriza a Costo Marginal.
- c. Un ingreso adicional por energía reactiva.

El pago del ingreso anual se efectúa de acuerdo con lo siguiente:

- a. Un ingreso por la venta de energía a Costo Marginal de Corto Plazo.
- b. Un cargo por Prima proveniente de los usuarios finales de electricidad, siempre y cuando el ingreso del numeral a. no cubra la Tarifa de Adjudicación.

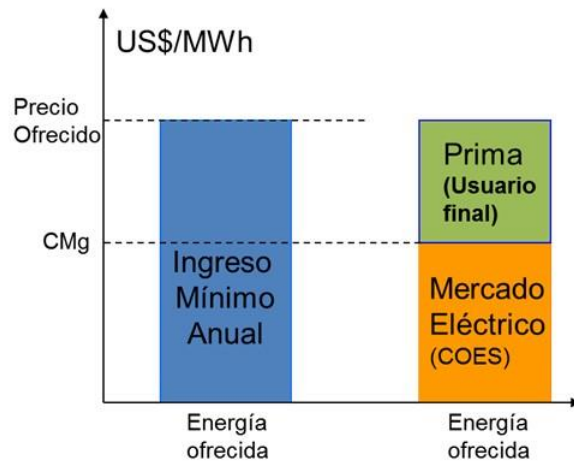


Figura N° 3: Liquidación de ingresos de generadores RER
Fuente: II Conferencia Energías Renovables [19]

2.4 Definiciones de términos

- a. Potencia eléctrica: La capacidad que se posee para generar electricidad.
- b. Máxima demanda: Se hace referencia al registro de demanda de mayor consumo en un período determinado.
- c. Horas de punta del SEIN: Período comprendido entre las 17:00 y las 23:00 horas, para efectos de la evaluación de la indisponibilidad.
- d. Energía eléctrica: Forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico
- e. Potencia firme: Potencia que puede suministrar la central con alta seguridad.

- f. Minen: Ministerio de Energía y Minas, ente normativo del sector electricidad.
- g. Mercado Mayorista de Electricidad: Mercado Mayorista de Electricidad, constituido por el Mercado de Corto Plazo-MCP y los mecanismos de asignación de Servicios Complementarios, Inflexibilidades Operativas.
- h. Costo Marginal de Corto Plazo: Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte.
- i. Prima: Es el monto anual que se requiere para que la Sociedad Concesionaria reciba el Ingreso Garantizado, una vez descontados los ingresos netos recibidos por transferencias determinadas por el COES.

III. HIPÓTESIS Y VARIABLES

3.1 Hipótesis

Hipótesis general

La potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables impacta en las transacciones económicas dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020

Hipótesis específicas

- a. La descripción de las características de la potencia firme dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020 permite la asignación de la potencia firme a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables.

- b. La descripción del tipo de transacción económica dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020 permite las transacciones con la generación de electricidad con recursos energéticos renovables.

3.2 Definición conceptual de las variables

Variable dependiente

Potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables.

Variable independiente

Transacciones económicas.

3.3 Operacionalización de variables

Variable	Dimensión	Indicadores
Potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables	Potencia instalada	Potencia (MW) de placa
	Energía producida	Producción de energía activa en horas punta
Transacciones económicas	Ingresos por capacidad	Soles recibidos

IV. DISEÑO METODOLÓGICO

4.1 Tipo de investigación y diseño de la investigación

El proyecto de investigación es del tipo descriptivo-explicativo, siendo de diseño no experimental.

4.2 Método de la investigación

El método de investigación a usar será cuantitativo, ya que implica:

- a. Recolección de datos
- b. Comprender el funcionamiento de los diferentes tipos de tecnología de la generación de electricidad con recursos energéticos renovables
- c. Análisis de la potencia firme asignada a cada tecnología de la generación de electricidad con recursos energéticos renovables
- d. Impacto en las transacciones económicas dentro del mercado eléctrico peruano

4.3 Población y muestra

Para el proyecto de investigación la población y muestra son las mismas, ya que involucra a todos los agentes generadores del mercado eléctrico peruano que utilizan los recursos energéticos renovables.

4.4 Lugar de estudio y período desarrollado

Para el proyecto de investigación el lugar de estudio es el mercado eléctrico peruano para el período enero-diciembre de 2020.

4.5 Técnicas e instrumentos para la recolección de la información

Para el desarrollo del proyecto de investigación se revisó los procedimientos técnicos, normativa y revistas especializadas relacionadas a electricidad.

4.6 Análisis y procesamiento de datos

Para el desarrollo del proyecto de investigación se utilizó el software Microsoft Excel.

V. RESULTADOS

5.1 Resultados descriptivos

5.1.1 Centrales con RER

En la actualidad, hay 14 centrales con RER que están conectadas al SEIN que tienen asignación de potencia firme, las mismas que han sido adjudicadas en las diversas subastas convocadas por el MINEM. En tabla N° 7 se muestra las fechas de puesta en operación comercial de las centrales con tecnología eólica y solar.

Tabla N° 7: Fecha de la POC de las centrales con RER

Empresa	Central	Fecha POC
GTS MAJES S.A.C	C.S. Majes Solar 20T	31/12/2012
PANAMERICANA SOLAR SAC.	C.S. Panamericana Solar	31/12/2012
GTS REPARTICION S.A.C.	C.S. Repartición	31/12/2012
TACNA SOLAR SAC.	C.S. Tacna Solar	31/12/2012
PARQUE EOLICO MARCONA S.A.C.	C.E. Marcona	25/04/2014
ENERGIA EOLICA S.A.	C.E. Cupisnique	30/08/2014
ENERGIA EOLICA S.A.	C.E. Talara	30/08/2014
MOQUEGUA FV S.A.C.	C.S. Moquegua FV	31/12/2014
PARQUE EOLICO TRES HERMANAS S.A.C.	C.E. Tres Hermanas	11/03/2016
ENGIE	C.S. Intipampa	31/03/2018
ENEL GREEN POWER PERU S.A.	C.S. Rubi	30/01/2018
ENEL GREEN POWER PERU S.A.	C.E. Wayra I	19/05/2018
GR PAINO S.A.C	C.E. Huambos	31/12/2020
GR TARUCA S.A.C.	C.E. Duna	31/12/2020

Fuente: COES
Elaboración propia

La tabla N° 8 muestra la potencia instalada de las centrales que utilizan RER.

Tabla N° 8: Potencia instalada de las centrales con RER (MW)

Central	Potencia instalada
C.S. Majes Solar 20T	20.00
C.S. Panamericana Solar	20.00
C.S. Repartición	20.00
C.S. Tacna Solar	20.00
C.E. Marcona	32.00
C.E. Cupisnique	83.15
C.E. Talara	30.86
C.S. Moquegua FV	16.00
C.E. Tres Hermanas	97.15
C.S. Intipampa	44.54
C.S. Rubi	144.48
C.E. Wayra I	132.30
C.E. Huambos	18.40
C.E. Duna	18.40

Fuente: COES
Elaboración propia

Se aprecia que las centrales de mayor potencia instalada son Rubi y Wayra I, ambas pertenecientes a la empresa Enel Green Power Perú.

Como se puede apreciar hay 7 centrales de tipo tecnología solar y 7 eólicas, haciendo un total de 14 centrales que están inyectando energía renovable desde el 31/12/2012, solo que a partir de setiembre de 2019 se está reconociendo potencia firme de acuerdo al PR-26.

5.1.2 Utilización de los recursos energéticos

La producción de energía mensual del SEIN hasta diciembre de 2020 fue de 49 215.88 GWh, 1 803.20 GWh proviene de las centrales eólicas y 835.28 GWh de las centrales solares.

De la tabla N° 9 se puede apreciar la que la mayor producción mensual de energía eólica se da a partir de junio, periodo de estiaje para las centrales hidroeléctricas, notándose el complemento para este tipo de tecnología. Siendo que la mayor producción eólica se dio en agosto de 2020 con 183.27 GWh lo cual representa una participación del 4.28% de la producción total, y la menor producción fue en enero de 2020 con 112.79 GWh representando el 2.45% de la producción total del SEIN.

Tabla N° 9: Producción mensual de energía eólica

Año-mes	Energía SEIN (GWh)	Energía eólica mensual (GWh)	Participación (%)
ene-20	4 603.82	112.79	2.45%
feb-20	4 397.79	124.22	2.82%
mar-20	3 999.06	130.31	3.26%
abr-20	3 041.61	141.28	4.64%
may-20	3 343.75	130.50	3.90%
jun-20	3 754.61	161.88	4.31%
jul-20	4 142.16	169.47	4.09%
ago-20	4 286.57	183.27	4.28%
sep-20	4 198.67	173.51	4.13%
oct-20	4 472.07	172.07	3.85%
nov-20	4 393.12	156.67	3.57%
dic-20	4 582.65	147.23	3.21%

Fuente: COES
Elaboración propia

La tabla N° 10 muestra la producción mensual de las centrales solares, apreciándose que en octubre se tiene la mayor producción con 76.33 GWh, y en febrero la menor producción con 54.23 GWh. Siendo que en promedio este tipo de tecnología participa con el 1.57% de la energía del SEIN.

Tabla N° 10: Producción mensual de energía solar

Año-mes	Energía SEIN (GWh)	Energía solar mensual (GWh)	Participación (%)
ene-20	4 603.82	57.71	1.25%
feb-20	4 397.79	54.23	1.23%
mar-20	3 999.06	60.12	1.50%
abr-20	3 041.61	64.58	2.12%
may-20	3 343.75	65.70	1.96%
jun-20	3 754.61	61.71	1.64%
jul-20	4 142.16	68.05	1.64%
ago-20	4 286.57	71.49	1.67%
sep-20	4 198.67	77.90	1.86%
oct-20	4 472.07	83.72	1.87%
nov-20	4 393.12	89.26	2.03%
dic-20	4 582.65	80.80	1.76%

Fuente: COES
Elaboración propia

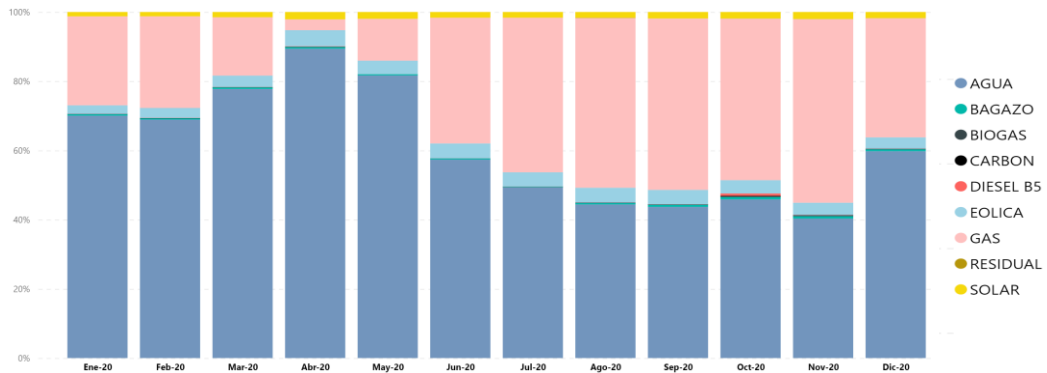


Figura N° 4: Participación por tipo de recurso energético en la producción de energía

Fuente: COES

La figura N°4 presenta la producción del SEIN de enero a diciembre de 2020, notándose la mayor participación del recurso agua y gas, seguida del recurso eólico y solar.

La figura N°5 muestra la producción de enero a diciembre de 2020 de las centrales eólicas con un total de 1 803.20 GWh,

notándose que la central Wayra I es la de mayor producción con 619.25 GWh, lo que representa el 34%.

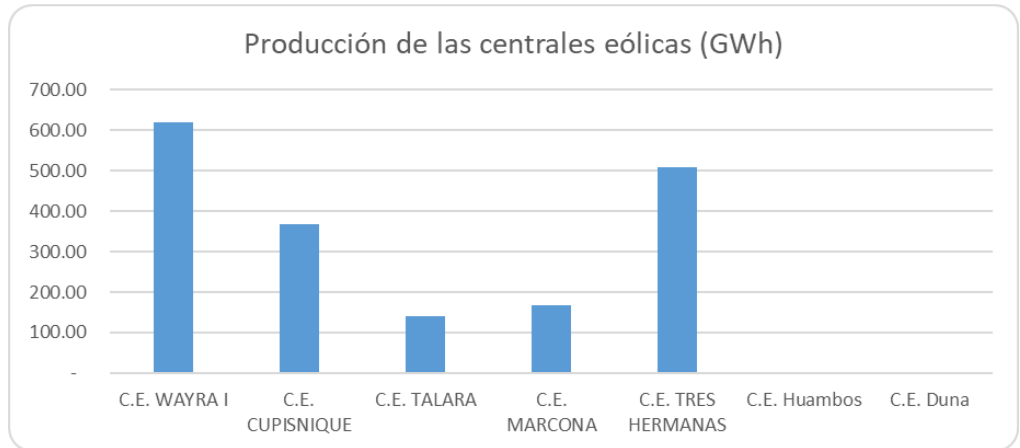


Figura N° 5: Producción de centrales eólicas
Fuente: COES
Elaboración propia

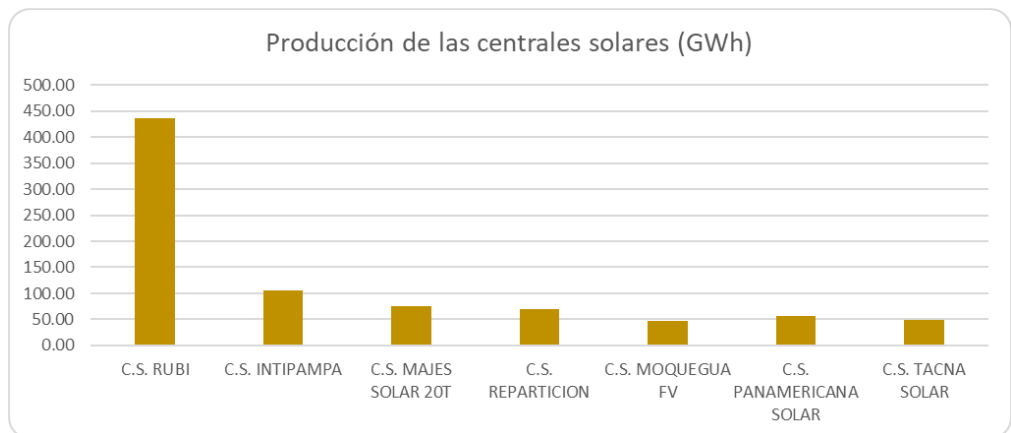


Figura N° 6: Producción de centrales eólicas
Fuente: COES
Elaboración propia

La figura N°6 muestra la producción de enero a diciembre de 2020 de las centrales solares con un total de 838.13 GWh, notándose que la central Rubi es la de mayor producción con 435.53 GWh, lo que representa el 52%.

5.1.3 Despacho de generación

El COES como operador del sistema eléctrico elabora el programa semanal y diario de la operación para determinar el despacho de los generadores, determinando la operación hidrotérmica con el mínimo costo de operación, considera diversas restricciones operativas como las restricciones de transmisión y control de los embalses.

Las tablas N° 11 muestra el costo variable de las unidades de generación de la semana del 18 al 23 de octubre de 2020.

Tabla N° 11: Costos variables de las unidades de generación

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (S./ KWh)
AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA	PARAMONGA - BAGAZO	0.00000
AGROAURORA S.A.C.	MAPLE- BAGAZO	0.00000
AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO S.A.A.	SAN_JACINTO - BAGAZO	0.00222
BIOENERGIA DEL CHIRA S.A.	CANA BRAVA TV1 - BAGAZO	0.00000
BIOENERGIA DEL CHIRA S.A.	CANA BRAVA TV2 - BAGAZO	0.00000
BIOENERGIA DEL CHIRA S.A.	CANA BRAVA TV1+TV2 - BAGAZO	0.00000
EGASA	MOLLENDO 123 - D2	0.63087
EGASA	CHILINA TG - D2	1.10566
EGASA	CHILINA SULZ 12 - D2	0.66375
EGESUR	INDEPENDENCIA GAS	0.06098
ELECTROPERU	TUMBES - R6	0.27475
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI 5 - D2	0.69205
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI 5 - GAS	0.07519
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI 6 - D2	0.71873
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI 6 - GAS	0.07502
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA WEST TG7 - D2 CON H2O	0.69422
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA WEST TG7 - GAS	0.06961
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA WEST TG7 - GAS CON H2O	0.07175
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STAROSA TG8 GAS	0.06241

Tabla N° 11: Costos variables de las unidades de generación

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (S./ KWh)
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA TG 3 - GAS	0.03833
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA TG 3 - D2	0.55996
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA TG 4 - GAS	0.03853
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA TG 4 - D2	0.57575
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS	0.03280
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS	0.03298
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS F.DIRECTO	0.03291
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS F.DIRECTO	0.03306
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS	0.03280
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS F.DIRECTO	0.03290
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS1 TG 6 - GAS	0.14688
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS2 TG 4 - GAS CON H2O	0.02882
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS3 TG 5 - D2	0.65200
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS3 TG 5 - GAS	0.03688
ENGIE	RF ILO2 TG1 - D2	0.73446
ENGIE	RF ILO2 TG2 - D2	0.73965
ENGIE	RF ILO2 TG3 - D2	0.72773
ENGIE	CTNEPITG41D2	0.66766
ENGIE	CTNEPITG42D2	0.67554
ENGIE	CTNEPITG43D2	0.67605
ENGIE	CHILCA2 CCOMB TG41 - GAS	0.03198
ENGIE	CHILCA2 TG41 - GAS	0.03692
ENGIE	CHILCA1 TG1 - GAS	0.03487
ENGIE	CHILCA1 TG2 - GAS	0.03444
ENGIE	CHILCA1 TG3 - GAS	0.03610
ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG1 - GAS	0.03099
ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG2 - GAS	0.03090
ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG3 - GAS	0.03167
ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	0.03053
ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 - GAS	0.03036
ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG3 - GAS	0.03086
ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG2 & TG3 - GAS	0.03087
ENGIE	ILO2 TV1 - CARB	0.18393
FENIX POWER PERÚ	FENIX CCOMB GT11 - GAS	0.03282
FENIX POWER PERÚ	FENIX CCOMB GT11 & GT12 - D2	0.47465
FENIX POWER PERÚ	FENIX CCOMB GT11 & GT12 - GAS	0.03293
FENIX POWER PERÚ	FENIX GT11 - GAS	0.03851
FENIX POWER PERÚ	FENIX GT12 - GAS	0.03884

Fuente: COES

Tabla N° 11: Costos variables de las unidades de generación

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (S./ KWh)
IYEPSAC	RF PTO MALDONADO - D2	0.84226
IYEPSAC	RF PUCALLPA - D2	0.72206
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG1 - GAS	0.03884
KALLPA GENERACION S.A.	LFLORES TG1 GAS	0.03757
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG2 - GAS	0.03890
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG3 - GAS	0.03843
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 - GAS	0.03327
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG2 - GAS	0.03365
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG3 - GAS	0.03340
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 - GAS	0.03293
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG2 & TG3 - GAS	0.03295
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 & TG3 - GAS	0.03279
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	0.03301
MINERA CERRO VERDE	RECKA TG1 - D2	0.74296
PETRAMAS	LAGRINGAV - BIOGAS	0.00000
PETRAMAS	HUAYCOLORO - BIOGAS	0.00000
PETRAMAS	CALLAO - BIOGAS	0.00000
PETRAMAS	DONACATALINA - BIOGAS	0.00000
PLANTA DE RF DE ETEN S.A.	RF ETEN TG1 - D2	0.76147
PLANTA DE RF DE ETEN S.A.	RF ETEN TG2 - D2	0.60404
SAMAY I S.A.	PTO_BRVO TG1 - D2	0.67634
SAMAY I S.A.	PTO_BRVO TG2 - D2	0.68331
SAMAY I S.A.	PTO_BRVO TG3 - D2	0.67801
SAMAY I S.A.	PTO_BRVO TG4 - D2	0.68575
SDF ENERGIA	OQUENDO TG1 - GAS	0.14054
SDF ENERGIA	OQUENDO TG1 - D2	0.83261
SHOUGESA	SAN NICOLAS CUMMINS - D2	0.54675
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 1 - R500	0.56156
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 2 - R500	0.55399
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 3 - R500	0.55346
TERMOCHILCA	OLLEROS TG1 - GAS	0.06523
TERMOCHILCA	OLLEROS CCOMB TG1 - GAS	0.05123
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 1 - GAS	0.06675
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 2 - GAS	0.06592

Fuente: COES

En la figura N° 7 se puede apreciar cómo fue la participación de las centrales RER en el despacho del día de la máxima

demanda de octubre, la cual ocurrió el 23 de octubre a las 18:45 horas. En la cual, las centrales eólicas tienen una participación de 5%, mientras que el recurso solar no participó en el día de máxima demanda.

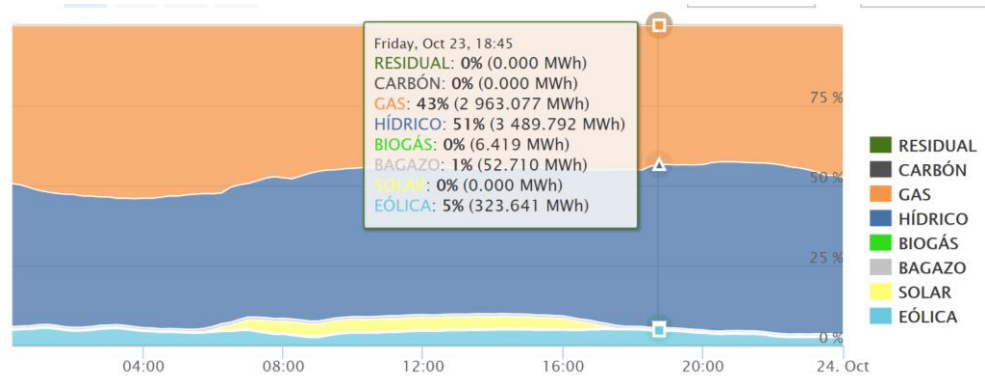


Figura N° 7: Centrales RER en la máxima demanda de octubre
Fuente: COES

Las figuras N° 8 al 19 muestran el comportamiento de la generación de las 7 centrales eólicas para los días de máxima demanda del SEIN, del período enero a diciembre de 2020. Notándose la presencia de este tipo tecnología en las horas punta del sistema, teniendo mayor notoriedad a partir de junio a octubre, que corresponde al período de estiaje para las centrales hidroeléctricas, lo cual muestra la complementariedad de ambos recursos, eólica y agua.

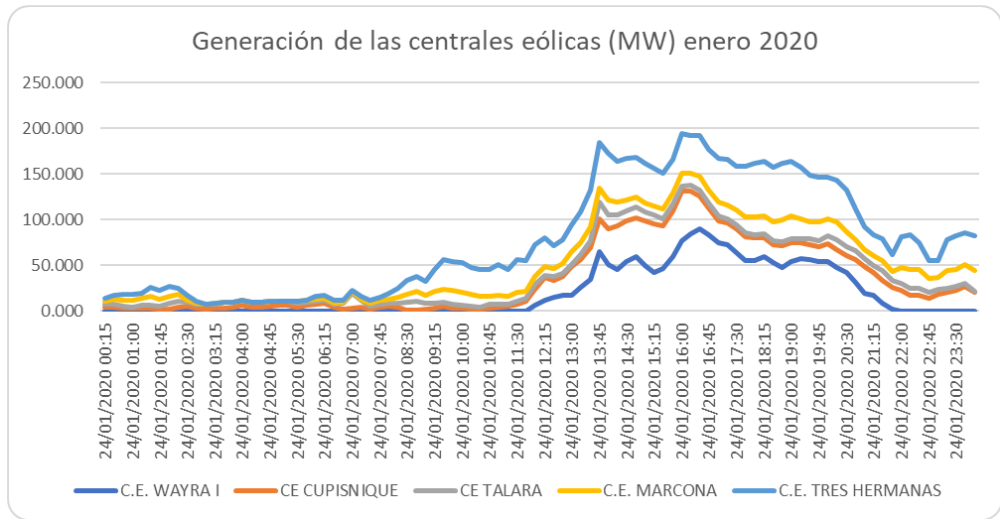


Figura N° 8: Centrales eólicas en la máxima demanda enero
Fuente: COES
Elaboración propia

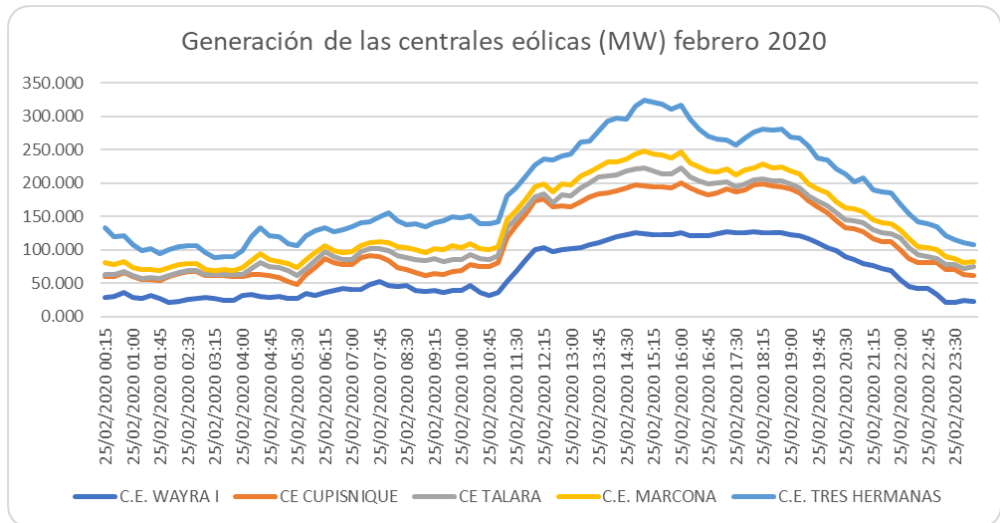


Figura N° 9: Centrales eólicas en la máxima demanda febrero
Fuente: COES
Elaboración propia

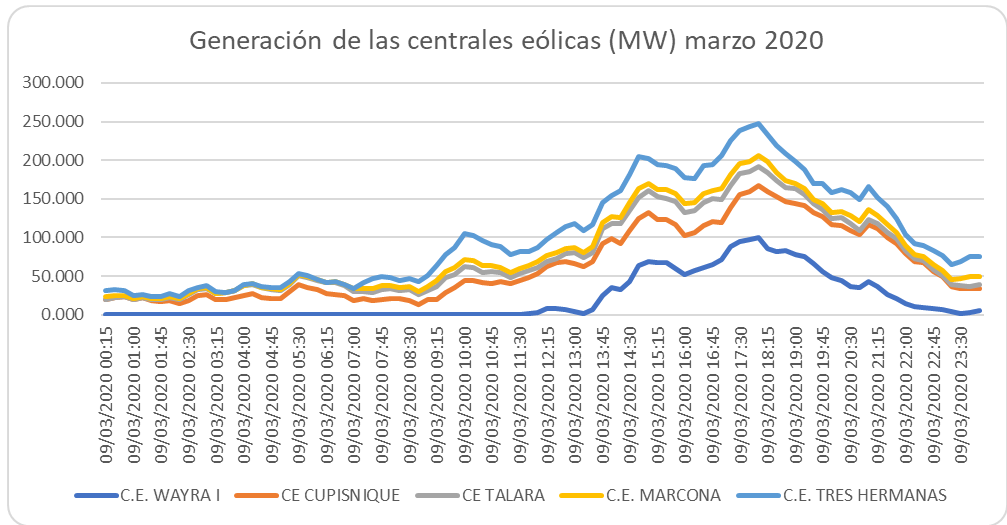


Figura N° 10: Centrales eólicas en la máxima demanda marzo
Fuente: COES
Elaboración propia

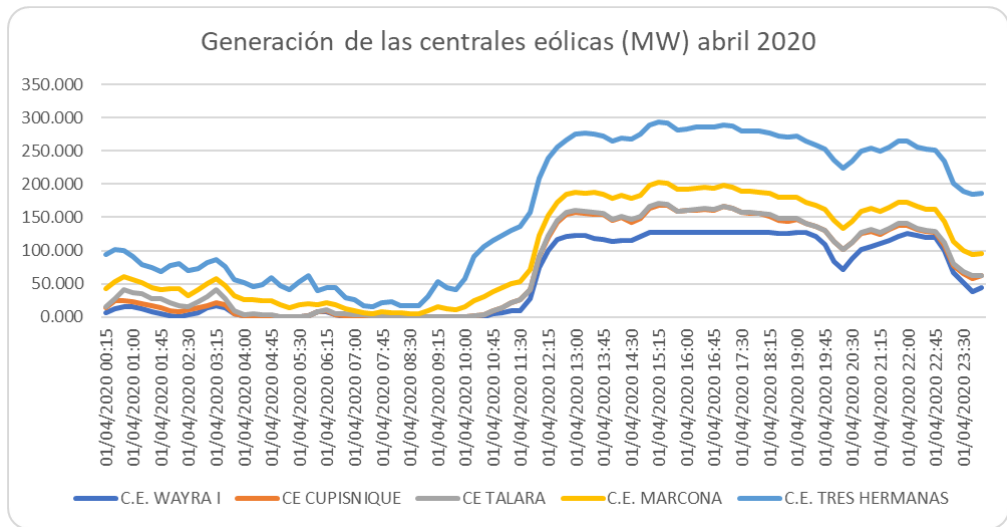


Figura N° 11: Centrales eólicas en la máxima demanda abril
Fuente: COES
Elaboración propia

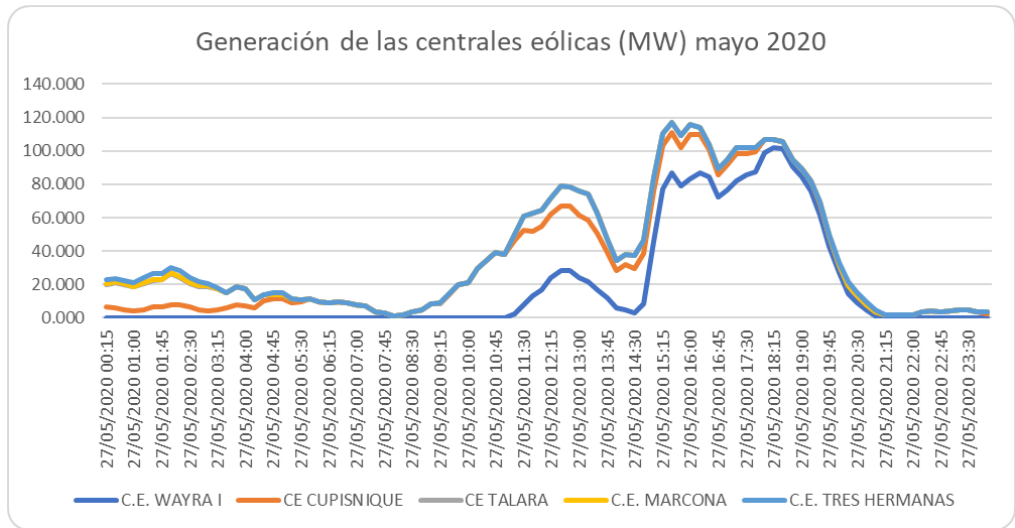


Figura N° 12: Centrales eólicas en la máxima demanda mayo
Fuente: COES
Elaboración propia

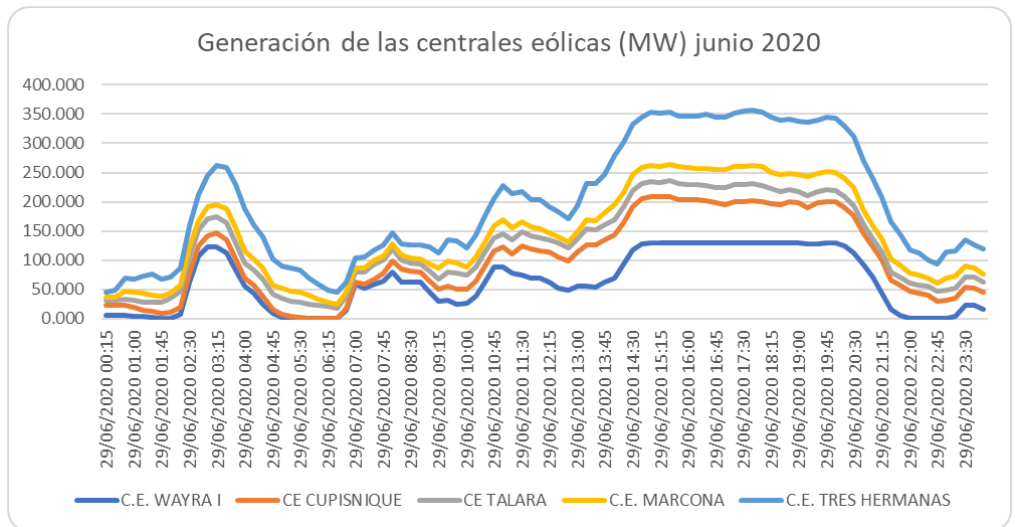


Figura N° 13: Centrales eólicas en la máxima demanda junio
Fuente: COES
Elaboración propia

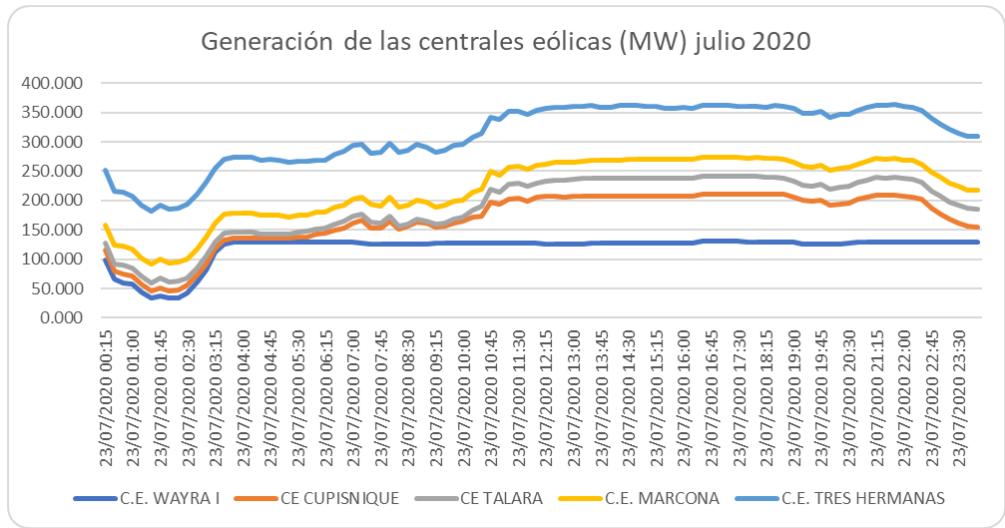


Figura N° 14: Centrales eólicas en la máxima demanda julio
Fuente: COES
Elaboración propia

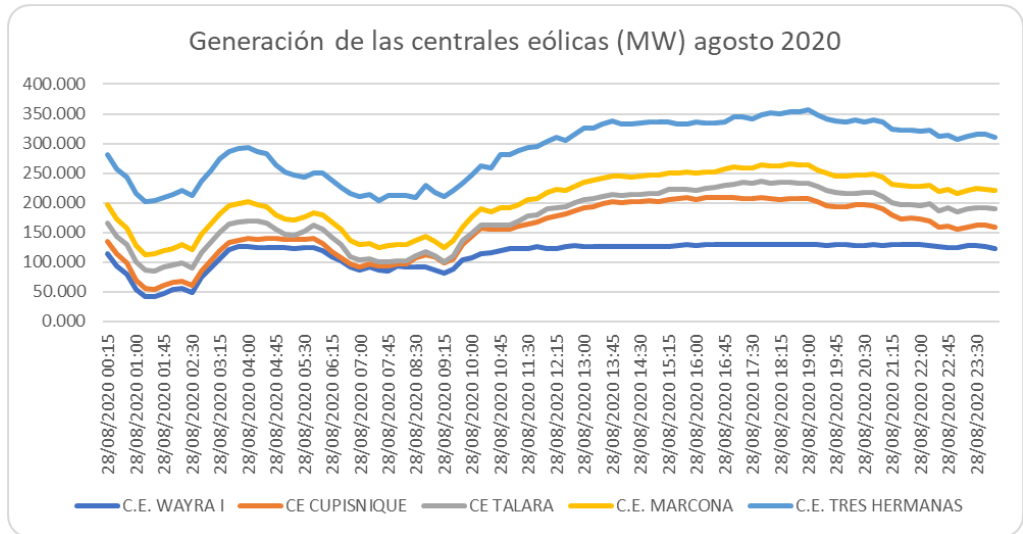


Figura N° 15: Centrales eólicas en la máxima demanda agosto
Fuente: COES
Elaboración propia

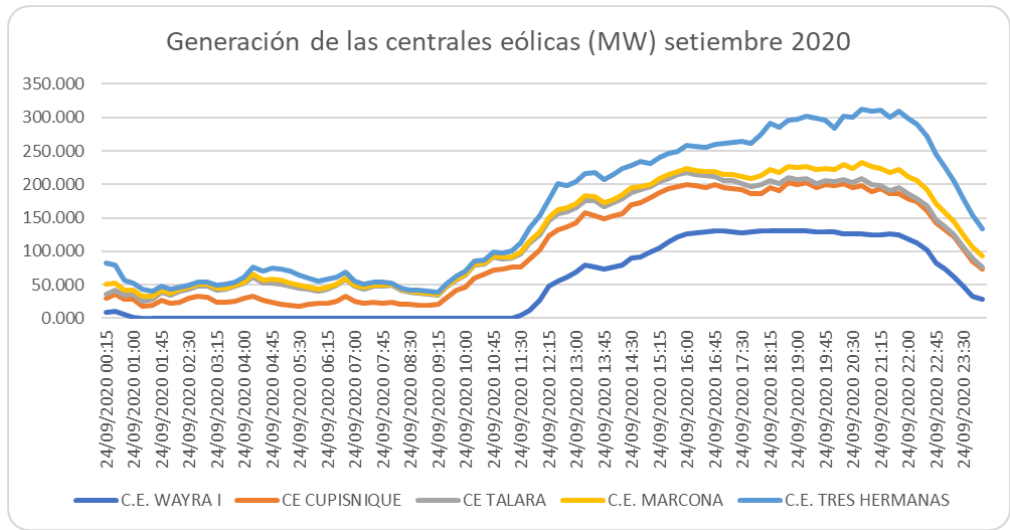


Figura N° 16: Centrales eólicas en la máxima demanda setiembre
Fuente: COES
Elaboración propia

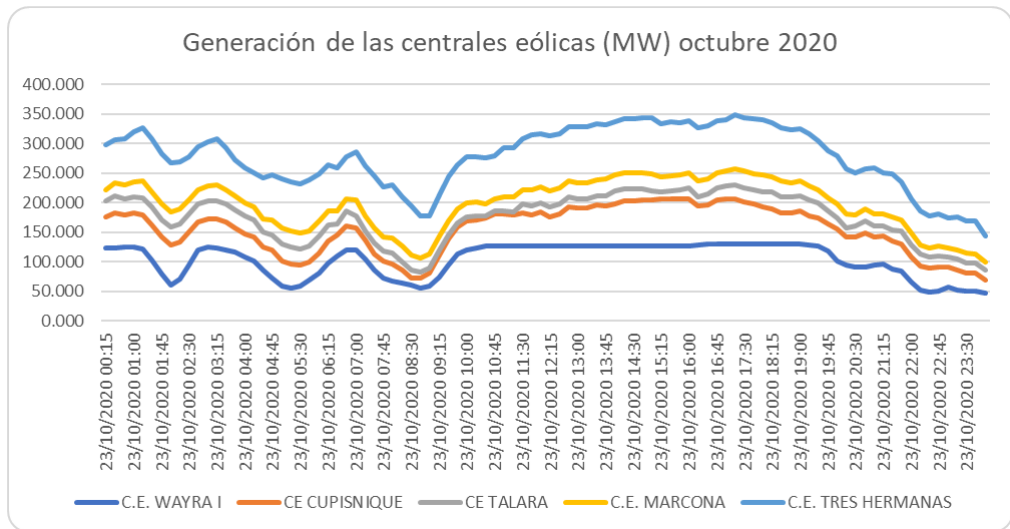


Figura N° 17: Centrales eólicas en la máxima demanda octubre
Fuente: COES
Elaboración propia

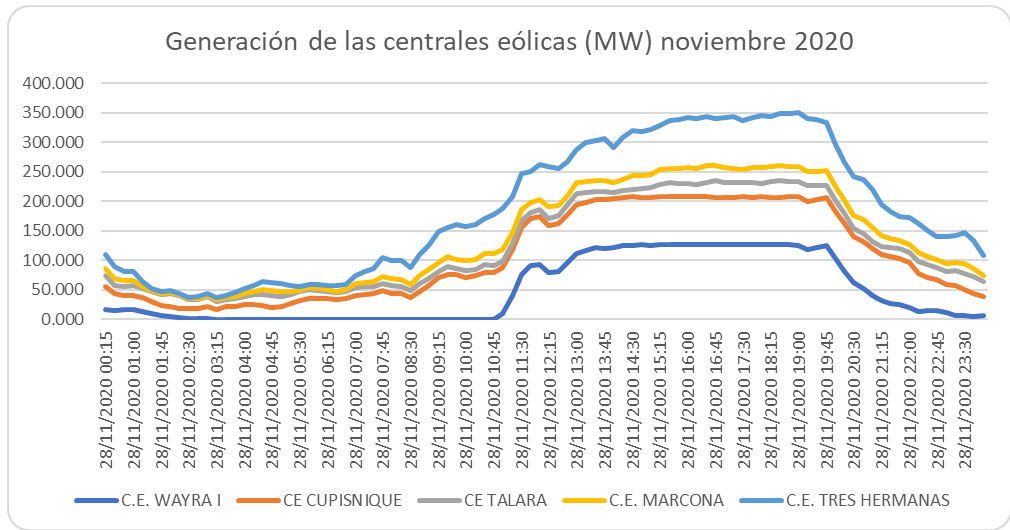


Figura N° 18: Centrales eólicas en la máxima demanda noviembre
Fuente: COES
Elaboración propia

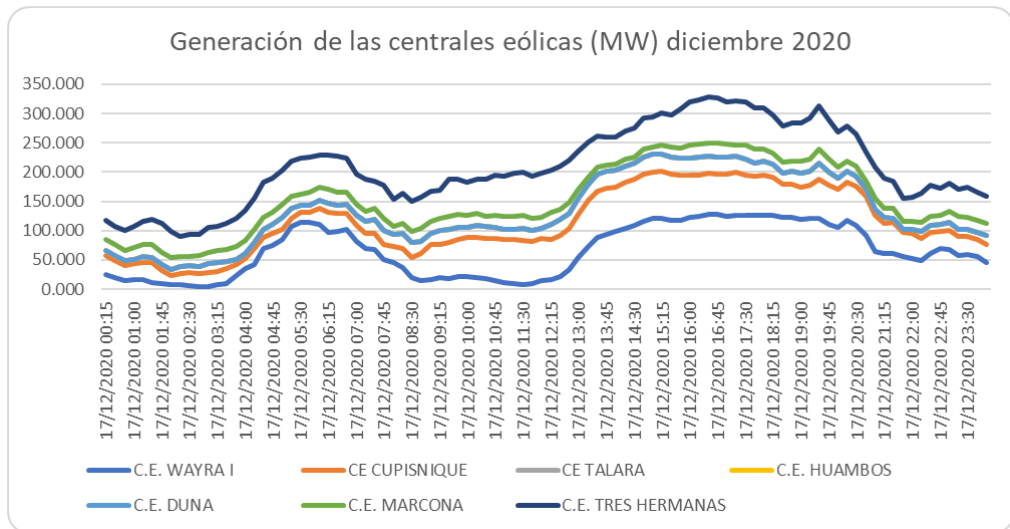


Figura N° 19: Centrales eólicas en la máxima demanda diciembre
Fuente: COES
Elaboración propia

De las 7 centrales eólicas que están distribuidas en la zona norte y centro del país, la cual es buena para este tipo de centrales, se puede apreciar que la central eólica Tres Hermanas tienen una mayor generación. Asimismo, que, a pesar de la propia intermitencia del recurso eólico, estas centrales están generando a lo largo del día; lo que esta intermitencia de las centrales eólicas hace que las redes de transmisión estén en una situación delicada, ya que las redes deberán tener equipos necesarios para suplir esta intermitencia.

Las figuras N° 20 al 31 muestran el comportamiento de la generación de las 7 centrales solares para los días de máxima demanda del SEIN, del período enero a diciembre de 2020. Notándose que este tipo tecnología no se encuentran presentes en las horas punta del sistema, que es cuando el sistema tiene mayor demanda. Se aprecia una mayor uniformidad de generación a partir de junio a octubre, que corresponde al período de estiaje para las centrales hidroeléctricas, lo cual muestra la complementariedad de ambos recursos, solar y agua.

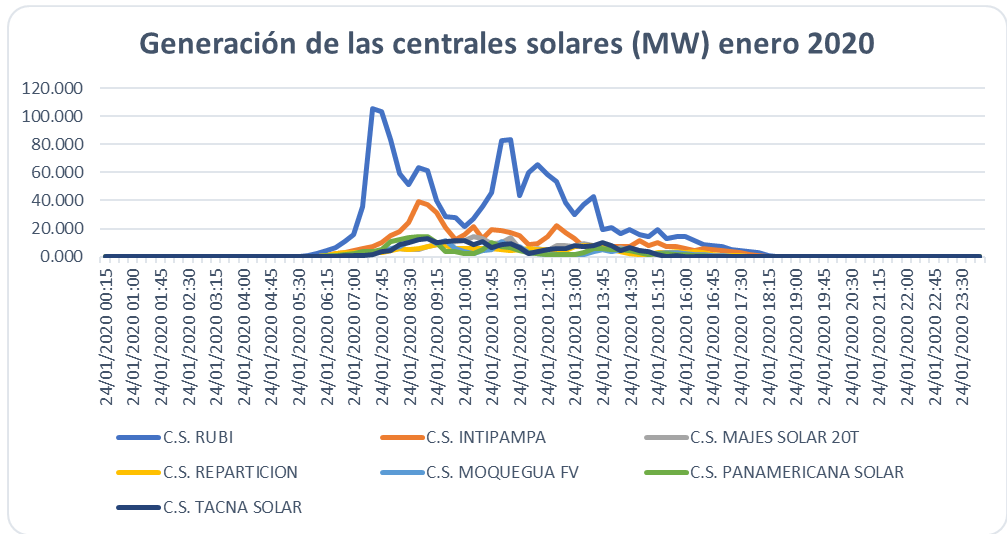


Figura N° 20: Centrales solares en la máxima demanda enero
 Fuente: COES
 Elaboración propia

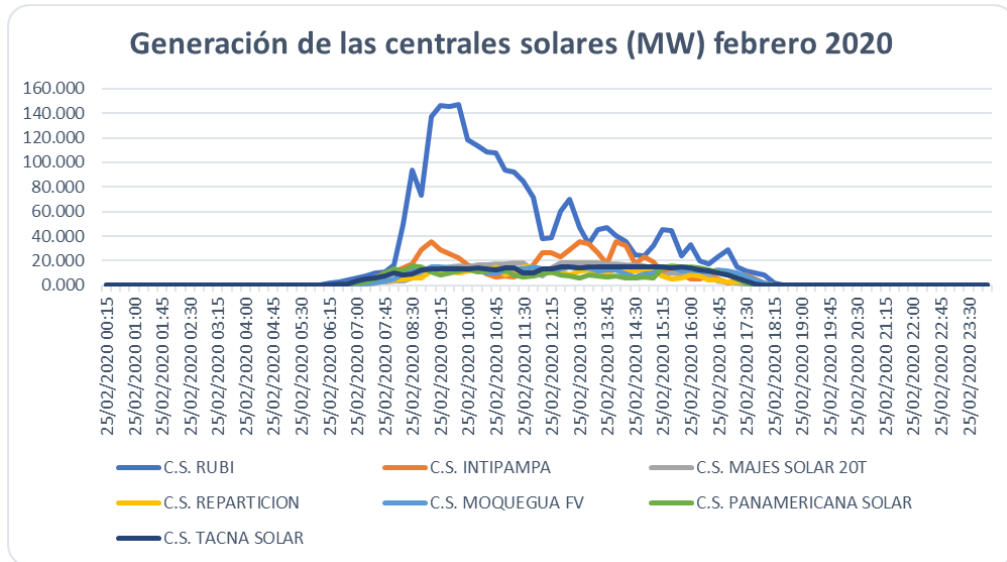


Figura N° 21: Centrales solares en la máxima demanda febrero
 Fuente: COES
 Elaboración propia

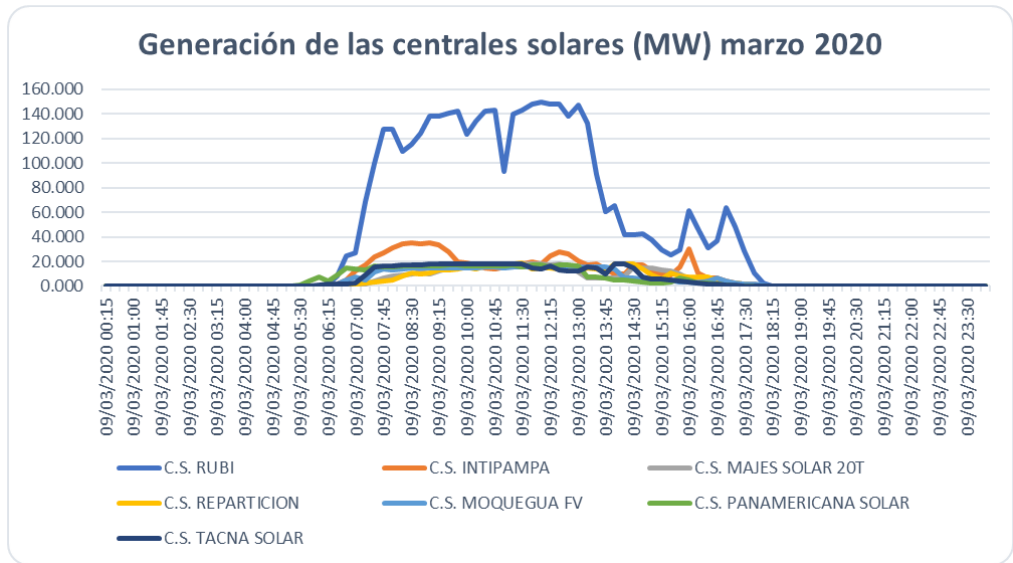


Figura N° 22: Centrales solares en la máxima demanda marzo
Fuente: COES
Elaboración propia

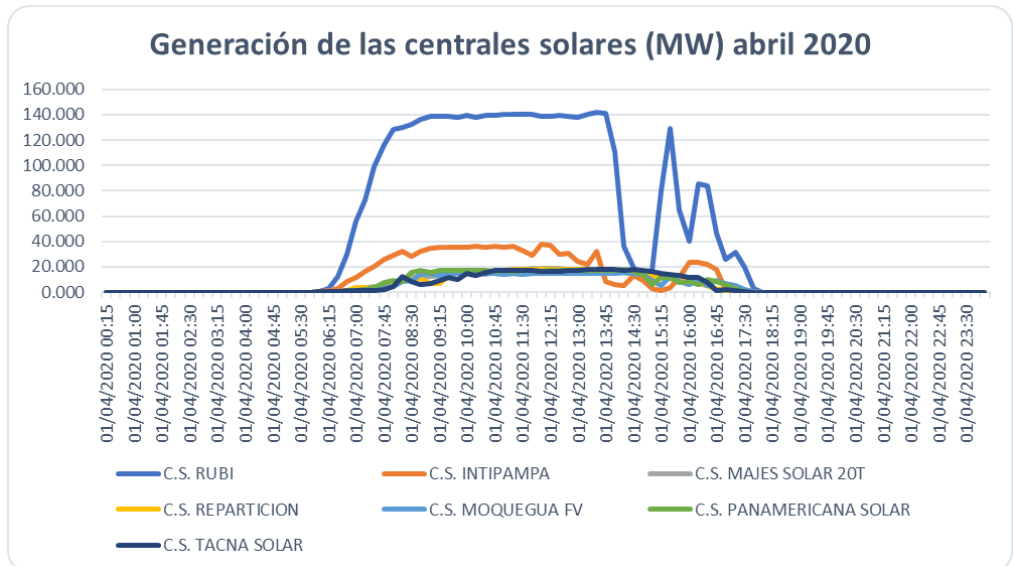


Figura N° 23: Centrales solares en la máxima demanda abril
Fuente: COES
Elaboración propia

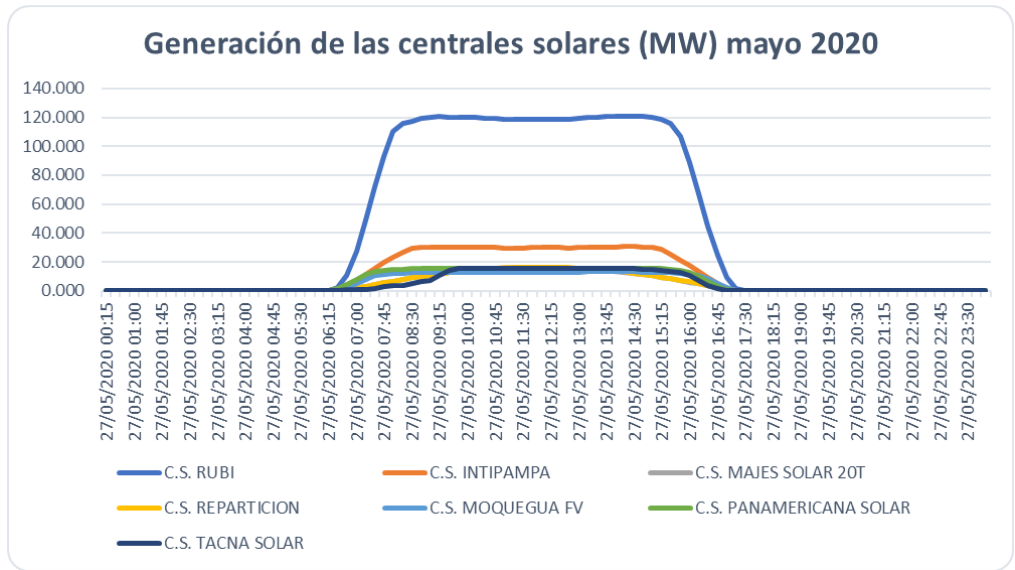


Figura N° 24: Centrales solares en la máxima demanda mayo
 Fuente: COES
 Elaboración propia

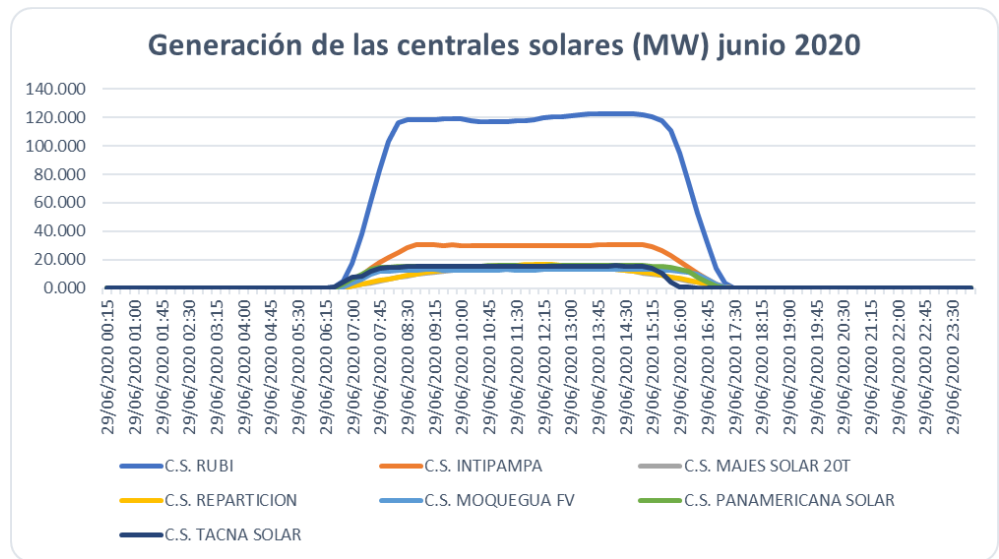


Figura N° 25: Centrales solares en la máxima demanda junio
 Fuente: COES
 Elaboración propia

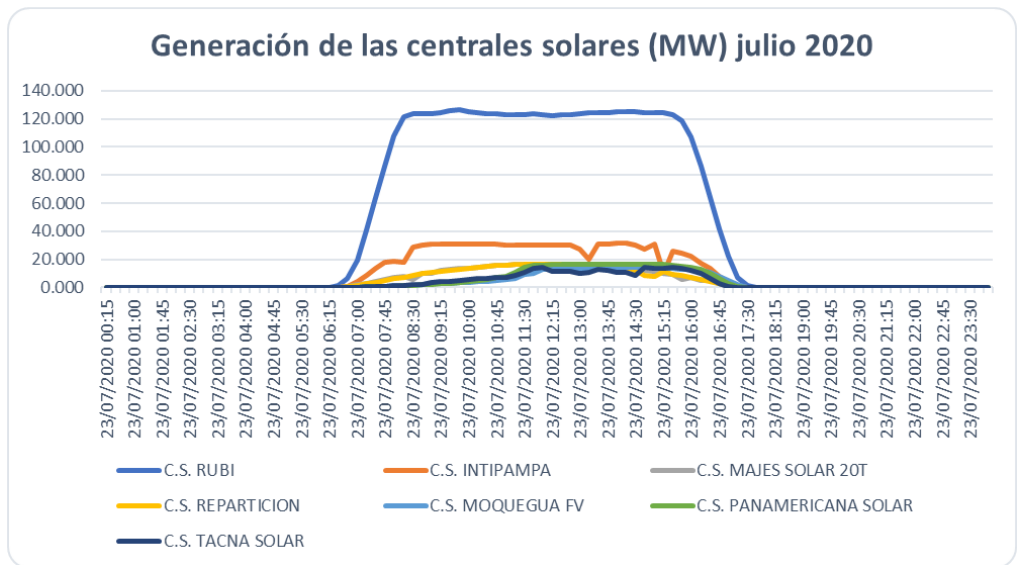


Figura N° 26: Centrales solares en la máxima demanda julio
Fuente: COES
Elaboración propia

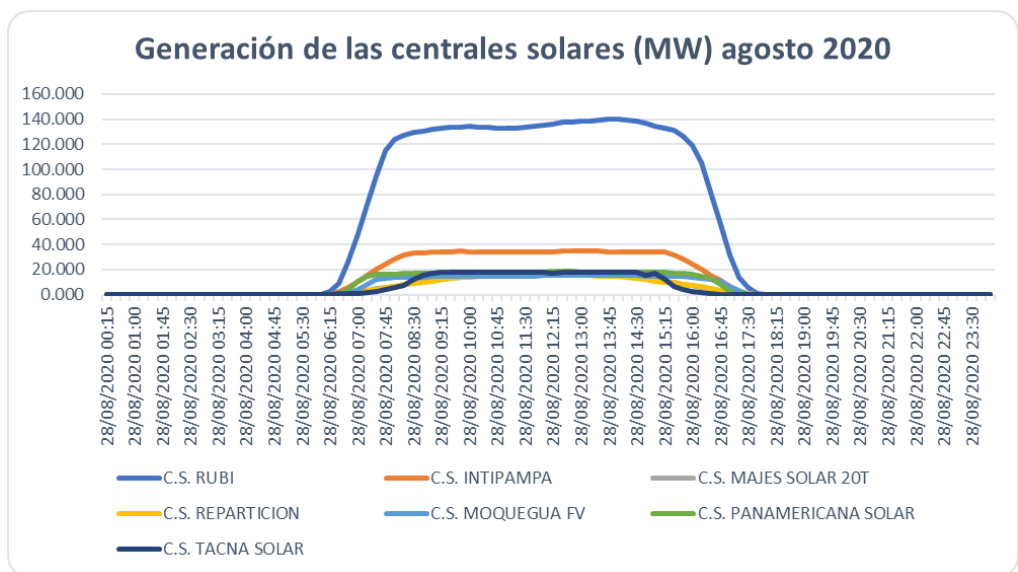


Figura N° 27: Centrales solares en la máxima demanda agosto
Fuente: COES
Elaboración propia

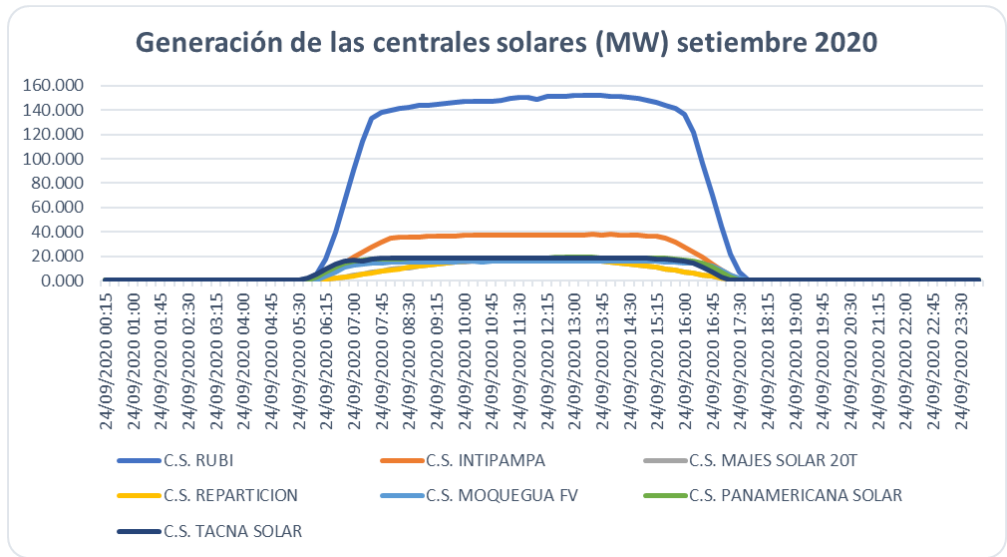


Figura N° 28: Centrales solares en la máxima demanda setiembre
Fuente: COES
Elaboración propia

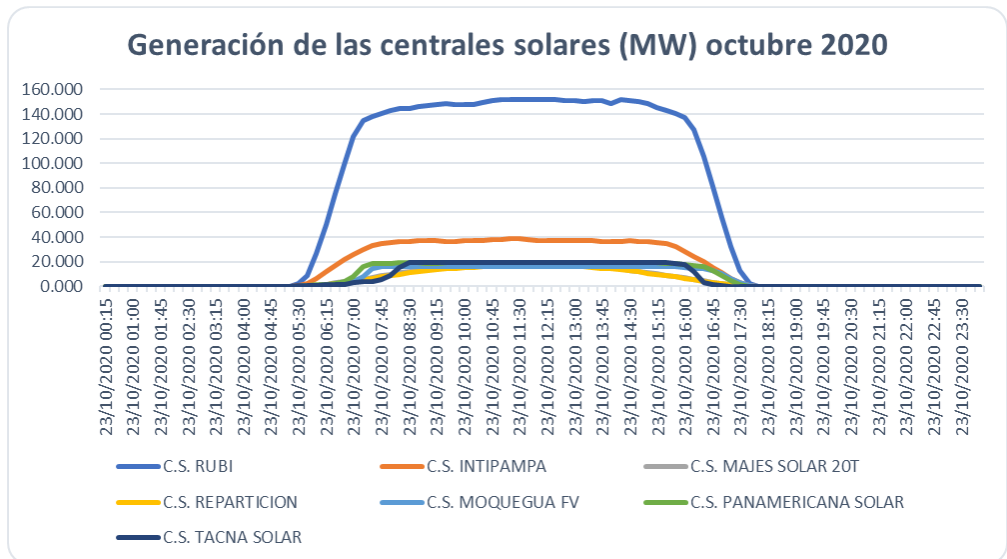


Figura N° 29: Centrales solares en la máxima demanda octubre
Fuente: COES
Elaboración propia

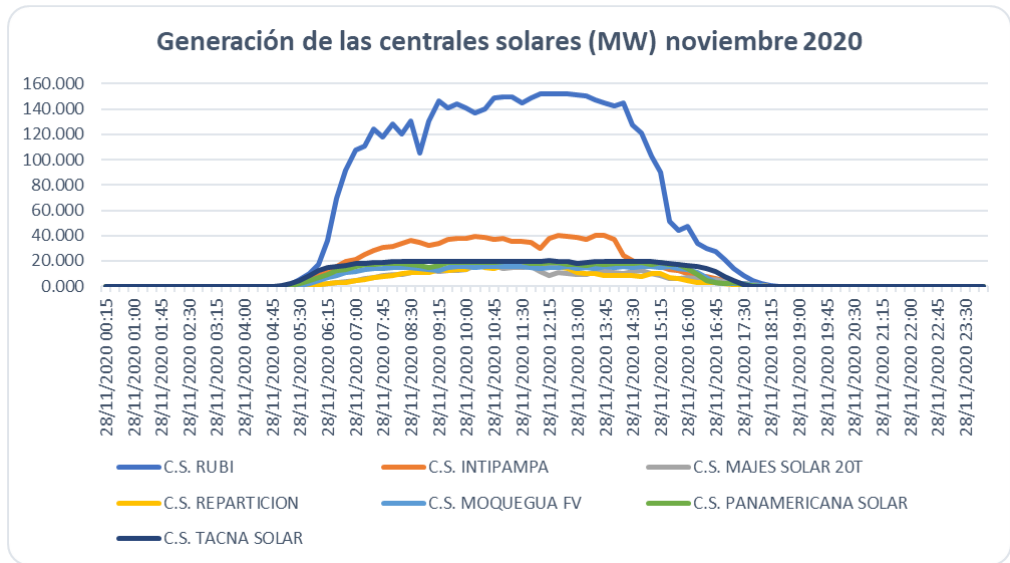


Figura N° 30: Centrales solares en la máxima demanda noviembre
Fuente: COES
Elaboración propia

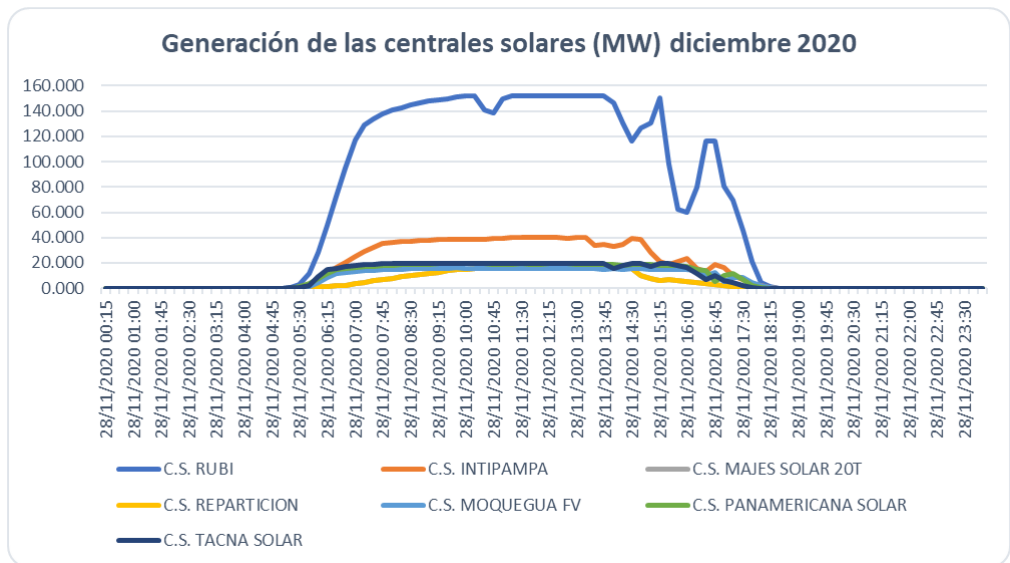


Figura N° 31: Centrales solares en la máxima demanda diciembre
Fuente: COES
Elaboración propia

De las 7 centrales solares que están distribuidas en la zona sur del país, la cual es buena para este tipo de tecnología, se puede apreciar que la central solar Rubi tienen una mayor generación. Asimismo, que, la generación de estas centrales tiene una forma de campana que inicia a las 6 de la mañana y termina a las 6 de la tarde, disminuyendo su disponibilidad en la hora punta del sistema.

5.1.4 Potencia firme de las centrales RER

De acuerdo al procedimiento PR-26 del COES, las tablas N° 12 y 13 presenta la potencia firme asignada a las centrales eólicas y solares, en el período de enero a diciembre de 2020. Apreciándose que la mayor potencia firme la recibe la central eólica Wayra I, seguida de Tres Hermanas y Cupisnique, en promedio 46 MW; mientras que las centrales solares en promedio solo tienen 0.27 MW de potencia firme asignada.

Tabla N° 12: Potencia firme de las centrales RER (MW)

Central	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20
C.S. Majes Solar 20T	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
C.S. Panamericana Solar	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
C.S. Repartición	0.11	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
C.S. Tacna Solar	0.21	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
C.E. Marcona	19.98	19.95	19.84	19.76	19.80	19.83
C.E. Cupisnique	41.23	42.43	43.14	43.52	43.57	44.00
C.E. Talara	13.20	13.43	13.51	13.53	13.48	13.52
C.S. Moquegua FV	0.36	0.39	0.40	0.40	0.40	0.40
C.E. Tres Hermanas	61.55	61.08	60.78	60.56	60.56	60.91
C.S. Intipampa	0.23	0.32	0.32	0.31	0.30	0.29
C.S. Rubi	0.74	1.80	1.81	1.77	1.71	1.66
C.E. Wayra I	95.19	94.10	93.96	94.11	93.46	93.86

Fuente: COES
Elaboración propia

Tabla N° 13: Potencia firme de las centrales RER (MW)

Central	jul-20	ago-20	set-20	oct-20	nov-20	dic-20
C.S. Majes Solar 20T	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
C.S. Panamericana Solar	0.12	0.12	0.12	0.12	0.13	0.13
C.S. Repartición	0.12	0.12	0.12	0.10	0.10	0.10
C.S. Tacna Solar	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.25
C.E. Marcona	19.96	19.92	19.90	19.77	19.78	19.82
C.E. Cupisnique	44.55	44.75	44.92	44.88	45.41	45.45
C.E. Talara	13.63	13.64	13.61	13.58	13.68	13.68
C.S. Moquegua FV	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.41
C.E. Tres Hermanas	61.30	61.27	61.27	61.12	61.23	61.38
C.S. Intipampa	0.28	0.28	0.27	0.27	0.28	0.30
C.S. Rubi	1.61	1.58	1.56	1.56	1.65	1.67
C.E. Wayra I	94.31	94.95	95.32	95.42	95.39	95.36
C.E. Huambos						1.36
C.E. Duna						1.42

Fuente: COES
Elaboración propia

5.1.5 Ingresos por potencia de las centrales RER

De acuerdo al procedimiento PR-30 del COES, la tabla N° 14 presenta el total del 100% de los ingresos por potencia de las centrales eólicas y solares, en el período de enero a diciembre de 2020; que corresponden al ingreso garantizado por potencia firme requerida por el sistema.

Tabla N° 14: Ingresos por potencia de las centrales RER (S/)

Central	Total
C.S. Majes Solar 20T	16 580
C.S. Panamericana Solar	20 709
C.S. Repartición	17 152
C.S. Tacna Solar	44 241
C.E. Marcona	3 274 380
C.E. Cupisnique	7 144 688
C.E. Talara	1 968 460
C.S. Moquegua FV	63 830
C.E. Tres Hermanas	9 894 927
C.S. Intipampa	50 335
C.S. Rubi	280 974
C.E. Wayra I	16 094 102

Fuente: COES
Elaboración propia

La figura N° 32 muestra la evolución mensual de los ingresos por potencia en el mercado eléctrico peruano, de las centrales eólicas. Apreciándose que los mayores ingresos que reciben son la central eólica Wayra I, seguida de Tres Hermanas y Cupisnique; registrando el mayor ingreso en agosto de 2020 por el monto de S/1 503 791 perteneciente a la central Wayra I, en correspondencia a la mayor producción registrada por este tipo de tecnología. El menor ingreso registrado en abril de 2020 se debe que al concluir el año tarifario mayo 2019-abril 2020, las centrales suelen cumplir con su energía adjudicada, por lo que, se limita dichos ingresos.

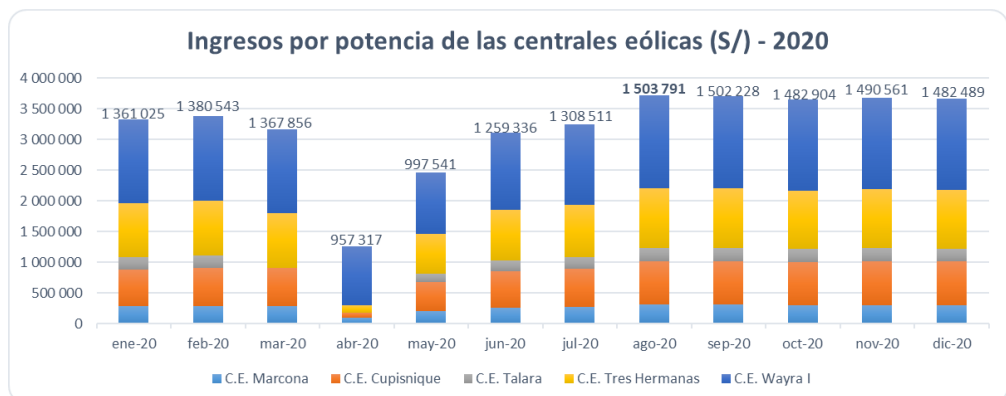


Figura N° 32: Ingresos por potencia de las centrales eólicas
Fuente: COES
Elaboración propia

La figura N° 33 muestra la evolución mensual de los ingresos por potencia en el mercado eléctrico peruano, de las centrales solares. Apreciándose que, a pesar de la baja potencia firme asignada, los mayores ingresos que reciben son la central solar Rubi, seguida de Intipampa y Moquegua Solar; registrando el mayor ingreso en febrero de 2020 por el monto de S/ 26 475 perteneciente a la central Rubi.



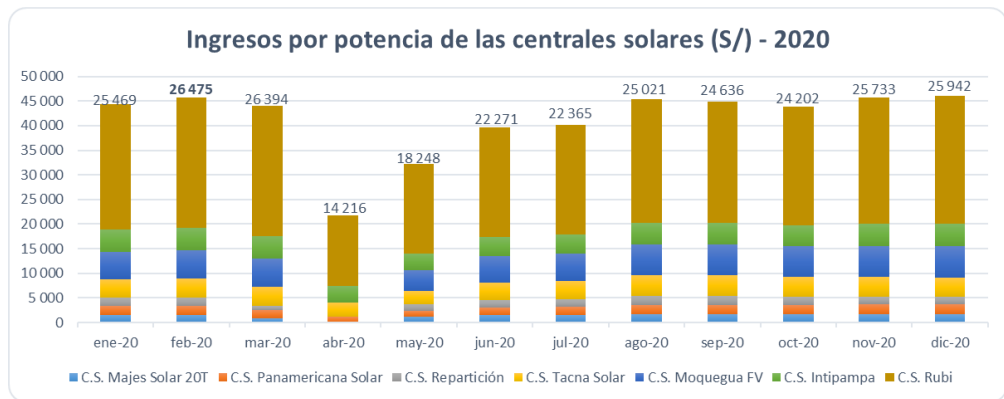


Figura N° 33: Ingresos por potencia de las centrales solares
Fuente: COES
Elaboración propia

5.2 Resultados inferenciales

5.2.1 Tarifas de las centrales RER

Cada proyecto adjudicado de las cuatro subastas RER, presentan una tarifa adjudicada de acuerdo a cada tecnología, la tabla N° 15 presenta la variación porcentual que han presentado cada proyecto. Cabe resaltar que la actual tarifa corresponde al presente año tarifario mayo 2020-abril 2021.

La variación porcentual del 11%, 12% y 13% corresponden a los proyectos adjudicados en la primera subasta, la variación del 7% corresponde a proyectos de la segunda subasta, mientras que los proyectos adjudicados en la cuarta subasta aún no presentan variación en su tarifa para el presente año tarifario.

Tabla N° 15: Actualización de las tarifas de las centrales RER

Central	Tarifa Adjudicada (Ctv.US\$/kW.h)	Tarifa Actualizada (Ctv.US\$/kW.h)	Variación (%)
C.S. Majes Solar 20T	22.25	25.13	13%
C.S. Panamericana Solar	21.50	24.31	13%
C.S. Repartición	22.30	25.19	13%
C.S. Tacna Solar	22.50	25.42	13%
C.E. Marcona	6.55	7.32	12%
C.E. Cupisnique	8.50	9.44	11%
C.E. Talara	8.70	9.66	11%
C.S. Moquegua FV	11.99	12.77	7%
C.E. Tres Hermanas	6.90	7.37	7%
C.S. Intipampa	4.85	4.85	0%
C.S. Rubi	4.80	4.80	0%
C.E. Wayra I	3.78	3.78	0%

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración propia

5.2.2 Ingresos en el MCP de las centrales RER

Cada proyecto adjudicado de las cuatro subastas RER, tienen sus ingresos garantizados, los cuales provienen de los ingresos en el MCP, es decir, ingresos por energía activa y potencia. La figura N° 34 muestra los ingresos de las centrales eólicas y solares, notándose que el mayor ingreso lo recibe la central eólica Wayra I.

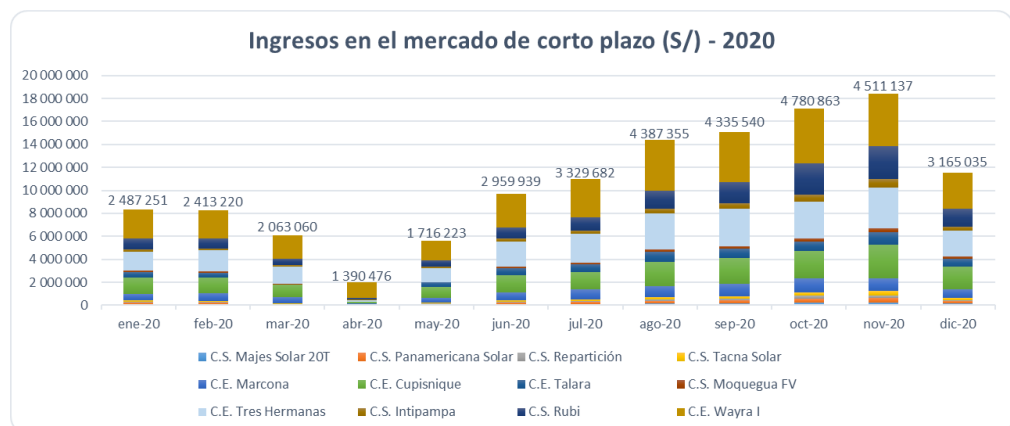


Figura N° 34: Ingresos en el MCP de las centrales RER

Fuente: COES
Elaboración propia

La tabla N° 16 muestra el porcentaje de participación de los ingresos por potencia en los ingresos en el MCP, la cual está conformada por los ingresos por energía activa y potencia, notándose que la mayor participación está en las centrales eólicas, en el rango del 29% al 43%; a diferencia de la participación en las centrales solares la cual está en el orden del 1% al 4%, debido a la insignificante potencia firme asignada para este tipo de tecnología, que lamentablemente no se encuentra presente cuando el sistema más lo requiere, es decir, en la hora punta del sistema.

Tabla N° 16: Participación de los ingresos por potencia de las centrales RER

Central	Total Ingresos MCP	Total Ingresos Potencia	Variación (%)
C.S. Majes Solar 20T	1 473 361	16 580	1%
C.S. Panamericana Solar	2 067 392	20 709	1%
C.S. Repartición	1 436 936	17 152	1%
C.S. Tacna Solar	1 846 626	44 241	2%
C.E. Marcona	8 857 674	3 274 380	37%
C.E. Cupisnique	19 646 803	7 144 688	36%
C.E. Talara	6 876 956	1 968 460	29%
C.S. Moquegua FV	1 782 370	63 830	4%
C.E. Tres Hermanas	26 350 632	9 894 927	38%
C.S. Intipampa	3 896 963	50 335	1%
C.S. Rubi	15 746 249	280 974	2%
C.E. Wayra I	37 539 782	16 094 102	43%

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración propia

5.2.3 Evolución de la potencia firme del mercado

La tabla N° 17 muestra la evolución de la potencia firme del mercado eléctrico peruano, de las cuatro tecnologías de generación eléctrica, es decir, hidroeléctrica, térmica, eólica y solar, para los años 2019 y 2020; notándose que en setiembre de 2019 hay un salto de 245.05 MW, de los cuales 233.04 MW corresponde a la potencia firme asignada a la generación de

electricidad específicamente la de recursos energéticos renovables como lo son las centrales eólicas y solares, y 12.01 MW corresponden a actualizaciones de las potencias garantizadas de las centrales hidroeléctricas.

Tabla N° 17: Evolución de la potencia firme (MW) del mercado

Mes / Año	2019	2020	Variación
Enero	10 490	10 810	3%
Febrero	10 490	10 814	3%
Marzo	10 574	10 811	2%
Abril	10 532	10 794	2%
Mayo	10 533	10 798	2%
Junio	10 549	10 805	2%
Julio	10 552	10 824	3%
Agosto	10 530	10 842	3%
Setiembre	10 776	10 850	1%
Octubre	10 793	10 869	1%
Noviembre	10 800	10 869	1%
Diciembre	10 799	10 874	1%

Fuente: COES
Elaboración propia

Asimismo, de enero a agosto se aprecia una variación en el rango del 2% y 3%, siendo que a partir de setiembre la variación es del 1%, mes al partir del cual ya las centrales eólicas y solares tiene potencia asignada en el mercado eléctrico peruano.

VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1 Contratación y demostración de la hipótesis con los resultados

La hipótesis general planteada fue:

“La potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables impacta en las transacciones económicas dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020”.

Con base al análisis efectuado la potencia firme asignada a la generación de electricidad con RER, específicamente a las centrales eólicas y solares si impacta en las transacciones económicas del mercado eléctrico peruano, ya que a partir de setiembre de 2019 dichas centrales RER tienen ingresos por potencia, al tener una forma de cálculo de la potencia firme en función de la producción durante las Horas Punta del Sistema para un período de evaluación de los últimos 36 meses entre el número total de Horas Punta del Sistema.

Por lo que, las centrales RER al tener una potencia firme asignada hace que distribución de la bolsa de dinero de ingresos de potencia se incluyan a estas centrales, ya que anteriormente dicha bolsa solo se distribuía entre las centrales hidroeléctricas, térmicas y cogeneración.

La primera hipótesis específica planteada fue:

“La descripción de las características de la potencia firme dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020 permite la

asignación de la potencia firme a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables”.

Durante el desarrollo de la presente investigación se ha descrito las diferentes tecnologías para la generación de electricidad, el concepto de la potencia firme de acuerdo a la normativa vigente, así como su forma de cálculo para cada tecnología. Asimismo, se ha analizado la capacidad instalada y la producción de las centrales RER adjudicadas de las subastas para el suministro de electricidad al SEIN convocadas por el OSINERGMIN, notándose una marcada complementariedad con las centrales hidroeléctricas.

Por lo que, las centrales RER al cumplir con suministrar potencia con alta seguridad cuando el sistema eléctrico lo requiera, es decir, en la Hora Punta, permite que se les asigne una potencia firme.

La segunda hipótesis específica planteada fue:

“La descripción del tipo de transacción económica dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020 permite las transacciones con la generación de electricidad con recursos energéticos renovables”.

El mercado mayorista de electricidad está conformado por tres tipos de transacciones económicas, llamadas liquidaciones de valorizaciones de transferencia de potencia, de energía activa y de servicios complementarios e inflexibilidades operativas; es en las transferencias de potencia que las centrales RER participa

en el mercado eléctrico peruano, siendo el medio por el que reciben el Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerido por el sistema, cuyo pago mensual representa el 100% de los Ingresos por Potencia; es decir, se paga por la potencia firme de las centrales que cubran la Máxima Demanda del SEIN más un Margen de Reserva.

Por lo que, las centrales RER reciben Ingresos por Potencia de acuerdo a la potencia firme asignada; estos ingresos son considerados como parte de los Ingresos Garantizados de las centrales RER adjudicadas de las subastas, adicionando los ingresos por las transferencias de energía activa, y si dicho ingreso no cubre la Tarifa de Adjudicación la diferencia es cubierta por una Prima.

6.2 Contrastación de los resultados con otros estudios similares

Hoy en día la información está repartida en diferentes informes y procedimientos técnicos que se mencionan en el numeral de antecedentes de la presente investigación; siendo necesario resaltar que la diferencia se encuentra en el tipo de investigación descriptivo explicativo, puesto que consiste en la descripción de la potencia firme de las diferentes tecnologías para generar electricidad, las transacciones económicas que se realizan en el mercado eléctrico peruano y explica el impacto de la asignación de potencia firme a las centrales eólicas y solares.

6.3 Responsabilidad ética

Se ha utilizad información de diferentes organismos del sector eléctrico, como el COES y OSINERMGIN, información de distintos autores, los mismos que han sido citados y listan en la bibliografía.

CONCLUSIONES

1. Se concluye que las centrales eólicas y solares tienen una mayor producción en el período de estiaje, notándose una marcada complementariedad con la menor producción que presentan las centrales hidroeléctricas.
2. Se concluye que las centrales eólicas y solares tienen asignada una potencia firme de acuerdo a la producción durante las horas punta del sistema para un período de evaluación de 36 meses móviles.
3. Se concluye que las centrales eólicas tienen mayor potencia firme asignada debido a su mayor presencia en la hora punta, siendo que a diciembre de 2020 la máxima potencia firme es de 95.36 MW de la central eólica Wayra I, a diferencia de las centrales solares que a diciembre de 2020 la máxima potencia firme asignada corresponde a la central Rubí con 1.67 MW.
4. Se concluye que el propósito es pagar por potencia firme de las centrales de generación mediante el mecanismo de competencia, es decir, remunerar por potencia firme sólo a las centrales de generación que cubra la Máxima Demanda del SEIN más un Margen de Reserva, por lo que hay una redistribución de la bolsa de ingresos de potencia al incluir a las centrales eólicas y solares.
5. Se concluye que los ingresos por potencia que reciben las centrales eólicas y solares, permiten reducir la Prima que reciben las centrales RER adjudicadas de las subastas para el suministro de electricidad al SEIN convocadas por el OSINERGMIN.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda analizar el diagrama de carga máxima demanda, con la finalidad evaluar la hora punta del sistema, que podría ser en dos momentos del día.
2. Se recomienda evaluar los costos de los equipos de almacenamiento de energía que permita a las centrales solares estar presentes en hora punta del sistema.
3. Se recomienda revisar el funcionamiento y tipos de centrales termosolares que permitan mayor rentabilidad desde el punto de vista económico, aprovechando el recurso solar que se tiene en la zona sur del país.
4. Se recomienda efectuar el seguimiento del incremento o reducción de la Prima que reciben las centrales RER adjudicadas de las subastas para el suministro de electricidad al SEIN convocadas por el OSINERGMIN, ya que es el usuario final quien pagará por un período de 20 años.
5. Se recomienda utilizar las centrales RER para aumentar el coeficiente de electrificación rural, dada la reducción de los costos de generación de las eólicas y solares.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] N. Othman, M. Y. Hassan, and F. Hussin, "Generation revenue assessment in pool-based electricity markets," *PECon 2012 - 2012 IEEE Int. Conf. Power Energy*, no. December, pp. 206–211, 2012, doi: 10.1109/PECon.2012.6450208.
- [2] C. Benavides *et al.*, "Capacity payment allocation in hydrothermal power systems with high shares of renewable energies," *E3S Web Conf.*, vol. 140, 2019, doi: 10.1051/e3sconf/201914011008.
- [3] M. S. Javadi, A. E. Nezhad, M. Shafie-khah, P. Siano, and J. P. S. Catalão, "Assessing the benefits of capacity payment, feed-in-tariff and time-of-use programme on long-term renewable energy sources integration," *IET Smart Grid*, vol. 2, no. 4, pp. 602–611, 2019, doi: 10.1049/iet-stg.2018.0298.
- [4] R. Haas, "The future design of electricity markets: Capacity payments or smart solutions?," *WIT Trans. Ecol. Environ.*, vol. 190 VOLUME, pp. 179–190, 2014, doi: 10.2495/EQ140191.
- [5] CIER, "Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER," 2018.
- [6] C. Alarcón and C. Paredes, "Plan de negocios para la generación de energía renovable – Tecnología solar Plan de Negocios para la Generación de Energía Renovable – Tecnología Solar TRABAJO DE INVESTIGACION PRESENTADO POR Manuel Cieza Paredes," 2018.
- [7] OSINERGMIN, *Energías renovables: Experiencia y perspectivas en la*

ruta del Perú hacia la transición energética. 2019.

- [8] A. Dammert, F. Molinelli, and A. M. Carbajal, *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*. 2011.
- [9] ::“Portal Web del COES::” <http://www.coes.org.pe/Portal/> (accessed May 17, 2020).
- [10] Presidencia del Consejo de Ministros, “Ley N° 28832: Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica,” *Diario Oficial El Peruano*. Diaro Oficial El Peruano, Lima, p. 21, 2006.
- [11] C. de la República, “Decreto Legislativo N°1002: Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.” Diaro Oficial El Peruano, Lima, p. 7, 2011.
- [12] Minem, “Decreto Supremo N° 012-2011-EM: Nuevo Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.” Diaro Oficial El Peruano, Lima, p. (e. 22/03/2011, 23/03/2011), 2011.
- [13] Minem, “Atlas Eólico del Perú,” p. 262, 2016.
- [14] SENAMHI, “Atlas De Energía Solar,” p. 31, 2003.
- [15] “Ministerio de Energía y Minas - LA DISPONIBILIDAD DE LA ENERGÍA SOLAR EN TODO EL PAÍS HACE ATRACTIVO SU USO - Eficiencia Energética.” <http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=12&idTitular=31> 12 (accessed May 31, 2020).
- [16] COES-SINAC, “Procedimiento Técnico N° 30 del Comité de

Operación Económica del SINAC,” pp. 1–16, 2017, [Online]. Available: <https://www.coes.org.pe/Portal/>.

[17] E. J. García Correa, Luis Eduardo; Rezkalah Accinelli, “Hacia un mercado energético competitivo: Propuesta de modificatoria de procedimiento técnico de Ccoes-Sinac para reconocer el cargo por potencia firme de generadores eólicos,” 2017, [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/10757/622825>.

[18] COES-SINAC, “Procedimiento Técnico N° 26 del Comité de Operación Económica del SINAC,” pp. 1–10, 2019, [Online]. Available: <https://www.coes.org.pe/Portal/>.

[19] R. Mitma, “Subasta : Proyectos de Energías Renovables en el Perú,” in *II Conferencia Energías Renovables*, 2013, pp. 1–31.

ANEXO

MATRIZ DE CONSISTENCIA

IMPACTO DE LA POTENCIA FIRME ASIGNADA A LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES EN LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS DENTRO DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO DURANTE EL AÑO 2020

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES		DISEÑO METODOLÓGICO
General	General	General	Dependiente	Indicadores	Tipo y diseño
¿Cómo la potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables impacta en las transacciones económicas dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020?	Explicar el impacto la potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables en las transacciones económicas dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020.	La potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables impacta en las transacciones económicas dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020.	Potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia de placa • Producción de energía activa en horas punta 	El proyecto de investigación es del tipo descriptivo-explicativo, siendo de diseño no experimental
Específicos	Específicos	Específicos	Independiente	Indicadores	Método
a. ¿Cuáles son las características de la potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020?	a. Describir las características de la potencia firme asignada a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020	a. La descripción de las características de la potencia firme dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020 permite la asignación de la potencia firme a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables	Transacciones económicas	<ul style="list-style-type: none"> • Soles recibidos 	<p>El método de investigación a usar será cuantitativo, ya que implica:</p> <ol style="list-style-type: none"> Recolección de datos Comprender el funcionamiento de los diferentes tipos de tecnología de la generación de electricidad

<p>b. ¿Qué transacción económica realiza la generación de electricidad con recursos energéticos renovables dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020?</p>	<p>b. Describir el tipo de transacción económica que realiza la generación de electricidad con recursos energéticos renovables dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020</p>	<p>b. La descripción del tipo de transacción económica dentro del mercado eléctrico peruano durante el año 2020 permite las transacciones con la generación de electricidad con recursos energéticos renovables</p>			<p>con recursos energéticos renovables</p> <p>c. Análisis de la potencia firme asignada a cada tecnología de la generación de electricidad con recursos energéticos renovables</p> <p>d. Impacto en las transacciones económicas dentro del mercado eléctrico peruano</p>
--	---	---	--	--	---

MAPA DE CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES DEL SEIN-DICIEMBRE 2019



[Handwritten signature]