



UNIVERSIDAD NACIONAL

“PEDRO RUIZ GALLO”

ESCUELA DE POSGRADO



**DOCTORADO EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**“Comparación entre la reducción de las emisiones de
Carbono Asociada con la introducción de Parques
Eólicos y las Centrales Solares FV en el despacho
Eléctrico del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
del Perú en el año 2020”**

TESIS

**Presentada para optar el Grado Académico de
Doctor en Ciencias de la Ingeniería Mecánica y
Eléctrica con mención en Energía**

Autor:

M.Sc. Davila Hurtado, Fredy

Asesor:

Dr. Davila Hurtado, Luis Alberto

Lambayeque - Perú

2021

“Comparación entre la reducción de las emisiones de Carbono Asociada con la introducción de Parques Eólicos y las Centrales Solares FV en el despacho Eléctrico del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú en el año 2020”

Presentado por:

M.Sc. Fredy Davila Hurtado
Autor

Dr. Luis Alberto Davila Hurtado
Asesor

Tesis presentada a la Escuela de Posgrado de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo para optar el Grado de: **DOCTOR EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA CON MENCIÓN EN ENERGÍA**

Aprobado por:


Dr. Johnny Nahui Ortiz
Presidente

Dr. Arnulfo Cieza Ramos
Secretario

Dr. Víctor Manuel García Mesta
Vocal

Lambayeque, 2021

ACTA DE SUSTENTACIÓN

 UNPRG <small>UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO</small>	ESCUELA DE POSGRADO <i>M.Sc. Francis Villena Rodríguez</i>	Versión: 01
		Fecha de Aprobación: 29-8-2020
UNIDAD DE INVESTIGACION	<u>FORMATO DE ACTA DE SUSTENTACIÓN VIRTUAL DE TESIS</u>	Pág. 1 de 3

ACTA DE SUSTENTACIÓN VIRTUAL DE TESIS

Siendo las 8.30 a.m. del día miércoles 06 de octubre de 2021, se dio inicio a la Sustentación Virtual de Tesis soportado por el sistema Google Meet, preparado y controlado por la Unidad de Tele Educación de la Escuela de Posgrado de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo de Lambayeque, con la participación en la Video Conferencia de los miembros del Jurado, nombrados con Resolución N°043-2021-EPG, de fecha 29 de enero de 2021, conformado por:

Dr. JHONNY NAHUI ORTIZ	Presidente
Dr. ARNULFO CIEZA RAMOS	Secretario
Dr. VICTOR MANUEL GARCIA MESTA	Vocal
Dr. LUIS ALBERTO DAVILA HURTADO	Asesor


Para evaluar el informe de tesis del tesista FREDY DÁVILA HURTADO, candidato a optar el grado de DOCTOR EN CIENCIAS DE LA INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA CON MENCIÓN EN ENERGIA con la tesis titulada "COMPARACION ENTRE LA REDUCCION DE LAS EMISIONES DE CARBONO ASOCIADA CON LA INTRODUCCION DE PARQUES EOLICOS Y LAS CENTRALES SOLARES FV EN EL DESPACHO ELECTRICO DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL DEL PERU EN EL AÑO 2020"

El Sr. Presidente, después de transmitir el saludo a todos los participantes en la Video Conferencia de la Sustentación Virtual ordenó la lectura de la Resolución N°791- 2021- EPG de fecha 30 de septiembre de 2021 que autoriza la Sustentación Virtual del Informe de Tesis correspondiente, luego de lo cual autorizó al candidato a efectuar la Sustentación Virtual, otorgándole 35 minutos de tiempo y autorizando también compartir su pantalla.

Culminada la exposición del candidato, se procedió a la intervención de los miembros del jurado, exponiendo sus opiniones y observaciones correspondientes, posteriormente se realizaron las preguntas al candidato.

Culminadas las preguntas y respuestas, el Sr. Presidente, autorizó el pase de los miembros del Jurado a la sala de video conferencia reservada para el debate sobre la Sustentación Virtual del Informe de Tesis realizada por el candidato, evaluando en base a la rúbrica de sustentación y determinando el resultado total de la tesis con puntos 18.5,

Formato : Físico/Digital	Ubicación : UI- EPG - UNPRG	Actualización:
--------------------------	-----------------------------	----------------

 UNPRG <small>UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO</small>	ESCUELA DE POSGRADO <i>M.Sc. Francis Villena Rodriguez</i>	Versión:	01
		Fecha de Aprobación	29-8-2020
UNIDAD DE INVESTIGACION	<u>FORMATO DE ACTA DE SUSTENTACIÓN VIRTUAL DE TESIS</u>	Pág. 2 de 3	

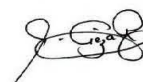
equivalente a Muy Bueno, quedando el candidato apto para optar el Grado de DOCTOR EN CIENCIAS DE LA INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA CON MENCIÓN EN ENERGIA.

Se retornó a la Video Conferencia de Sustentación Virtual, se dio a conocer el resultado, dando lectura del acta y se culminó con los actos finales en la Video Conferencia de Sustentación Virtual.

Siendo las 10.10 a.m. se dio por concluido el acto de Sustentación Virtual.



PRESIDENTE



SECRETARIO



VOCAL



ASESOR



Formato : Físico/Digital	Ubicación : UI- EPG - UNPRG	Actualización:
--------------------------	-----------------------------	----------------

DECLARACIÓN JURADA DE ORIGINALIDAD

Yo, **Fredy Davila Hurtado**, investigador principal, y **Luis Alberto Davila Hurtado**, asesor del trabajo de investigación: **“Comparación entre la reducción de las emisiones de Carbono Asociada con la introducción de Parques Eólicos y las Centrales Solares FV en el despacho Eléctrico del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú en el año 2020”**, declaro bajo juramento que este trabajo no ha sido plagiado, ni contiene datos falsos. En caso se demuestre lo contrario, asumo responsablemente la anulación de este informe y por ende el proceso administrativo a que hubiere lugar. Que puede conducir a la anulación del título o grado emitido como consecuencia de este informe.

Lambayeque, 06 de octubre de 2021

Nombre del investigador: Fredy Davila Hurtado

Nombre del asesor Dr. Luis Alberto Davila Hurtado

DEDICATORIA

A Dios, por su inmenso Amor y Bendiciones

A mis padres César y Eugelina, mi esposa Carmen y mis hijos Fredy Alonso y César Eduardo, a quienes amo mucho; por ser mi fuerza motriz e inspiración, en mi desarrollo personal y profesional.

M.Sc. Fredy Davila Hurtado

AGRADECIMIENTO

A Dios Todo Poderoso por la vida y la Fe que todo es posible con él.

A mis padres, por sus ejemplos de responsabilidad y compromiso.

A mi esposa Carmen por su paciencia y constante apoyo en el logro de esta meta académica.

A mis grandes amigos, el Dr. Amado Aguinaga Paz, y el Dr. Antonio Escajadillo Durand, por su apoyo y permanente acompañamiento, en la culminación de la presente Tesis.

A la memoria del maestro y guía Dr. Carlos Chambergo Larrea. Se que desde el cielo sigues acompañándome.

M.Sc. Fredy Davila Hurtado

ÍNDICE

DECLARACIÓN JURADA DE ORIGINALIDAD	V
DEDICATORIA	VI
AGRADECIMIENTO	VII
ÍNDICE.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
RESUMEN	XVI
ABSTRACT	XVII
INTRODUCCIÓN.....	18
CAPÍTULO I: DISEÑO TEORICO	21
1.1. Antecedentes de la Investigación	21
1.2. Base Teórica	33
1.2.1. El Sub-Sector Eléctrico.....	33
1.2.2. Evolución de la energía eléctrica en el Perú.....	36
1.2.3. Consumo de energía eléctrica en el Perú.....	37
1.2.4. Actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.....	39
1.2.5. Centrales Solares FV Conectadas al SEIN	61
1.2.6. Parques eólicos	80
1.2.7. Comité de Operación Económica Del Sistema (COES).....	91
1.2.8. Despacho Económico	91
1.2.9. Demanda de Energía Eléctrica.....	92
1.3. Definiciones Conceptuales	99
1.3.1. Dióxido De Carbono.....	99
1.3.2. Emisiones de CO2	99
1.3.3. CO2 Equivalente y Poder Calórico Global (PCG)	100
1.3.4. Energía Eléctrica.....	101
1.4 Operacionalización de Variables	102
1.5 Hipótesis.....	102
CAPÍTULO II: MÉTODOS Y MATERIALES	105
2.1 Tipo de Investigación	105
2.2 Método de Investigación	105
2.3 Diseño de Contrastación.....	105

2.4 Población, Muestra y Muestreo	106
2.5 Técnicas, Instrumentos, Equipos y Materiales de Recolección de Datos	106
2.6 Procesamiento y Análisis de Datos	106
CAPÍTULO III: RESULTADOS	112
3.1. Generación Solar Fotovoltaica (FV)	112
3.2. Producción total diaria de Energía Solar FV	115
3.2.1. Potencia Total Solar FV generada en el Día de Máxima Demanda	116
3.2.2. Producción total de Energía Solar FV en el Día de Máxima Demanda	116
3.2.3. Energía solar producida por cada central FV para el día de máxima demanda, 25 de febrero de 2020.....	118
3.2.4. Energía mensual producida.....	122
3.3. Producción total diaria de Energía Eólica	123
3.3.1. Potencia Total Eólica generada en el Día de Máxima Demanda.....	124
3.3.2. Producción total de Energía Eólica en el Día de Máxima Demanda.....	125
3.3.3. Energía Eléctrica de origen Eólico producida por cada parque eólico durante el día de máxima demanda, 25 de febrero de 2020	128
3.3.4. Energía solar y eólica del año 2020 por tipo de combustible desplazado	132
3.4. Generación termoeléctrica en el SEIN	139
3.4.1. Tecnología de las centrales térmicas utilizadas en el SEIN	139
3.4.2. Tipo de Tecnología de las centrales térmicas	139
3.4.3. Parque de Centrales Térmicas Representativas en el SEIN.....	148
3.4.4. Energía sustituida en el despacho eléctrico a costo marginal.....	149
3.4.5. Eficiencia de las centrales térmicas en el SEIN.....	152
3.4.6. Volumen de combustible sustituido por la producción de energía eléctrica de origen solar y eólico	154
3.5. Emisiones de CO2 evitadas por Unidad de Energía Eléctrica de origen Solar FV y Eólico Producida	155
3.5.1. Emisiones diarias evitadas por unidad de energía eléctrica de origen solar y eólico producida.....	155
3.5.2. Emisiones anuales evitadas por unidad de energía eléctrica de origen solar FV y eólico producido	156
CAPÍTULO IV: DISCUSIÓN	159
CONCLUSIONES	162
RECOMENDACIONES	164

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 165
ANEXOS 170

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Estructura del consumo final de energía eléctrica (GWh) por sectores año 2017.....	38
Tabla 2 Rendimiento Medio de Combustibles Líquidos por Empresa.....	42
Tabla 3: Rendimiento Medio del Gas Natural por Empresa (kWh/Mm ³).....	43
Tabla 4: Rendimiento de Medio de otros combustibles por empresa.....	43
Tabla 5: Integrantes de Transmisión - Año 2018	46
Tabla 6: Pérdidas mensuales en el Sistema de Transmisión (MWh)-2018.....	47
Tabla 7: Generación por tipo de fuente de energía durante el año 2018.....	50
Tabla 8: Producción de Energía con Recursos Energéticos Renovables (RER)	53
Tabla 9: Producción de Energía con Recursos Energéticos Renovables de Origen Eólico-2019.....	54
Tabla 10:Producción de Energía con Recursos Energéticos Renovables de Origen Solar-2019.....	55
Tabla 11: Aplicaciones de la energía solar térmica.....	58
Tabla 12: Potencia Instalada de las Centrales Solares FV en el 2018.....	62
Tabla 13: Central Solar Rubí.....	63
Tabla 14: Central Solar Intipampa.....	66
Tabla 15: Central Solar Majes	68
Tabla 16:Central Solar Moquegua FV	70
Tabla 17: Central Solar Panamericana	72
Tabla 18:Central Solar Repartición	74
Tabla 19: Central Solar Tacna Solar.....	76
Tabla 20: Generación Solar (GWh) por Central Solar FV en el 2018	78
Tabla 21: Producción de Energía Solar Mensual (GWh) en el año 2018.....	79
Tabla 22:Ficha Técnica de la C.E. Marcona	80
Tabla 23: Ficha Técnica de la C.E. Tres Hermanas	83
Tabla 24: Ficha Técnica de la C.E. Talara	85
Tabla 25: Ficha Técnica de la C.E. Cupisnique	87
Tabla 26: Ficha Técnica de la C.E. Wayra I.....	89
Tabla 27: Producción de Energía Solar (MWh) por Central Solar FV (25/02/2020).....	117
Tabla 28: Energía solar producida en el año 2020 (MWh)	123
Tabla 29:Producción de Energía Eólica (MWh) del 2020 por parque eólico	123

Tabla 30: Producción de Energía Eólica (MWh) por Central Solar FV (25/02/2020).....	125
Tabla 31: Resumen de la producción de Energía Eléctrica de Origen Eólico (MWh) por parque eólico (25/02/2020).....	127
Tabla 32: Tecnología de Centrales Térmicas en el SEIN.....	140
Tabla 33: Listado de Centrales Térmicas por Empresa y Tecnología Conectadas al SEIN(%).....	149
Tabla 34: Energía producida a partir del recurso solar y eólico durante el 2020	151
Tabla 35: Energía producida a partir del recurso solar y eólico durante el 2020	152
Tabla 36: Eficiencia Promedio por Tipo de Combustible	152
Tabla 37: Cantidad de combustible desplazado (TJ) por la energía solar y eólica en el año 2020	154
Tabla 38: Poder calorífico inferior por los combustibles fósiles.....	155
Tabla 39: Relación de emisiones evitadas de dióxido de carbono por unidad de energía eléctrica de origen solar FV y eólico durante el 2020.....	156

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Actividades desarrolladas en el sector eléctrico	36
Figura 2: Consumo Eléctrico por sectores.....	38
Figura 3: Consumo eléctrico por tipo de clientes (%).....	39
Figura 4: Proceso de transformación y pérdidas de la energía primaria	41
Figura 5: Relación entre potencia y pérdida.....	45
Figura 6: Modelo de Competencia Minorista.....	49
Figura 7: Producción mensual por tipo de fuente de energía durante el año 2018	51
Figura 8: Producción de energía con Recursos Energéticos Renovables durante el año 2018.....	52
Figura 9: Esquema de la Generación Fotovoltaica.....	57
Figura 10: esquema de la Generación Termosolar	58
Figura 11: Mapa de ubicación de la C.S. Rubí.....	64
Figura 12: Vista de paneles solares de la C.S. Rubí.....	64
Figura 13: Subestación de la C.S. Rubí.....	65
Figura 14: Vista de los paneles solares de la C.S. Intipampa.....	65
Figura 15: Mapa de Ubicación de la C.S. Intipampa.....	67
Figura 16: Montaje de paneles solares de la C.S. Intipampa.....	67
Figura 17: Mapa de Ubicación de la C.S. Majes	69
Figura 18: Montaje final de los paneles solares en C.S. Majes.....	69
Figura 19: Mapa de Ubicación de la C.S. Moquegua FV.....	71
Figura 20: Vista de los paneles solares en C.S. Moquegua FV.....	71
Figura 21: Mapa de Ubicación de la C.S. Panamericana	73
Figura 22: Vista de los paneles solares en C.S. Panamericana.....	73
Figura 23: Mapa de Ubicación de la C.S. Repartición	75
Figura 24: Vista de los paneles solares en C.S. Repartición	75
Figura 25: Mapa de Ubicación de la C.S. Tacna Solar.....	77
Figura 26: Vista de los paneles solares en C.S. Tacna Solar.....	77
Figura 27: Factor de Planta de las Centrales Solares FV en el año 2018.....	79
Figura 28: Mapa de Ubicación de la C.E. Marcona	81
Figura 29: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Marcona.....	82
Figura 30: Mapa de Ubicación de la C.E. Tres Hermanas	84
Figura 31: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Tres Hermanas	84

Figura 32: Mapa de Ubicación de la C.E. Talara	86
Figura 33: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Talara.....	86
Figura 34: Mapa de Ubicación de la C.E. Cupisnique	88
Figura 35: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Cupisnique.....	88
Figura 36: Mapa de Ubicación de la C.E. Wayra I.....	90
Figura 37: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Wayra I.....	91
Figura 38: Costo Marginal vs Producción de Energía.....	98
Figura 39: Orden de Despacho Eléctrico del Día de Máxima Demanda (17/12/2018).....	98
Figura 40: Concentraciones de gases de efecto invernadero promediadas a nivel mundial	100
Figura 41: Resumen de las fases de la metodología.....	107
Figura 42: Gráfico de las horas Solares Pico en un día	113
Figura 43: Atlas de Energía Solar del Perú (Senamhi-MINEM, 2003).....	114
Figura 44: Producción diaria de energía solar (MWh) durante el año 2020	115
Figura 45: Producción de Potencia Solar (MW) en el día de Máxima Demanda 2020	116
Figura 46: Producción de Energía Solar FV de la C.S. Rubí (17/12/2018)	118
Figura 47: Producción de Energía Solar FV de la C.S. Intipampa (25/02/2020).....	119
Figura 48: producción de Energía Solar (MWh) de la C.S. Majes (25/02/2020).....	119
Figura 49: Producción de Energía Solar (MWh) de la C.S. Repartición (25/02/2020).....	120
Figura 50: Producción de Energía Solar (MWh) de la C.S. Moquegua Solar (25/02/2020)	121
Figura 51: producción de Energía Solar (MWh) de la C.S. Panamericana Solar (25/02/2020)	121
Figura 52: Producción de Energía Solar (MWh) de la C.S. Tacna Sola	122
Figura 53: Producción diaria de energía eólica (MWh) durante el año 2020.....	124
Figura 54: Producción de Potencia Solar (MW) en el día de Máxima Demanda 2020	125
Figura 55: Producción de Energía Eléctrica de origen eólico del parque eólico Wayra I	128
Figura 56: Producción de Energía Eólica FV del parque eólico Tres Hermanas (25/02/2020)	129
Figura 57: Producción de Energía Eólica FV del parque eólico Marcona (25/02/2020)	130

Figura 58: Producción de energía Eólica FV del parque eólico Cupisnique (25/02/2020)	131
Figura 59: Producción de energía de origen Eólica del parque eólico Talara (25/02/2020)	132
Figura 60: Energía que se hubiese producido a partir de Gas Natural-enero 2020	133
Figura 61: Esquema de un Ciclo de Vapor.....	143
Figura 62: Esquema de una Turbina de Gas.....	145
Figura 63: Esquema de un ciclo combinado.....	146

RESUMEN

El análisis de la producción de energía solar a partir de las centrales solares fotovoltaicas (FV) y de la energía eólica a partir de los parques eólicos, permite identificar que existe una reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). El desarrollo del presente trabajo de investigación busca contribuir con información actualizada y específica acerca de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) que se evitan debido a la operación de las centrales solares FV y de las centrales eólicas en el SEIN. El objetivo del presente estudio de investigación es determinar las emisiones de CO₂ evitadas debido al ingreso de las centrales solares FV y de las centrales eólicas al despacho eléctrico del Perú ejecutado en el año 2020.

La metodología utilizada en el cálculo de las emisiones de CO₂ evitadas se basa principalmente en el despacho eléctrico ejecutado diariamente en el SEIN, incluyendo centrales de generación térmica, solar FV y eólica. La información sobre el despacho eléctrico del Perú se obtuvo del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), mientras que la información acerca de factores de emisión de combustibles fósiles se obtuvo del International Panel on Climate Change (IPCC).

En el presente trabajo de investigación, se evidencia el desplazamiento de ciertas fuentes de generación debido al ingreso de las centrales solares FV y las centrales eólicas al despacho eléctrico del SEIN. El análisis correspondiente se realizó para los 366 días del año 2020.

Los resultados, evidencian que, durante el año 2020, se evitó un total de 947 729 TonCO₂, que se hubiesen producido utilizando combustibles fósiles, en el caso de que no existiera la generación eléctrica solar FV y eólica.

Dichas emisiones de CO₂ corresponden a la generación eléctrica a partir de Gas Natural. Asimismo, se determinó que por cada MWh de energía solar FV y eólica producida se evita 0,37 toneladas de CO₂.

Palabras Claves: Emisiones de CO₂, desplazamiento de combustible fósil, central eólica, central fotovoltaica

ABSTRACT

The analysis of solar energy produced by photovoltaic (PV) solar power plants and wind energy produced by wind power plants allows identifying that there is a carbon dioxide emission reduction (CO₂) within the national interconnected electric system (SEIN). This research work seeks to contribute with updated and specific information about carbon dioxide emissions that were avoided due to operation of solar PV power plants and wind energy power plants in the SEIN. The objective of this research work is to determine the avoided carbon dioxide emissions due to solar PV power plants and wind energy power plants that entered into the executed electric dispatch in Peru in the year 2020.

The methodology carried out for the calculation of avoided carbon dioxide emissions is based mainly on the daily executed electric dispatch in the SEIN, including thermal, solar PV, and wind power plants. The information about the electric dispatch in Peru was obtained from the System Economic Operation Committee (COES), while information about emission factors for fossil fuels was obtained from the International Panel on Climate Change (IPCC).

In this research work, it is verified the displacement of certain generation sources due to the operation of solar PV power plants and wind energy power plants in the electric dispatch of the SEIN. The corresponding analysis was carried out for 366 days in the year 2020.

The results shown that during 2020 a total of 947 729 tons CO₂ were avoided, which otherwise would have to be produced using fossil fuels, in the event that solar PV and wind energy generation were not available.

The above carbon dioxide emissions belong to electric generation based on natural gas. Also, it was determined that 0,37 tons of carbon dioxide were avoided for each MWh of solar PV and wind energy produced.

Keywords: CO₂ emissions, fossil fuel displacement, wind power plant, photovoltaic power plant

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación tiene como finalidad calcular las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) evitadas debido al ingreso de las centrales solares fotovoltaicas y parques eólicos en el despacho eléctrico del Perú durante el año 2020.

La problemática asociada al trabajo de investigación está vinculada a la ausencia de información actualizada y específica sobre las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) evitadas en nuestro Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) debido a la generación de electricidad con recursos energéticos renovales (RER). A la fecha, el Perú ha elaborado Inventarios Nacionales de GEI con base en los años 2014, 2012, 2010, 2005, 2000 y 1994. (MINAM, 2020). Asimismo, el Balance Nacional de Energía 2017, publicado en el portal web del MINEM en octubre 2019, es el último reporte oficial el sistema energético a nivel nacional. Ante la necesidad, de conocer en mayor detalle las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) evitadas debido al ingreso de nuevas plantas de generación eléctrica con recursos energéticos renovales (RER), tales como las centrales solares fotovoltaicas y los parques eólicos, se plantea el presente trabajo de investigación.

Durante el desarrollo del trabajo de investigación, se utilizó información acerca del despacho eléctrico en el Perú, provenientes principalmente del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, en adelante COES. Esta información, permitió conocer el despacho eléctrico ejecutado diariamente el año 2020, asimismo se determinó el tipo de combustible desplazado debido a la producción de energía solar fotovoltaica y los parques eólicos. Además, se utilizó información sobre factores de emisión de dióxido de carbono (CO₂) por tipo de combustible según las Directrices del IPCC del año 2006. La información de los factores de emisión fue utilizada conjuntamente con las eficiencias térmicas (%) de cada unidad de generación térmica representativa del Sistema Interconectado Nacional, en

adelante SEIN. Es preciso resaltar que, para el cálculo de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) evitadas, fue necesario realizar las gestiones y consultas necesarias al COES para garantizar la exactitud de la información utilizada en el presente trabajo de investigación.

En el capítulo de Resultados, se muestra en detalle el proceso íntegro de cálculo y el análisis de cada uno de los resultados obtenidos. Finalmente, se plantean las conclusiones y un conjunto de recomendaciones fundamentadas en el análisis realizado en cada capítulo, cumpliéndose así con los objetivos del presente trabajo de investigación.

CAPÍTULO I:
DISEÑO TEORICO

CAPÍTULO I: DISEÑO TEORICO

1.1. Antecedentes de la Investigación

PROTOCOLO DE KYOTO

El Protocolo de Kyoto fue adoptado el 11 de diciembre de 1997 en Kioto, Japón y entró en vigor el 16 de febrero de 2005. El Protocolo de Kyoto fue creado para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), los cuales causan el calentamiento global.

En el anexo A del Protocolo de Kyoto se enuncia los compuestos que son considerados como Gases de Efecto Invernadero, entre ellos se encuentra el Dióxido de Carbono (CO₂).

Entre los objetivos que establece el Protocolo, en su Art. N°02 se enuncia:

“1. Con el fin de promover el desarrollo sostenible, cada una de las Partes incluidas en el anexo I, al cumplir los compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones contraídos en virtud del artículo 3:

a) Aplicará y/o seguirá elaborando políticas y medidas de conformidad con sus circunstancias nacionales, por ejemplo, las siguientes:

...vi) Fomento de reformas apropiadas en los sectores pertinentes con el fin del promover unas políticas y medidas que limiten o reduzcan las emisiones de los gases de efecto invernadero no controlados por el Protocolo de Montreal...”. (Protocolo de Kyoto, 1997)

ACUERDO DE PARÍS

En este acuerdo está dentro del marco de la “**Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático**”, el cual establece medidas para la disminución de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Dicho acuerdo fue concertado en la “**XXI Conferencia sobre Cambio Climático (COP 21)**” por 195 países miembros, acogido el 12 de diciembre de 2015 y se hizo efectivo su vigencia a partir del 04 de noviembre del 2016.

El Acuerdo de París tiene como objetivo, según su Art. N°02:

...reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza, y para ello:

- a) Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5°C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático;
- b) Aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, de un modo que no comprometa la producción de alimentos;
- c) Elevar las corrientes financieras a un nivel compatible con una trayectoria que conduzca a un desarrollo resiliente al clima y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero. (Paris)

En su Art. N°04, inciso N°02 se enuncia:

Cada Parte deberá preparar, comunicar y mantener las sucesivas contribuciones determinadas a nivel nacional que tenga previsto efectuar. Las Partes procurarán adoptar medidas de mitigación internas con el fin de alcanzar los objetivos de esas contribuciones. (Paris)

En base a los objetivos planteados en el Acuerdo de París, el Perú ratificó su compromiso en reducir sus emisiones, en este sentido el propósito de la tesis estaría alineado a los objetivos del acuerdo y a las acciones que el país debe tomar para cumplir con el compromiso de reducir sus emisiones.

CONTRIBUCIÓN PREVISTA Y DETERMINADA A NIVEL NACIONAL (INDC¹) DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ

El Perú, a partir de su ingreso en la “**Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)**”, siempre mantuvo en salvaguarda de los intereses nacionales colaborando con otros países de América Latina y el Caribe, manteniéndose dinámico en la búsqueda de la convergencia de los intereses internacionales y la concurrencia de acuerdos orientados a sus fines. (Perú, 2015)

En este sentido el Perú presenta como INDC en mitigación el compromiso de:

Para el 2030 se proyecta una reducción de los GEI del orden del 30%, en referencia a un escenario Business as Usual (BaU). La política medioambiental del Perú estima que será posible implementar una reducción del 20% del GEI, por medio gastos e inversiones empleando recursos nacionales, del erario nacional e iniciativa privada,

¹ INDC: Intended Nationally Determined Contributions

además considera que el 10% restante se supeditará a la oportunidad de financiamiento internacional² y condiciones favorables. (Perú, 2015)

El objetivo de la tesis es la determinación del efecto en la reducción de dióxido de carbono en el sector energético, debido a la incorporación de parques eólicos.

“EVALUACIÓN DEL USO DE DIFERENTES METODOLOGÍAS PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL PARA SU APLICACIÓN EN PROYECTOS E REDUCCIÓN DE CARBONO EN PROYECTOS DE HIDROELÉCTRICOS DE PEQUEÑA ESCALA (2011)”

El presente trabajo de investigación fue desarrollado por David García y realiza una comparativa entre diferentes métodos de estimación de reducciones de emisiones para un proyecto de Hidroelectricidad de pequeña escala, mediante el Mecanismo de Desarrollo Limpio, culminado con la estimación de la diferencia en emisiones, flujos de caja generados y evaluación de inversiones a realizar, en las diferentes opciones de estimación. La metodología empleada fue la definida por la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático a través del Panel Metodológico de la Junta Ejecutiva del Mecanismo Desarrollo Limpio (MDL), ACM0022 **“Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources”** y la herramienta **“Tool to calculate the emission factor for an electricity system”**.

² Cabe resaltar que el Estado peruano no asumirá compromisos condicionados que impliquen endeudamiento público.

Los resultados obtenidos muestran que para microcentrales hidroeléctricas, la aplicación de la metodología de análisis de despacho para el margen combinado del factor de emisión sólo se justifica si es que se implementó un proyecto de 3 MW de capacidad instalada en adelante. (García Howell, 2011)

“FACTOR ANUAL DE EMISIÓN DE CO₂ PRODUCIDO POR EL PARQUE GENERADOR DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE LA CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO, PARA EL PERIODO (2016)”

El presente trabajo de investigación realizado por Haro Lennin y Oscullo considera la evaluación cuantitativa del factor de emisión del Sistema Nacional Interconectado(SNI) de Ecuador, para determinar el nivel volumétrico de CO₂ que se emite por cada MWh de electricidad generada, considera que todo sistema eléctrico se debe determinar el factor de emisiones de CO₂ producidos por una red eléctrica. Además, utiliza la metodología ACM0002 para determinar el factor normado por la **“Convención Marco sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas”**.

En la investigación realizada entre los años 2009-2014 determino en forma anual el factor de emisión de CO₂ en tCO₂/MWh discriminando el tipo de generación termoeléctrica despachada en el SIN, resultando que en el 2014 llegó a los 8_787,35_GWh, significando un volumen de emisión total hacia la atmósfera de 6103,2 mil toneladas de CO₂, concluyendo con un factor de emisión de CO₂ para el mismo año de 694,5 kg CO₂/kWh. Asimismo, el factor promedio en el periodo 2009-2014 fue de 704,7 kgCO₂/kWh correspondiendo una desviación estándar de 36 kgCO₂/kWh. (Lenin & Oscullo, 2016)

“POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CARBONO Y VIABILIDAD FINANCIERA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN TEJADOS URBANOS EN BEIJING (2018)”

Este estudio exploró la reducción potencial de emisiones de carbono incluyendo la viabilidad financiera de aplicaciones de energía fotovoltaica (PV) con un caso de estudio en Beijing. Se valoró la reducción potencial del CO₂ emitido debido a la generación de energía eléctrica de origen fotovoltaico. Se realizó un análisis para diferentes escenarios de internalización de externalidades ambientales y subsidio de energía fotovoltaica, y se aplicó un análisis de sensibilidad para probar los impactos de la inversión inicial, el precio del carbono, tasas impositivas sobre contaminantes atmosféricos y variación del subsidio a la producción de energía eléctrica de origen fotovoltaico. El factor de energía fotovoltaica en los tejados en Beijing se estima en 87,01 g CO₂-eq./kWh, y el factor de reducción de la emisión de CO₂ en Beijing de la sustitución de energía fotovoltaica en los tejados por generación de energía térmica a

carbón equivale a 919,34 g CO₂-eq./kWh. El potencial de generación de energía fotovoltaica en tejados en Beijing varía de (3 298.48 a 6 734.32) × 10⁶ kWh/a, con una disminución de las emisiones anuales de CO₂ estimadas en 3.03 a 6.19 Mt. Por otro lado, la inversión inicial es una de las principales barreras para que la energía fotovoltaica en la azotea sea financieramente viable. Los subsidios gubernamentales a la inversión inicial y la generación de energía fotovoltaica son necesarios para su papel significativo en mejorar la viabilidad financiera de la aplicación fotovoltaica en tejados urbanos. Sin embargo, los subsidios en curso han sido demasiado alto. Incluso cuando estos subsidios se reducen entre un 50% y un 70%, las aplicaciones fotovoltaicas siguen siendo financieramente factible. (Wang, 2018)

“CONTRIBUCIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA A LA TRANSICIÓN HACIA UN SUMINISTRO LIBRE DE EMISIONES AL CAMPUS UNIVERSITARIO: TÉCNICO, VIABILIDAD ECONÓMICA Y REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CARBONO EN LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID (2020)”

La energía solar, como principal fuente de energía que sustenta la vida en la Tierra, es también un componente ineludible de la estrategia compleja para lograr una transición energética limpia y justa y objetivos para el desarrollo sostenible al 2030. Este trabajo se enfoca en la generación de electricidad, reducción de carbono y viabilidad económica de la instalación de sistemas solares fotovoltaicos. Los resultados muestran que la potencia fotovoltaica óptima que maximiza el ahorro de emisiones también asegura el mejor retorno económico, y además coincide con el potencial solar máximo del Campus, que ronda los 3,3 MW. A nivel de campus, aproximadamente el 77% de la producción de electricidad fotovoltaica se consumiría localmente, lo que supondría una cobertura de alrededor del 40% del consumo total de electricidad. El ahorro de emisiones podría alcanzar el 30%, estos resultados y metodología podrían utilizarse para evaluar la viabilidad de sistemas fotovoltaicos en otras universidades y ayudar a las entidades a estudiar potencial solar de sus edificios. (Olivieri, 2020)

“VINCULAR EL MERCADO DEL CARBONO Y EL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD PARA PROMOVER LA PARIDAD DE RED DE LA ELECTRICIDAD FOTOVOLTAICA EN CHINA (2020)”

Para lograr el cambio de suministro de la energía eléctrica de origen tradicional a la energía limpia, proveniente de los recursos renovables, es esencial resolver el problema de la mejora de la tasa de paridad de red de la energía eléctrica de origen fotovoltaico

(FV). Para establecer un precio de red armonioso entre la energía fotovoltaica y la energía a carbón, este documento investiga el impacto del precio de la cuota de emisión de carbono (CEQ) en los ingresos y la eficiencia de la energía fotovoltaica mediante la construcción del modo de enlace carbono-electricidad con los siguientes trabajos innovadores. Primero, establecemos un mecanismo de comercio que involucra plantas de energía fotovoltaica y vincula los mercados de electricidad y carbono, y luego proponemos reglas de compensación de mercado para los precios de la energía fotovoltaica y CEQ. En segundo lugar, integramos los factores del mercado en el marco de la estructura de costos de energía de diferentes fuentes de energía con base en la teoría del costo del ciclo de vida (LCC). En tercer lugar, caracterizamos la volatilidad de los precios de CEQ compensando el subsidio fiscal reducido de la energía fotovoltaica y equilibrando el precio de la red de diferentes fuentes de energía.

Nuestros hallazgos clave muestran que el plan para mejorar el vínculo comercial actual del mercado de carbono-electricidad y el esquema de paridad de red de la energía eléctrica de origen fotovoltaico se adelantará a 2023, es decir, 2 años antes de lo programado. Es más, en el caso de cancelar por completo el subsidio, el precio de CEQ debería triplicarse utilizando este enlace para acelerar la paridad de la red fotovoltaica. Al mostrar el posible beneficio comercial de los mercados de carbono, este documento ayudará a disminuir el costo de generación de la conexión a la red de energía eléctrica de origen fotovoltaico. (Song, 2020)

“ANÁLISIS DE LA CONTRIBUCIÓN Y LA EFICIENCIA DE LA REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂ DE LA INDUSTRIA SOLAR FOTOVOLTAICA DE CHINA: BASADO EN LA PERSPECTIVA INPUT-OUTPUT (2020)”

China no solo tiene las ventajas naturales de los abundantes recursos de energía solar, sino que la industria fotovoltaica bajo el apoyo del gobierno también se ha convertido en la principal fuerza impulsora para el desarrollo global. Este artículo se analiza la reducción de emisiones de CO₂ y eficiencia, el cual concluye que la eficiencia total de la industria solar fotovoltaica en las seis regiones de China muestra una tendencia creciente, pero las diferencias regionales son obvias. La eficiencia general de la región noroeste es superior, entre el índice de eficiencia, la eficiencia de disminución de emisiones de CO₂ es mejor que la eficiencia de capacidad instalada acumulada. La capacidad instalada acumulada tiene un impacto positivo en la reducción de las emisiones de CO₂, pero es necesario mejorar la eficiencia de la generación de energía solar. (Ren, 2020)

“UNA PROYECCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA Y LAS EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO EN EL SECTOR DE LA ELECTRICIDAD PARA ARABIA SAUDITA: EL CASO DE LA CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO Y LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA (2013)”

El documento examinó el estudio de caso del sector eléctrico y proporcionó proyecciones para el uso de energía, así como las respectivas emisiones de dióxido de carbono (CO₂) para el período 2010-2025 con y sin tecnologías energéticas más limpias. Sobre la base de dos conjuntos de 20 estudios de evaluación del ciclo de vida para la captura y almacenamiento de carbono y las tecnologías solares fotovoltaicas, se utilizaron las tasas de disminución de emisiones de CO₂ para proyectar las futuras emisiones de CO₂. Los resultados mostraron enormes ahorros en las emisiones de CO₂, para el caso más probable, el año 2025 reportó ahorros que van desde 136 hasta 235 MtCO₂. Incluyendo casos de crecimiento bajo y alto, estos ahorros podrían oscilar entre

115 y 468 MtCO₂. Estas proyecciones se desarrollaron como una forma de traducir las ventajas inherentes que las tecnologías de energía más limpia podrían proporcionar para el ahorro de emisiones de CO₂. (Noura, 2013)

“INVESTIGACIÓN SOBRE EL BENEFICIO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CARBONO DEL PROYECTO DE ENERGÍA EÓLICA BASADA EN LA TEORÍA DE EVALUACIÓN DEL CICLO DE VIDA (2020)”

Con la crisis energética global y la creciente gravedad de la contaminación ambiental, promover la explotación de energías limpias, especialmente las renovables, se ha convertido en una forma efectiva de reducir el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de dióxido de carbono. Con base en los hechos anteriores, este trabajo realiza un análisis integral de las emisiones de carbono a lo largo del ciclo de vida del proyecto eólico de acuerdo con la teoría de evaluación del ciclo de vida, y se toman tanto el proyecto de construcción del parque eólico como el proyecto de red correspondiente en consideración. Luego, se presenta el Inventario de ciclo de vida del proyecto de energía eólica para realizar el cálculo de las emisiones de carbono a lo largo del ciclo de vida del proyecto. Finalmente, el proyecto de energía eólica de 49,5 MW en el área de Shi-san-jian-fang de Xinjiang se emplea para el análisis empírico para discutir la intensidad de carbono del proyecto y la reducción potencial de emisiones. El resultado muestra que la intensidad de carbono de este proyecto de energía eólica es de 4.429 g / kWh y el potencial de reducción de emisiones a lo largo de su ciclo de vida alcanza en teoría 2.0416 millones de toneladas, lo que significa que el proyecto de energía eólica debe un gran potencial de reducción de emisiones en comparación con las estaciones de carbón generales. (Li, 2020)

“ENERGÍA EÓLICA, PRECIO DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CARBONO Y EMISIONES DE CO₂: EVIDENCIA DE IRLANDA (2019)”

Una mayor dependencia de las energías renovables es un componente importante del plan de acción de la Unión Europea para reducir las emisiones de carbono. Este documento examina los efectos de la energía eólica sobre las emisiones de carbono de la generación de electricidad. Estimamos un modelo econométrico de serie temporal de emisiones de CO₂ para cada media hora durante el intervalo de tiempo comprendido entre el 1 de enero de 2015 y el 17 de abril de 2018. Los resultados indican que los aumentos en el precio de la asignación de carbono reducen significativamente las emisiones de carbono cuando los errores en las evaluaciones de carga y los pronósticos de energía eólica son iguales a cero. Además, los hallazgos sugieren que los niveles más altos de penetración de la energía eólica reducen sustancialmente las emisiones. En particular, el análisis fuera de la muestra sugiere que las emisiones habrían sido un 14,6 por ciento más altas en ausencia de energía eólica. (Forbes, 2019)

“EVALUACIONES DE HUELLA DE CARBONO Y ANÁLISIS ENERGÉTICO DE TRES PARQUES EÓLICOS”

El objetivo del estudio es evaluar los efectos de tres centrales eólicas sobre el medio ambiente durante todo su ciclo de vida. Este documento hizo los cálculos de las emisiones de carbono de tres plantas de energía eólica, y comparó y discutió las partes ocupadas de cada entrada de energía primaria en las fases de fabricación, construcción, operación y eliminación utilizando los métodos de evaluación del ciclo de vida de las entradas y salidas de los materiales. Los resultados muestran que el factor de emisión de CO₂ de tres sistemas fue de 3,9 g/kWh en promedio durante el ciclo de vida. La intensidad media de emisión de CO₂ de todas las materias primas fue de 1,35 kg / kg.

La parte ocupada de las emisiones de CO₂ en las fases de fabricación, construcción y desmantelamiento fue del 44%, 16% y 40%, respectivamente. La intensidad de entrada de energía primaria fue en promedio 0.0625 MJ/kWh de tres sistemas durante el ciclo de vida. La intensidad media de entrada de energía de tres sistemas fue de 21,48 MJ/kg. La intensidad de emisión de CO₂ combinada de todos los materiales de acero fue de 1,98 kg / kg. Las demandas de materiales e insumos energéticos y las emisiones de carbono están relacionadas positivamente con el valor de potencia nominal de una turbina eólica. La energía eólica tiene una prioridad para producir energía limpia y puede reducir significativamente las emisiones de CO₂. (Xie, 2020)

“EVALUACIÓN DEL VALOR DE LA GENERACIÓN EÓLICA EN FUTURAS INDUSTRIAS ELÉCTRICAS CON LIMITACIONES DE CARBONO (2013)”

Este documento emplea una novedosa herramienta de evaluación de la cartera de generación basada en Montecarlo para explorar las implicaciones del aumento de la penetración del viento y los precios del carbono combustible para la futura generación de electricidad. El estudio de caso utiliza datos de generación eólica y demanda cada media hora, y estimaciones regionales de los costos y características de las plantas de nueva construcción. Los resultados sugieren que, aunque la generación eólica generalmente aumenta los costos generales de la industria, reduce las incertidumbres de costos asociadas y las emisiones de CO₂. Sin embargo, hay algunos casos en los que la generación eólica puede reducir los costos generales de las carteras de generación. La medida en que la penetración del viento afecta los costos e incertidumbres esperados de la industria depende del nivel del precio del carbono y de la combinación de tecnologías convencionales en las carteras. (Vithayasrichareon & MacGill, 2013)

“IMPACTO DEL ERROR DE PRONÓSTICO DE ENERGÍA EÓLICA MARINA EN UN MERCADO DE ELECTRICIDAD CON RESTRICCIONES DE CARBONO (2014)”

Este documento investiga los impactos del error de pronóstico de energía eólica marina en la operación y gestión de un mercado de electricidad basado en pool en 2050. El impacto de los errores de pronóstico de energía eólica marina de hasta 2000 MW en los costos de generación del sistema, costos de emisión, despacho de viento, número de arranques y precio marginal del sistema. Los principales hallazgos de esta investigación son un aumento en los precios marginales del sistema de aproximadamente 1% por cada punto porcentual de aumento en el error de pronóstico de energía eólica marina, independientemente del signo de error de pronóstico promedio. Si la energía eólica marina genera menos de lo previsto (13%), los costos de generación y los precios marginales del sistema aumentan en un 10%. Sin embargo, si la energía eólica marina genera más de lo previsto (4%) los costos de generación disminuyen, pero los precios marginales del sistema aumentan en un 3%. El envío de grandes cantidades de energía eólica pone de relieve la necesidad de una capacidad de interconexión flexible. Desde la perspectiva del operador del sistema, es más beneficioso cuando se programa el viento antes del período comercial para pronosticar menos viento del que se generará. (Higgins, 2014)

1.2. Base Teórica

1.2.1. El Sub-Sector Eléctrico

La energía eléctrica

La electricidad tiene las siguientes características principales: (Osinermin, 2011)

- La electricidad es imposible de almacenar

Una característica principal de la electricidad es su imposibilidad de almacenaje debido a que resultaría muy costoso. Asimismo, el almacenaje solo resultaría práctico cuando se trata de pequeñas demandas de energía eléctrica, empleando, para tal fin, las baterías o pilas. Sin embargo, para el caso de satisfacer la demanda de un sistema de distribución resulta ser muy costoso. (Osinermin, 2011)

- La electricidad se genera en el instante en que se necesita

Debido a que no es factible almacenar energía eléctrica, se hace necesario coincidir la necesidad de producción de energía eléctrica con la demanda de la misma, sin embargo, este proceso es difícil de realizar. (Osinermin, 2011)

El sistema eléctrico en el Perú

El sector eléctrico del Perú comprende las siguientes actividades: generación, transmisión, distribución, comercialización y operación del sistema. La generación eléctrica, consiste en la transformación de un tipo inicial de energía (térmica, mecánica, solar, entre otras) en energía eléctrica. Hay que considerar que es necesario contar con infraestructura de transporte de la energía ya que la distancia entre la zona donde se genera la energía eléctrica hasta el punto donde existe la demanda es bastante considerable. (Osinermin, 2011)

Para transportar la energía eléctrica se emplean las líneas de transmisión, quienes cubren grandes distancias con voltajes elevados minimizando así las pérdidas de energía. Esta actividad se conoce como transmisión de energía eléctrica. (Osinermin, 2011)

La siguiente actividad, es la distribución eléctrica y es la que permite entregar la energía eléctrica al usuario final mediante su transporte desde el sistema de transmisión hasta los centros finales de consumo. (Osinermin, 2011)

La última actividad es la comercialización eléctrica, la misma que puede ser mayorista, cuando se refiere a la comercialización entre los generadores y distribuidores adicionalmente de las transacciones en el mercado, y minorista que implica la comercialización existente con los usuarios regulados del servicio. (Osinermin, 2011)

Dentro de la organización de la industria de energía eléctrica tenemos al operador del sistema eléctrico, quien es el encargado del despacho económico de electricidad. En otras palabras, es quien administra la producción de las centrales de generación eléctrica según el orden de mérito respecto a sus costos variables, hasta lograr cubrir la demanda de cada instante. Aquí en Perú el operador recibe el nombre de Comité de Operación Económica del Sistema (COES). (Osinermin, 2011)

A continuación, en la Figura 1 se presenta un esquema de las actividades desarrolladas en el sector eléctrico peruano.

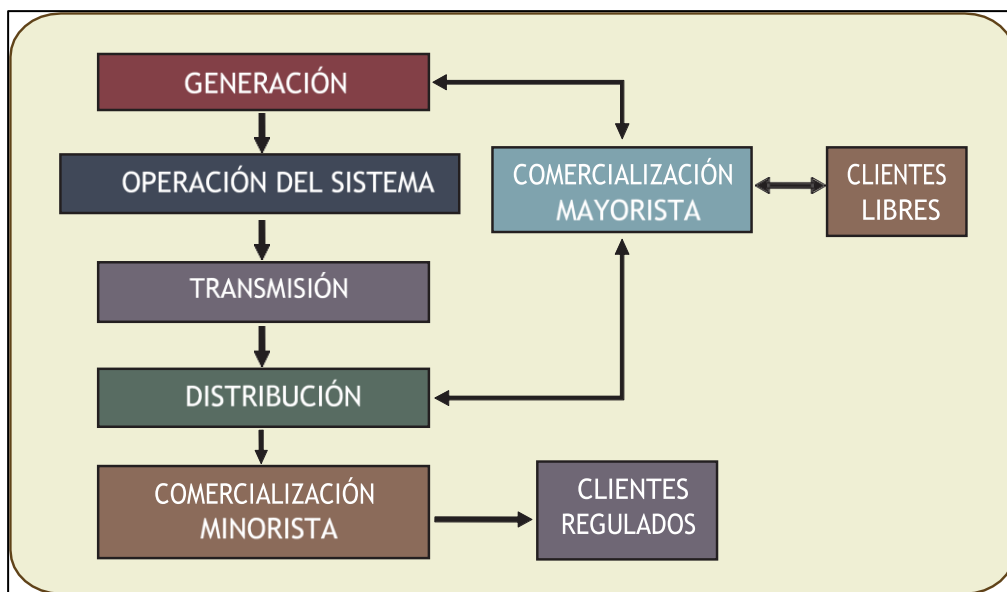


Figura 1: Actividades desarrolladas en el sector eléctrico

Fuente: Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano (Osinerghmin, 2011)

1.2.2. Evolución de la energía eléctrica en el Perú

La electricidad es una energía secundaria que se origina a partir de fuentes primarias, también se obtiene en las plantas térmicas, empleando fuentes secundarias como el petróleo Diesel, petróleo residual y gas natural; siendo este último el recurso con mayor demanda en la generación para el mercado eléctrico. (Minem, 2017)

Actualmente, la generación hidroeléctrica es la principal forma de generar energía eléctrica en el país, en segundo lugar, se encuentra la generación termoeléctrica cuya fuente es el gas natural. Acerca de la generación con recursos renovables, en especial eólica y solar, todavía es pequeña, pero se avizora que su contribución aumente con el ingreso de las centrales ofertadas en las subastas RER. (Minem, 2017)

El desarrollo histórico de la generación de energía eléctrica en el mercado indica el crecimiento sostenido del uso del gas natural para la generación térmica, en un inicio con centrales de simple ciclo convirtiéndose posteriormente en centrales de ciclos combinados para una mejora en su eficiencia. (Minem, 2017)

1.2.3. Consumo de energía eléctrica en el Perú

La finalidad del consumo final es la satisfacción de la demanda de energía eléctrica de los diversos sectores como son: residencial, comercial, industrial transporte, minero metalúrgico, agroindustrial, agropecuario y pesquería. En el año 2017 los sectores minero metalúrgico e industrial fueron los de mayor crecimiento, impactando de manera positiva en el crecimiento el PBI, así como el sostenimiento de la oferta de energía eléctrica empleando recursos energéticos eficientes. (Minem, 2017)

Según el Balance Nacional de Energía del año 2017, el sector minero metalúrgico consumió 14 946,3 GWh y el sector transporte, 53,1 GWh de un total de consumo de energía eléctrica de 46 464,8 GWh. (Minem, 2017)

A continuación, en la Tabla 1 se presenta los consumos de energía (GWh) sectoriales efectuados en el año 2017.

Tabla 1: Estructura del consumo final de energía eléctrica (GWh) por sectores año 2017

Sector	Consumo (GWh)
Residencial	9 573,4
Comercial	6 741,1
Público	2 106,6
Transportes	53,1
Agropecuario y Agroindustrial	1 015,9
Pesquería	258,5
Minero Metalúrgico	14 946,3
Industrial	11 769,9
TOTAL	46 464,8

Fuente: Balance Nacional de Energía (MINEM, 2017)

Los sectores de mayor consumo que participaron en el 2017 fueron; el sector minero metalúrgico (32%), el industrial (25%) el residencial (21%) y el público (19%), acumulando un 97% del total de energía eléctrica consumido en el país, que se puede apreciar en la Figura 2. (Minem, 2017)

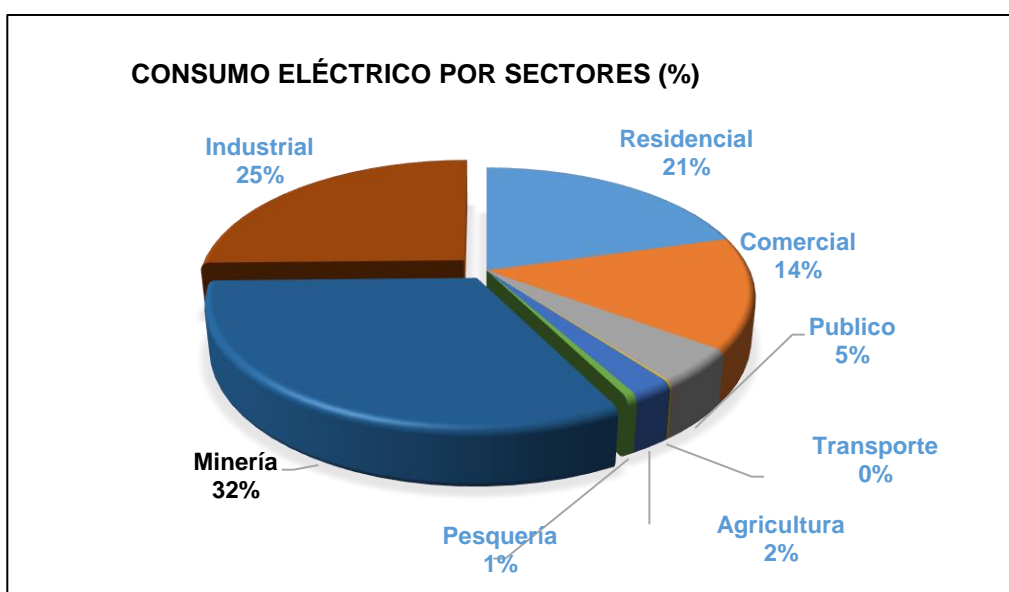


Figura 2: Consumo Eléctrico por sectores

Fuente: Balance Nacional de Energía (MINEM, 2017)

Los mayores consumidores de energía eléctrica son los clientes libres (sector productivo) aun siendo un pequeño número, sin embargo, los usuarios regulados (sector comercial y residencial) a pesar de ser un gran número en el mercado eléctrico, representan un consumo específico menor. (Minem, 2017)

En la Figura 3, se presenta los porcentajes de consumo eléctrico por tipo de cliente, el 53% está representado por los clientes libres, el 42% por los clientes regulados y por último el 5% representa el consumo de auto productores por el uso de energía eléctrica en sus actividades.

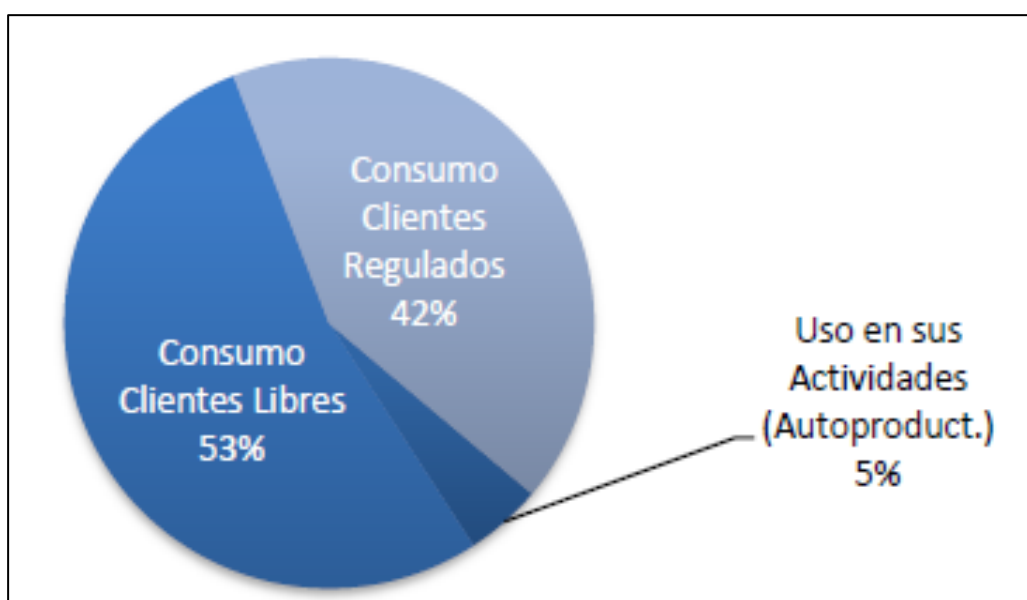


Figura 3: Consumo eléctrico por tipo de clientes (%)

Fuente: Balance Nacional de Energía (MINEM, 2017)

1.2.4. Actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización

Generación Eléctrica

Es la primera actividad dentro de la cadena de producción de energía, transformando las fuentes de energía primaria, que es extraída de la naturaleza y que no ha tenido algún cambio que no sea la limpieza o separación. Asimismo,

la fuente secundaria se consigue a partir de la primaria mediante procesos de transformación o conversión. (Osinermin, 2016)

Una característica relevante de este sector es que, el volumen de la demanda agregada de electricidad hace que la economía de escala se termine de forma rápida. Además, la diversidad del parque de generación eléctrica cambia en función de la magnitud del mercado, de la disponibilidad y continuidad de los recursos energéticos primarios de suministro, así como de su competencia tecnológica relativa. La diversidad del parque de generación eléctrica comúnmente implica el uso de distintas tecnologías a diferentes escalas, como son: usinas térmicas, nucleares solares, eólicas e hidroeléctricas, etc. (Osinermin, 2016)

Es importante reconocer en este sector el nivel de control de las operaciones para la utilización de los recursos energéticos primarios que se emplean, por ejemplo, se tiene que cuando el energético es un fluido (líquido o vapor de agua) se puede variar el volumen de energía generado, controlando del flujo másico del fluido. Por otro lado, cuando se trata de generación de origen renovable, como es el caso: eólico, mareomotriz, solar, etc. los niveles máximos de generación eléctrica están condicionados a los estados climatológicos, que originan un riesgo respecto a la confiabilidad del mercado. (Osinermin, 2016)

Asimismo, otra característica típica de este sector se asocia con la velocidad de respuesta a las fluctuaciones en la demanda y oferta de energía eléctrica, que implica que las generadoras hidráulicas tienen la capacidad de aumentar su producción en un corto tiempo, y por otro lado muchas plantas de generación térmica emplean un mayor tiempo de respuesta. (Osinermin, 2016)

En la Figura 4, se presenta la evolución de la transformación y pérdidas de la energía primaria y los rendimientos de las tecnologías que conforman el sistema eléctrico nacional en base al estudio de Osinergmin realizado en el año 2016.

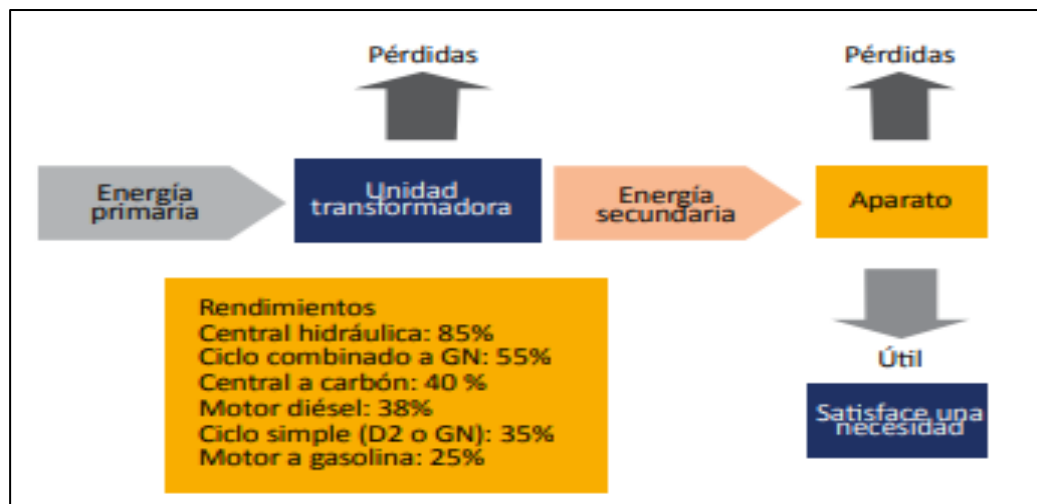


Figura 4: Proceso de transformación y pérdidas de la energía primaria

Fuente: La Industria de la Electricidad en el Perú (Osinergmin,2016)

A continuación, se presenta en las Tablas 2, 3 y 4 los rendimientos de los combustibles consumidos en la generación de energía eléctrica (kWh/m^3).

En la Tabla 2, se evidencia que el mayor rendimiento de combustible líquido fue de $5\,863,67 \text{ kWh}/\text{m}^3$ por la empresa Egasa, quien generó 1,39 GWh con 0,24 miles de m^3 de combustible líquido.

Tabla 2: Rendimiento Medio de Combustibles Líquidos por Empresa

Tipo de Combustible	Empresas	Energía (GWh)	Consumo Miles de m³	Rendimiento kWh/m³	
Líquidos	Engie	21.19	6.47	3,274.38	
	Samay I	42.21	12.27	3,439.79	
	Egasa	1.39	0.24	5,863.67	
	Enel Generación Perú	10.69	3.37	3,172.34	
	Enel Generación Piura	1.94	0.60	3,250.46	
	Fénix	15.90	2.86	5,550.27	
	Minera Cerro Verde	4.62	1.34	3,454.06	
	Shougesa	24.79	9.16	2,707.48	
	SDF Energía	3.49	1.11	3,130.47	
	Planta Eten	0.74	0.22	3,417.19	
	Electroperú	2.66	0.59	4,473.85	
	IEP	5.67	1.82	3,112.28	
	Total		135.29	40.05	

Fuente: Adaptado de Estadística Anual 2018 (COES, 2018)

En la Tabla 3, se evidencia que el mayor rendimiento del Gas Natural fue de 5_674,09_kWh/m³ por la empresa Engie, quien generó 3 773,6 GWh con 665,1_miles_de m³ de Gas Natural.

Tabla 3: Rendimiento Medio del Gas Natural por Empresa (kWh/Mm³)

Tipo de Combustible	Empresas	Energía (GWh)	Consumo Millones de m ³	Rendimiento kWh/Mm ³	
Gas Natural	Kallpa	4,288.6	828.7	5,175.35	
	Engie	3,773.6	665.1	5,674.09	
	Enel Generación Perú	3,722.6	773.5	4,812.88	
	Fénix	3,897.6	692.7	5,626.77	
	Termochilca	1,791.7	336.2	5,329.85	
	Enel Generación Piura	606.3	166.0	3,652.83	
	Egasa	84.6	28.3	2,987.40	
	Termoselva	370.7	127.0	2,918.33	
	SDF Energía	213.5	61.4	3,477.85	
	Egesur	148.0	32.6	4,533.59	
	Total		18,897.2	3,711.4	

Fuente: Adaptado de Estadística Anual 2018 (COES, 2018)

En la Tabla 4, se muestran los rendimientos medios de los combustibles como carbón (sólido), bagazo (sólido) y biogás.

Tabla 4: Rendimiento de Medio de otros combustibles por empresa

Tipo De Combustible	Empresas	Energía GWh	Consumo Miles de Tn	Rendimiento kWh/kg
Carbón	Engie	43.1	15.8	2.73
Bagazo	Aipsa	89.6	298.2	0.30
	Aurora	4.2	23.6	0.18
Biogás	Petramas	50.6	33.0	1,535.32
Total		50.6	33.0	

Fuente: Adaptado de Estadística Anual 2018 (COES, 2018)

Transmisión Eléctrica

Este sector permite el transporte de energía eléctrica hacia las zonas de consumo final desde las centrales de generación. Están conformados por las líneas de transmisión, los transformadores de potencia, instalaciones de soporte mecánico de las líneas y otras instalaciones. Este sector, se caracteriza por presentar rasgos de monopolio natural exhibiendo importantes economías de escala en su diseño de instalaciones respecto a la capacidad de las líneas, es decir, el costo promedio de transporte de electricidad por kilómetro de línea instalada disminuirá según se aumente la capacidad de la línea de transmisión. Tal comportamiento es debido a la existencia de considerables costos fijos y a los grandes incrementos de capacidad asociados con el cambio de tensión. La explicación de los costos fijos se da por la complejidad en la planificación, así como en la operación de las líneas de transporte de energía eléctrica: Costos de servidumbre a lo largo del trazo de la línea, accesos para labores de montaje y mantenimiento, estructuras de tamaño óptimo, contratación de trabajadores que operen la línea y realicen actividades de mantenimiento. (Osinergmin, 2016)

Este sector se justifica en razón de la ubicación de las fuentes de energía primaria, debido a que la distancia entre la central de generación y los centros de consumo inciden en forma directa en los costos de instalación de las centrales generadoras y los elementos de transporte de la energía eléctrica. Asimismo, la actividad de transmisión, exhibe una economía de densidad que se asocia a la utilización de la capacidad de transporte de energía de la línea, es decir, que es más eficiente aumentar la carga sobre el sistema de transporte de energía en operación, en lugar de montar uno nuevo. El exceso de la capacidad, en la línea,

se deben a factores como las indivisibilidades en la dimensión comerciales de las instalaciones y el empleo de niveles de tensión normalizados. Otra característica de este sector es que el transporte de energía se realiza a niveles de tensión muy elevados con la finalidad de aminorar pérdidas de energía y costos de transporte, originando una mejora en los índices de eficiencia en el transporte de energía. (Osinermin, 2016)

En la Figura 5, se presenta un esquema de las pérdidas que se generan por la transmisión eléctrica.

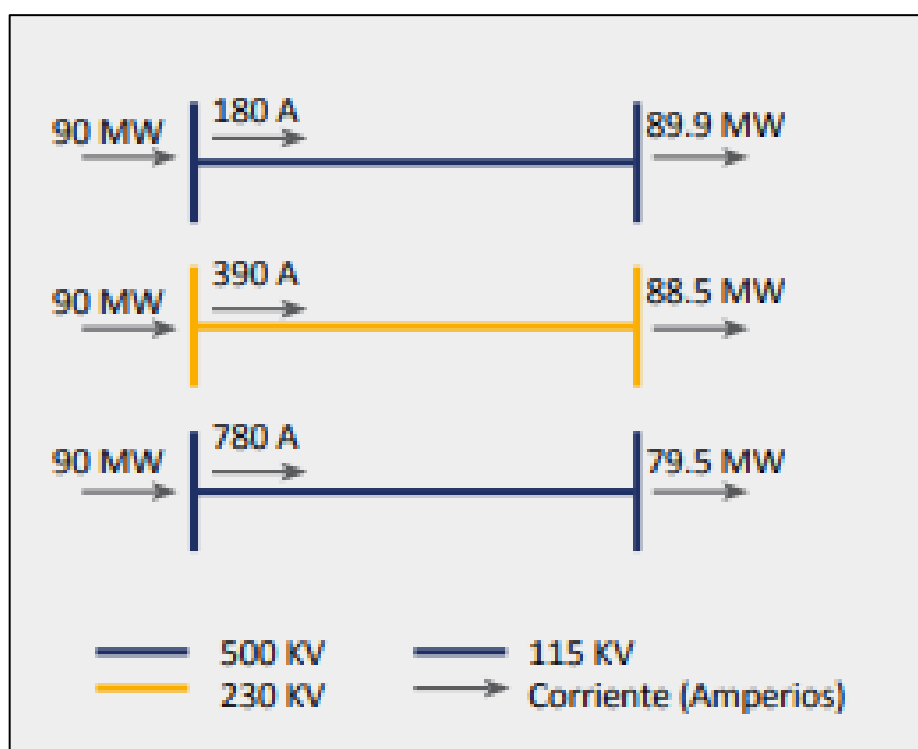


Figura 5: Relación entre potencia y pérdida

Fuente: La Industria de la Electricidad en el Perú (Osinermin, 2016)

A continuación, en la Tabla 5, se presenta las líneas de transmisión al 31 de diciembre del año 2018, el cual estaba conformado por las empresas propietarias de líneas, subestaciones de transformación y equipamiento de transmisión que se detallan:

Tabla 5: Integrantes de Transmisión - Año 2018

N°	Razón Social	Tipo De Integrante Registrado
1	ABY Transmisión Sur S.A.	Obligatorio
2	ATN 2 S. A.	Obligatorio
3	ATN S.A.	Obligatorio
4	ATN1 S.A.	Obligatorio
5	Compañía Transmisora Norperuana S.R.L.	Voluntario
6	Concesionaria Línea De Transmisión CCNCM SAC	Obligatorio
7	Conelsur LT SAC	Obligatorio
8	Consortio Energético De Huancavelica S.A.	Obligatorio
9	Consortio Transmantaro S.A.	Obligatorio
10	Eteselva S.R.L.	Obligatorio
11	Interconexión Eléctrica Isa Perú S.A.	Obligatorio
12	Pomacocha Power S.A.C.	Voluntario
13	Red De Energía Del Perú S.A.	Obligatorio
14	Red Eléctrica Del Sur S.A.	Obligatorio
15	Transmisora Eléctrica Del Sur 2 S.A.C.	Obligatorio
16	Transmisora Eléctrica Del Sur S.A.C	Obligatorio

Fuente: Estadística Anual 2018 (COES, 2018)

En la Tabla 6, se presenta las pérdidas por transmisión registradas mensualmente durante el año 2018. La energía eléctrica total perdida por transmisión fue de 3_027230_MWh.

Tabla 6: Pérdidas mensuales en el Sistema de Transmisión (MWh)-2018

2018	Producción (MWh)	Pérdidas (MWh)	Total, Pérdidas (%)
Enero	4 255,247	291,994	6.86%
Febrero	3 919,541	199,843	5.10%
Marzo	4 315,874	279,138	6.47%
Abril	4 207,898	253,289	6.02%
Mayo	4 287,976	224,570	5.24%
Junio	4 134,921	210,845	5.10%
Julio	4 200,012	223,665	5.33%
Agosto	4 221,874	279,021	6.61%
Setiembre	4 143,359	248,719	6.00%
Octubre	4 354,589	295,489	6.79%
Noviembre	4 279,410	286,630	6.70%
Diciembre	4 496,084	234,028	5.21%
Total	50 816,785	3 027,230	5.95%

Fuente: Estadística Anual 2018 (COES, 2018)

Distribución Eléctrica

En el sector de distribución eléctrica, la energía se transporta mediante redes eléctricas de media y baja tensión, hacia los usuarios finales. Las redes de un sistema de distribución están conformadas por líneas y redes primarias en media tensión (MT), subestaciones de distribución (SED), redes de distribución secundaria (BT), servicio particular (SP) e instalaciones de alumbrado público (AP). Las líneas y redes primarias transportan energía eléctrica en media tensión desde el sistema de transmisión hasta las redes de distribución secundaria y/o conexiones para usuarios mayores. Además, las redes de distribución secundaria abastecen de energía eléctrica en baja tensión a usuarios finales. Finalmente, la

conexión entre red de distribución secundaria y medidor eléctrico se denomina acometida. (Osinergmin, 2016)

Los costos de distribución concernientes a las líneas y redes primaria y secundarias son de característica subaditivos, y exhiben economías de ámbito, es decir, resulta menos costoso repartir energía y potencia a través de un solo sistema que hacerlo mediante dos o más independientes. Vale resaltar, que las concesionarias de distribución eléctrica facturan en forma independiente dos servicios: energía y potencia. (Osinergmin, 2016)

Comercialización eléctrica

Es una actividad complementaria al proceso físico de generación y transporte, cuya función se vincula al transporte de electricidad desde la generación hasta el cliente final y se descompone en: comercialización mayorista (generadores y distribuidores) y minoristas (clientes regulados). (Osinergmin, 2016)

Esta actividad, del mismo modo que la generación de energía eléctrica exhibe características de un mercado competitivo, lo que posibilitaría el concurso de un importante número de operados en el mercado. En el Perú, la actividad de comercialización minorista se halla integrada a la distribución eléctrica. (Osinergmin,2016).

La comercialización añade al sistema mayorista la oportunidad que los consumidores seleccionen a sus proveedores de energía eléctrica. El nivel de competencia en este arreglo estará afectado por la cartera de precios, los diferentes niveles de calidad, así como otros servicios ofertados por los concesionarios hacia los usuarios finales regulados o libres. (Osinergmin, 2016)

En la Figura 6, se presenta un modelo de competencia minorista y mayorista, desde generadores hasta clientes finales.

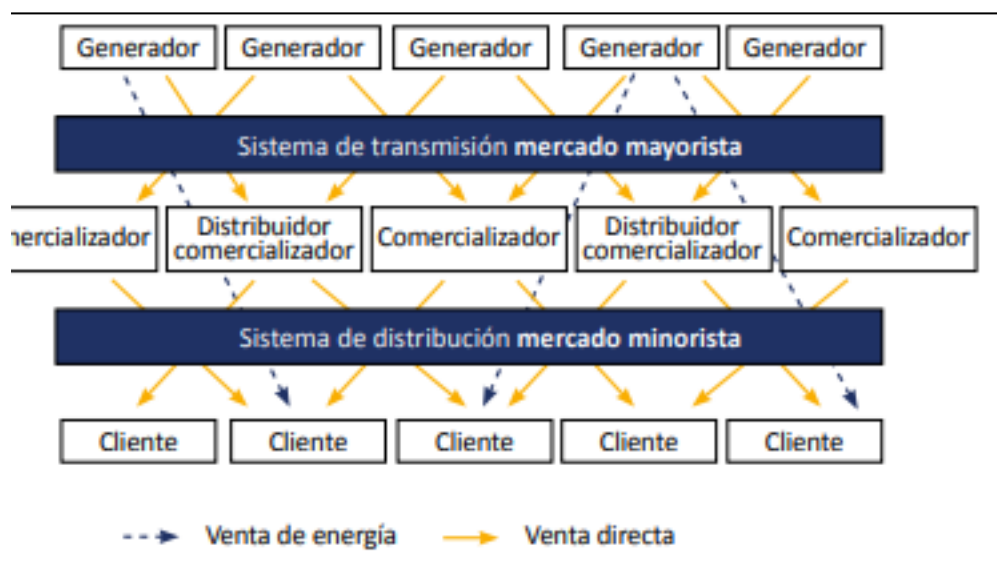


Figura 6: Modelo de Competencia Minorista

Fuente: La Industria de la Electricidad en el Perú (Osinermin,2016)

Tipos de Generación Eléctrica

De manera tradicional es posible encontrar dos formas de generar energía eléctrica, una es la generación hidráulica (flujo de agua) y la otra es la térmica (combustión de petróleo, gas natural, carbón, etc.). Sin embargo, existen otras formas de generación de energía eléctrica, cuya base son los Recursos Renovables (radiación solar, velocidad de viento, energía geotérmica, etc.) (Osinermin, 2011)

Generación hidráulica

Esta forma de generar energía eléctrica se realiza en las centrales hidroeléctricas quienes aprovechan la energía potencial y cinética de una caída de agua, que impulsa una turbina hidráulica, que finalmente hace girar el rotor del generador

eléctrico. Existen dos tipos de centrales hidroeléctricas: de embalse y de pasada. (Osinermin, 2016).

Producción de Electricidad del SEIN en el año 2018

Producción de electricidad del SEIN por tipo de generaciones

En la tabla 7, se puede evidenciar la cantidad y tipo de energía eléctrica generada durante el año 2018, siendo la fuente hidroeléctrica de mayor participación con el 57.7% del total. En segundo lugar, se ubica la fuente termoeléctrica con 37.82% y en tercer lugar la fuente solar con una participación de 1.47%.

Tabla 7: Generación por tipo de fuente de energía durante el año 2018

Tipo	Energía (GW-h)	Participación (%)
Hidroeléctrica	29 357,9	57,77
Termoeléctrica	19 220,0	37,82
Solar	745,2	1,47
Eólico	1 493,6	2,94
Total	50 816,8	100,00

a) Producción Mensual de Energía Eléctrica durante el año 2018

En la figura 7, se puede evidenciar la cantidad por tipo de energía eléctrica generada en los doce (12) meses del año 2018, siendo la producción de energía eléctrica total a partir del recurso energético solar de 745.19 GW.h.

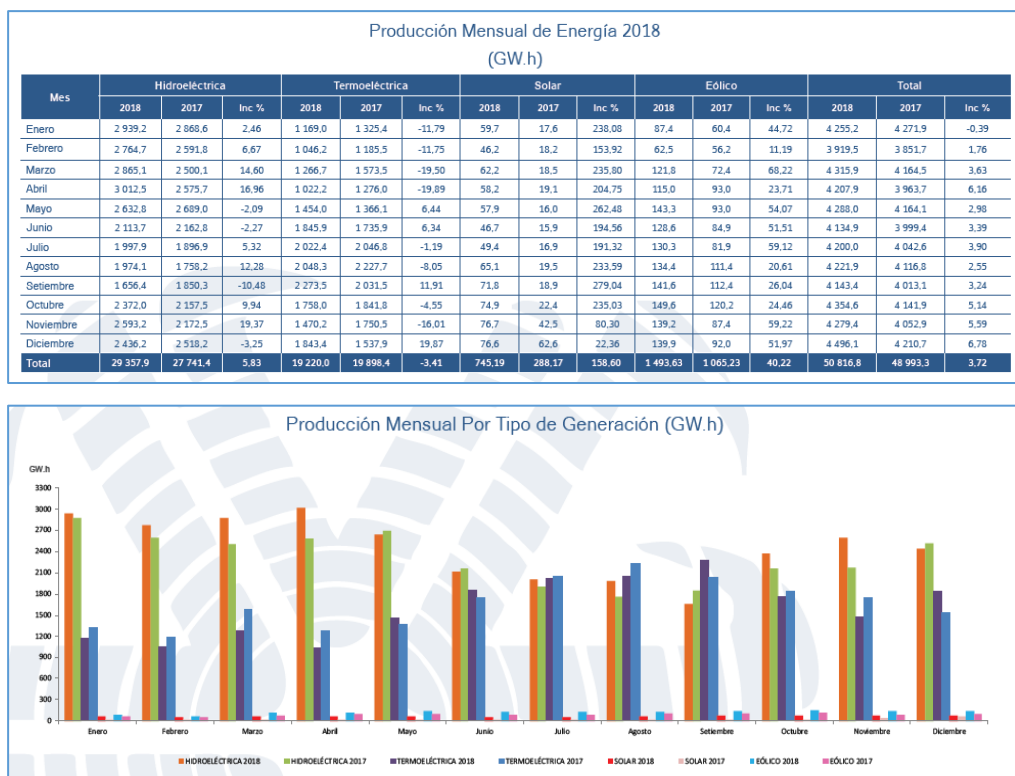


Figura 7: Producción mensual por tipo de fuente de energía durante el año 2018

Fuente: Estadística Anual del SEIN del año 2018, COES

Producción con Recursos Energéticos Renovables (RER) en el SEIN

a) Producción de energía con RER durante el año 2018

La figura 8, muestra la evidencia que la generación de energía eléctrica aprovechando RER fue de 3674,1GW.h, de las cuales el 40.65% de la producción de electricidad es a partir del recurso energético eólico, seguidamente del hidroeléctrico representando el 35.13% y en tercer lugar el recurso energético solar representando el 20.28% del total.

Por Tipo de Generación con RER - 2018

Tipo	Energía (GW.h)	Participación (%)
EÓLICA	1 493,6	40,65
HIDROELÉCTRICA	1 290,9	35,13
SOLAR	745,2	20,28
TERMOELÉCTRICA	144,4	3,93
Total RER	3 674,1	100,00

Producción de Energía con Recursos Energéticos Renovables (RER) - 2018

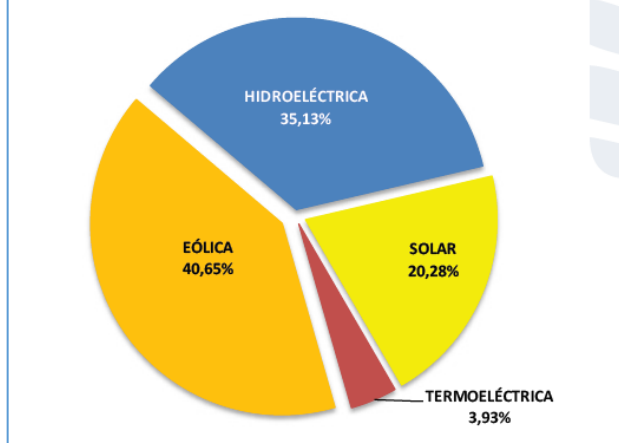


Figura 8: Producción de energía con Recursos Energéticos Renovables durante el año 2018

Fuente: Estadística Anual del SEIN del año 2018, COES

- b) Producción de energía con RER por tipo de tecnología durante el año 2018

En la figura N°04, se puede evidenciar que la generación de energía por RER fue de 3674,1GW.h.

Tabla 8: Producción de Energía con Recursos Energéticos Renovables (RER)

Tipo de Tecnología	Energía (GW-h)	Participación (%)
Aerogenerador	1 493,6	40,65
CSFV	745,2	20,28
TV	93,8	2,55
Diesel	50,6	1,38
Francis	689,6	18,77
Kaplan	76,2	2,07
Pelton	523,4	14,25
Hélice	1,7	0,05
Total	3 674,1	100,00

Fuente: Estadística Anual del SEIN del año 2018, COES

Producción de Energía a partir de parques eólicos en el año 2019

En el año 2019, se registró una producción de energía de 1646.16 GWh a partir de Recursos Energéticos Renovables de origen eólico en el año 2019.

Asimismo, en la tabla 9 se puede evidenciar los cinco (5) parques eólicos (centrales eléctricas) que generaron energía en el despacho eléctrico del 2019.

Entre ellos son:

- Central Eólica Wayra I
- Central Eólica Cupisnique
- Central Eólica Talara
- Central Eólica Marcona
- Central Eólica Tres Hermanas

Tabla 9: Producción de Energía con Recursos Energéticos Renovables de Origen Eólico-2019

CENTRAL ELECTRICA	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
WAYRA I	39.27	32.81	54.15	47.36	46.89	52.93	58.41	46.23	53.30	57.37	47.58	47.91	584.21
	39.27	32.81	54.15	47.36	46.89	52.93	58.41	46.23	53.30	57.37	47.58	47.91	584.21
CUPISNIQUE	24.54	16.67	29.14	34.16	30.04	26.91	25.40	17.27	28.17	31.64	25.04	28.79	317.77
TALARA	6.99	2.60	3.52	9.90	14.10	14.48	13.10	11.78	12.03	13.57	12.02	11.83	125.92
	31.53	19.27	32.66	44.06	44.14	41.39	38.50	29.05	40.20	45.21	37.06	40.62	443.69
MARCONA	9.43	9.65	16.88	14.53	13.52	13.71	15.79	12.75	14.00	15.26	11.00	10.59	157.11
	9.43	9.65	16.88	14.53	13.52	13.71	15.79	12.75	14.00	15.26	11.00	10.59	157.11
TRES HERMANAS	29.88	30.90	48.81	43.60	38.00	39.74	44.43	36.63	40.21	44.21	32.80	31.96	461.17
	29.88	30.90	48.81	43.60	38.00	39.74	44.43	36.63	40.21	44.21	32.80	31.96	461.17
	110.11	92.63	152.50	149.55	142.55	147.77	157.13	124.66	147.71	162.05	128.44	131.08	1646.18

Fuente: Estadística Anual del SEIN del año 2019, COES.

Producción de Energía a partir de centrales solares FV en el año 2019

En el año 2019, se registró una producción de energía de 761.73 GWh a partir de Recursos Energéticos Renovables de origen solar FV en el año 2019.

Asimismo, se puede evidenciar los siete (7) centrales solares que generaron energía en el despacho eléctrico del 2019. Entre ellos son:

- Central Solar Rubí
- Central Solar Intipampa
- Central Solar Tacna
- Central Solar Moquegua

- Central Solar Repartición
- Central Solar Panamericana Solar
- Central Solar Tacna Solar

Tabla 10: Producción de Energía con Recursos Energéticos Renovables de Origen Solar-2019

CENTRAL SOLAR	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Rubí	30.82	25.40	37.35	31.37	31.37	29.49	31.82	36.68	37.77	44.03	42.60	44.34	423.04
	30.82	25.40	37.35	31.37	31.37	29.49	31.82	36.68	37.77	44.03	42.60	44.34	423.04
Intipampa	7.29	6.47	9.18	7.90	8.26	7.26	7.93	9.06	9.36	10.98	10.77	11.22	105.68
	7.29	6.47	9.18	7.90	8.26	7.26	7.93	9.06	9.36	10.98	10.77	11.22	105.68
Majes	3.67	3.07	4.03	3.56	3.57	3.30	3.50	3.76	3.85	3.98	3.98	4.02	44.29
	3.67	3.07	4.03	3.56	3.57	3.30	3.50	3.76	3.85	3.98	3.98	4.02	44.29
Repartición	3.38	2.82	3.96	3.44	3.60	3.22	3.57	3.84	3.82	3.89	3.90	3.94	43.38
	3.38	2.82	3.96	3.44	3.60	3.22	3.57	3.84	3.82	3.89	3.90	3.94	43.38
Moquegua	3.34	3.55	4.40	3.45	3.45	3.27	3.67	4.19	4.12	4.67	4.49	4.71	47.31
	3.34	3.55	4.40	3.45	3.45	3.27	3.67	4.19	4.12	4.67	4.49	4.71	47.31
Panamericana	3.64	3.86	4.76	3.74	3.82	3.48	3.93	4.51	4.47	5.09	4.88	5.11	51.29
	3.64	3.86	4.76	3.74	3.82	3.48	3.93	4.51	4.47	5.09	4.88	5.11	51.29
Tacna	4.16	4.09	4.73	3.68	3.34	2.84	2.92	4.04	3.84	4.44	4.53	4.15	46.76
	4.16	4.09	4.73	3.68	3.34	2.84	2.92	4.04	3.84	4.44	4.53	4.15	46.76
	56.30	49.26	68.41	57.14	57.41	52.86	57.34	66.08	67.23	77.08	75.15	77.49	761.75

Fuente: Estadística Anual del SEIN del año 2019, COES.

Centrales eléctricas a base de energías renovables no convencionales

En esta sección se encuentran las centrales cuyas tecnologías permiten aprovechar los siguientes tipos de energía, de origen: solar, eólica, biomasa, geotérmica, etc. Se describen las de mayor importancia y uso:

Generación de origen solar

La energía que brinda la radiación solar (la más abundante en el planeta) se puede emplear para generar energía eléctrica por medio dos tipos de tecnologías: la transformación fotovoltaica y la producción termosolar. (Osinermin, 2011)

- La transformación fotovoltaica: permite convertir la energía solar en energía eléctrica empleando celdas solares hechas de silicio (material fotosensible) que por estar expuesto a la radiación solar produce una pequeña fuerza electromotriz (fem) y que al sumarse en el panel solar (conjunto de celdas) se hace de magnitud considerable. La corriente que se genera es del tipo continua, pero, con el empleo de un inversor se puede convertir en corriente alterna. (Osinermin, 2011)

Para realizar la conversión de la radiación solar en energía eléctrica se emplean las células fotovoltaicas, hechas de materiales semiconductores como el silicio. En una de las caras de estas celdas se captan los fotones de la radiación solar para generar una corriente eléctrica continua (fenómeno fotoeléctrico). Al conjunto de celdas fotovoltaicas de características semejantes se le denomina panel solar, que pueden estar conectados en serie o en paralelo. (Osinermin, 2019)

La Figura 9, muestra la representación gráfica de la generación fotovoltaica, la cual está conformada por la fuente de generación, el recurso solar, módulos fotovoltaicos y sus componentes, asimismo el sistema de distribución para finalmente llegar el consumidor.

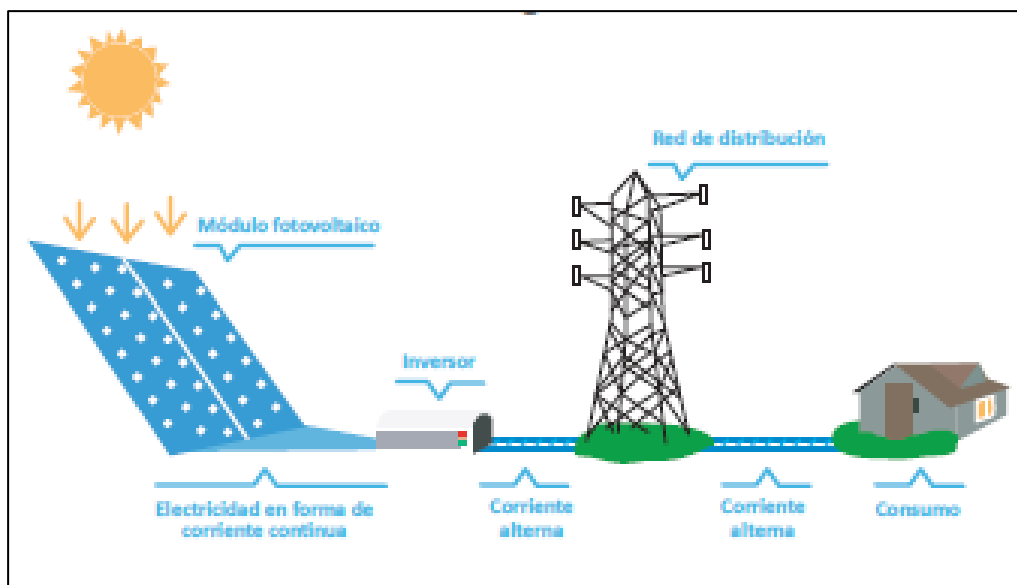


Figura 9: Esquema de la Generación Fotovoltaica

Fuente: Energías Renovables: Experiencias y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética (Osinermin, 2019)

- La generación de energía termosolar: Se inicia el proceso en el interior de una torre que almacena agua, elevándose su temperatura como resultado de la exposición de la torre a la radiación solar concentrada, que ha sido redireccionados de manera automática mediante espejos parabólicos. Cuando el agua se evapora se alcanzan niveles de presión y temperatura que se aprovechan para hacer girar una turbina, la misma que mueve el rotor del generador de energía eléctrica. (Osinermin, 2011)

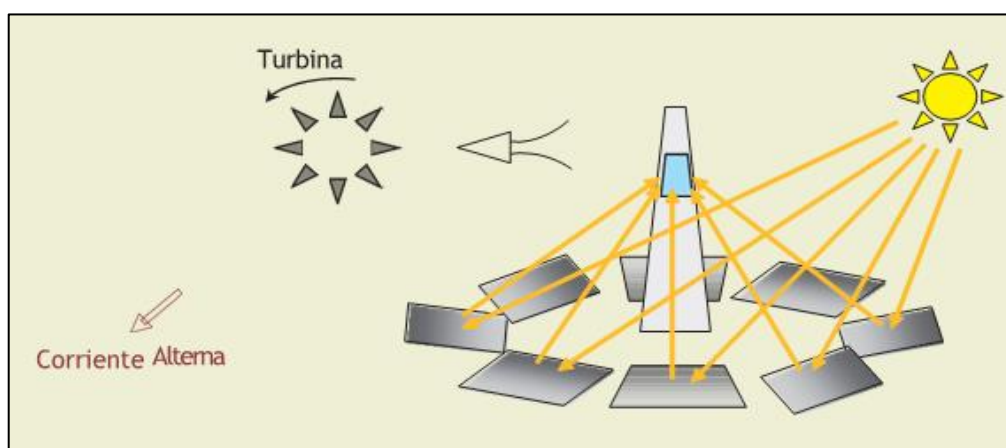
Según los niveles de temperatura de utilización, se clasifican en baja, media y alta, como se indica en la Tabla 11.

Tabla 11: Aplicaciones de la energía solar térmica

Tipo de energía solar térmica	Rango	Aplicaciones
Baja Temperatura	0-100°C	Consumo doméstico
Media Temperatura	100°C-250°C	Producción de vapor para procesos industriales, generación eléctrica en centrales pequeñas de 30 a 2000KW.
Alta temperatura	250°C a más	Generación eléctrica a gran escala.

Fuente: Energías Renovables: Experiencias y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética (Osinermin, 2019)

La Figura 10, muestra un esquema de generación termosolar.

**Figura 10: esquema de la Generación Termosolar**

Fuente: Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano (Osinermin, 2011)

Los avances en tecnología y las economías de escala, han permitido que el costo de energía solar fotovoltaica se reduzca en forma notable, comparado con las primeras celdas solares comerciales, incrementando también su eficiencia. Actualmente, el costo promedio de este tipo de generación se está haciendo competitivo respecto a las fuentes de energía no renovable en diferentes zonas geográficas. Asimismo, otras tecnologías solares, como la termoeléctrica, están reduciendo sus costos de forma considerable (Osinermin, 2011)

Entre otras tecnologías solares de generación eléctrica se tienen: (Osinergmin, 2017)

- Tecnología termosolar de concentración: Empleado para generar energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico tradicional mediante el calentamiento a alta temperatura de un fluido.
- Tecnología eólico-solar: Emplea el aire calentado por la radiación solar que asciende por una chimenea donde se ubican los generadores.
- Tecnología solar híbrida: Integra la generación de energía eléctrica de origen solar con otro tipo de generación energía de origen renovable (energía eólica, biomasa) o no renovable (combustible fósil).

Ventajas de los Sistemas Fotovoltaicos:

- Económicos

Durante los últimos diez años se ha producido una reducción de hasta diez veces en el costo de los sistemas fotovoltaicos, en comparación con otra tecnología en dicho periodo. La mejora en tecnología, el aumento de volumen de producción, el progreso en la cadena de suministro local, la disminución de los costos financieros y el crecimiento de este sector, han permitido la reducción de costos en los paneles solares. (Osinergmin, 2019)

- Cambio climático

Gracias al crecimiento en la instalación de centrales de generación de energía eléctrica de origen solar, se ha logrado una considerable reducción en el volumen

de gases de efecto invernadero en el ambiente, convirtiéndose en una importante medida de mitigación del cambio climático. (Osinermin,_2019)

Generación eólica

Esta tecnología aprovecha la energía de velocidad del viento que hacen girar los álabes de los aerogeneradores eléctricos. Estos generadores se montan en grupo (parque eólico) con la finalidad de obtener grandes cantidades de potencia eléctrica, debido a que individualmente generan poca potencia (entre 1 y 2 MW). (Osinermin,_2011).

Actualmente en el mercado existen generadores hasta de 12MW, las fábricas vienen trabajando en aumentar la potencia de los aerogeneradores especialmente en los aerogeneradores offshore. (El Periodico de la Energía, 2019).

En nuestro parque eólico Marcona, contamos con 8 aerogeneradores de 3,15 MW y 3 aerogeneradores de 2,3 MW.

El viento es el resultado de la diferencia de temperaturas entre diferentes zonas geográficas. Las máquinas que aprovechan la energía cinética del viento (llamados aerogeneradores o turbinas eólicas) poseen álabes dispuestos en forma oblicua y están sujetas por un eje giratorio. Según la ubicación del parque eólico se denominan onshore u offshore. (Osinermin,_2019)

- **Parques Eólicos Onshore**

Son agrupaciones de aerogeneradores instalados en tierra cuyo tamaño de turbinas han aumentado en el tiempo, logrando, principalmente, reducir los

costos por generación de energía eléctrica a partir del viento, sin embargo, enfrenta limitaciones en el transporte de materiales. (Osinermin, 2019)

- Parques Eólicos Offshore

Son parques instalados en el mar, son capaces captar mayor energía que en los parques onshore. El primer parque de este tipo tuvo lugar en Suecia en el año 1990, con una potencia de 220 kW. En el año 1991 Dinamarca instaló su primer parque offshore con capacidad de 450 kW cada una. Osinermin, 2019)

Según Moreno (2010), en el mar se tiene mayor espacio sin obstáculos que disminuyan la velocidad del viento, originando instalaciones de menor altura y ocasionando un mínimo impacto visual al no existir poblados cerca de ellos. Entre las desventajas se tiene que los costos de construcción y conexión, para 2014, fueron mayores en 117.75% en promedio en relación al tipo onshore. Agregando a ello la dificultad mayor para ejecutar los trabajos montaje, operación y mantenimiento. (Osinermin, 2019)

1.2.5. Centrales Solares FV Conectadas al SEIN

En la Tabla 12, se presenta las características principales de las centrales solares fotovoltaicas en operación, se puede visualizar información como cantidad de módulos, potencia instalada por cada central solar FV.

Tabla 12: Potencia Instalada de las Centrales Solares FV en el 2018

Nombre de la Central	Cantidad de Módulos	Potencia Instalada (MW)
C.S. Rubí	560 880	144,5
C.S. Intipampa	138 120	44,5
C.S. Majes	55 584	20,0
C.S. Moquegua FV	63 480	16,0
C.S. Panamericana Solar	71 334	20,0
C.S. Repartición	56 208	20,0
C.S. Tacna Solar	74 988	20,0

Fuente: Adaptado de Estadística Anual 2018 (COES, 2018)

Central Solar Rubí

Esta central tiene previsto suministrar 144,5 MW al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) por un plazo de 20 años, aprovechando la alta calidad de la energía solar de la región sur del Perú, influenciando en el desarrollo energético de dicha región. Su precio monómico de adjudicación fue de US\$ 48/MWh y la construcción de la central y redes asociadas se ejecutaron en 13 meses. (Enel, 2018)

Para el caso de la potencia de las centrales solares FV, se expresa en Potencia Pico (Wp), el cual es la potencia suministrada por el módulo a una radiación solar de 1000 W/m^2 y una temperatura de 25° C .

La central tiene instalado 560 880 paneles fotovoltaicos de 320 Wp. La conexión al SEIN se realiza a través de la L.T. 220 kV S.E. Rubí -S.E. Montalvo, de simple circuito de 21,51 km. (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)

A continuación, en la Tabla 13, se muestra la localización y datos generales de la C.S. Rubí.

Tabla 13: Central Solar Rubí

Ubicación	
Departamento	Moquegua
Provincia	Mariscal Nieto
Distrito	Moquegua
Altitud	1410 msnm
Datos de la central	
Potencia Instalada	144,48 MWp
N° de Módulos en serie	30
Tipo de Módulos	Reisen
Potencia de Módulos	320 Wp
N° de inversores	164
N° de Centros de Transformación	41
Datos de contrato	
Firma de Contrato	17/05/2016
Puesta en Operación Comercial (POC)	30/01/2018
Energía Anual Ofertada	415,00 GWh/año
Precio de la Energía Ofertada	47,98 US\$/MWh

Fuente: Adaptado de la Ficha Técnica de la C.S. Rubí (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)

En la Figura 11 y Figura 12, se presenta el mapa de ubicación de la C.S. Rubí y la vista de los paneles solares, respectivamente.



Figura 11: Mapa de ubicación de la C.S. Rubí

Fuente: Ficha técnica de la C.S. Rubí (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)



Figura 12: Vista de paneles solares de la C.S. Rubí

Fuente: Ficha técnica de la C.S. Rubí (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)

La Figura N° 13, muestra la subestación de la C.S. Rubí.



Figura 13: Subestación de la C.S. Rubí

Fuente: Ficha técnica de la C.S. Rubí (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)

Central Solar Intipampa

Está ubicada en Pampa Lagunas (Moquegua) ocupando 322 hectáreas y posee 138 120 paneles fotovoltaicos de 320 Wp cada uno, que demandaron una inversión de alrededor US\$ 52 millones. (Engie, 2018)

La Figura 14, muestra la vista de los paneles solares de la C.S. Intipampa.



Figura 14: Vista de los paneles solares de la C.S. Intipampa

Fuente: Portal Web Engie (Engie, 2019)

Se encuentra enlazado al SEIN, mediante la línea de transmisión de 138 kV, S.E. Moquegua – S.E. Mill Site. (Dirección de Supervisión-Osinermin, 2019)

En la Tabla 14, se detalla la localización y datos generales de la C.S. Intipampa.

Tabla 14: Central Solar Intipampa

Ubicación	
Departamento	Moquegua
Provincia	Mariscal Nieto
Distrito	Moquegua
Altitud	1410 msnm
Datos de la central	
Potencia Instalada	40 MWp
N° de Módulos en serie	30
Tipo de Módulos	Policristalino
Potencia de Módulos	320-325 Wp
N° de inversores	18
Datos de contrato	
Firma de Contrato	17/05/2016
Puesta en Operación Comercial (POC)	31/03/2018
Energía Anual Ofertada	108,40 GWh/año
Precio de la Energía Ofertada	48,5 US\$/MWh

Fuente: Adaptado de la Ficha Técnica de la C.S. Intipampa (Dirección de Supervisión-Osinermin, 2019)

En la Figura 15 y Figura 16, se presenta el mapa de ubicación de la C.S. Intipampa y la vista de los paneles solares, respectivamente.



Figura 15: Mapa de Ubicación de la C.S.Intipampa

Fuente: Ficha técnica de la C.S. Intipampa (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)



Figura 16: Montaje de paneles solares de la C.S. Intipampa

Fuente: Ficha técnica de la C.S. Intipampa (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)

Central Solar Majes

Se encuentra situada en el distrito de La Joya, en la provincia de Caylloma, región Arequipa, enlazándose al SEIN mediante la L.T. 138 kV S.E. Majes y posee una potencia neta de 20 MWp. (MINEM, 2018)

La Tabla 15, detalla la localización y datos generales de la C.S. Majes.

Tabla 15: Central Solar Majes

Ubicación	
Departamento	Arequipa
Provincia	Caylloma
Distrito	Majes
Altitud	1 680 msnm
Datos de la central	
Potencia Instalada	20 MWp
Cantidad de Módulos FV	55 704
Cantidad de Centros de Transformación	16 (1 250 kW c/u)
Cantidad de Inversores	32 (625 kW c/u)
Factor de planta	21,5%
Datos de contrato	
Firma de Contrato	31/03/2010
Puesta en Operación Comercial (POC)	31/10/2012
Energía Anual Ofertada	37 630 MWh
Precio de la Energía Ofertada	22,25 Cts US\$/kWh

Fuente: Adaptado de la Ficha Técnica de la C.S. Majes (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)

En la Figura 17 y Figura 18, se presenta el mapa de ubicación de la C.S. Majes y la vista de los paneles solares, respectivamente.



Figura 17: Mapa de Ubicación de la C.S. Majes

Fuente: Ficha técnica de la C.S. Majes (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)



Figura 18: Montaje final de los paneles solares en C.S. Majes

Fuente: Ficha técnica de la C.S. Majes (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)

Central Solar Moquegua FV

Esta Central Solar está situada en el distrito de Moquegua, la provincia de Mariscal Nieto, región Moquegua; se conecta al SEIN en la L.T.23 kV S.E. Panamericana. Es una central con una potencia de 16 MWp, de acuerdo al despacho del mes de agosto se determinó un factor de planta de 35.33%. (MINEM, 2018)

En la Tabla 16, se muestra la localización y datos generales de la C.S. Moquegua FV.

Tabla 16: Central Solar Moquegua FV

Ubicación	
Departamento	Moquegua
Provincia	Mariscal Nieto
Distrito	Moquegua
Altitud	1 410 msnm
Datos de la central	
Potencia Instalada	16 MWp
Cantidad de Centros de Transformación	16 (1 250KW c/u)
Cantidad de Inversores	26 (24 x 625kW + 2x500 kW)
Factor de planta	30,5%
Datos de contrato	
Firma de Contrato	30/09/2011
Puesta en Operación Comercial (POC)	31/12/2014
Energía Anual Ofertada	43 000 MWh
Precio de la Energía Ofertada	11,99 Ctps US\$/kWh

Fuente: Adaptado de la Ficha Técnica de la C.S. Moquegua FV (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)

En la Figura 19 y Figura 20, se presenta el mapa de ubicación de la C.S. Moquegua FV y la vista de los paneles solares, respectivamente.



Figura 19: Mapa de Ubicación de la C.S. Moquegua FV

Fuente: Ficha técnica de la C.S. Moquegua FV (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)



Figura 20: Vista de los paneles solares en C.S. Moquegua FV

Fuente: Ficha técnica de la C.S. Moquegua FV (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)

Central Solar Panamericana

Esta Central Solar está situada en el distrito de Moquegua, en la provincia de Mariscal Nieto, región Moquegua; se conecta al SEIN en la L.T.138 kV S.E.Ilo3. Es una central con una potencia de 20 MWp, de acuerdo al despacho del mes de agosto se determinó un factor de planta de 30.16%. (MINEM, 2018)

En la Tabla 17, se muestra la localización y los datos generales de la C.S. Panamericana.

Tabla 17: Central Solar Panamericana

Ubicación	
Departamento	Moquegua
Provincia	Mariscal Nieto
Distrito	Moquegua
Altitud	1 410 msnm
Datos de la central	
Potencia Instalada	20 MWp
Cantidad de Centros de Transformación	16 (1 250 kW c/u)
Cantidad de Inversores	32 (625 kW c/u)
Factor de planta	28,9%
Datos de contrato	
Firma de Contrato	31/03/2010
Puesta en Operación Comercial (POC)	31/12/2012
Energía Anual Ofertada	50 676 MWh
Precio de la Energía Ofertada	21,5 Cts US\$/kWh

Fuente: Adaptado de la Ficha Técnica de la C.S. Panamericana (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)

En la Figura 21 y Figura 22, se presenta el mapa de ubicación de la C.S. Panamericana y la vista de los paneles solares, respectivamente.



Figura 21: Mapa de Ubicación de la C.S. Panamericana

Fuente: Ficha técnica de la C.S. Panamericana (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)



Figura 22: Vista de los paneles solares en C.S. Panamericana

Fuente: Ficha técnica de la C.S. Panamericana (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)

Central Solar Repartición

Esta Central Solar se ubica en el distrito de La Joya, Provincia de Caylloma, región Arequipa; conectándose al SEIN en la L.T. 138 kV S.E. Repartición. Es una central con una potencia efectiva 20 MW, de acuerdo al despacho del mes de agosto se determinó un factor de planta de 25.27%. (MINEM, 2018)

A continuación, en la Tabla 18, se presenta su localización y datos generales.

Tabla 18: Central Solar Repartición

Ubicación	
Departamento	Arequipa
Provincia	Caylloma
Distrito	La Joya
Altitud	1 187 msnm
Datos de la central	
Potencia Instalada	20 MWp
Cantidad de Módulos FV	55 704
Cantidad de Centros de Transformación	16 (1 250 kW c/u)
Cantidad de Inversores	32 (625 kW c/u)
Factor de planta	21,4%
Datos de contrato	
Firma de Contrato	31/03/2010
Puesta en Operación Comercial (POC)	31/10/2012
Energía Anual Ofertada	37 440 MWh
Precio de la Energía Ofertada	22,3 Ctvs US\$/kWh

Fuente: Adaptado de la Ficha Técnica de la C.S. Repartición (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)

En la Figura 23 y Figura 24, se presenta el mapa de ubicación de la C.S. Repartición y la vista de los paneles solares, respectivamente.



Figura 23: Mapa de Ubicación de la C.S. Repartición

Fuente: Ficha técnica de la C.S. Repartición (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)



Figura 24: Vista de los paneles solares en C.S. Repartición

Fuente: Ficha técnica de la C.S. Repartición (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)

Central Solar Tacna Solar

Esta Central Solar está ubicada en el distrito de Tacna, Provincia de Tacna, Departamento de Tacna; conectándose al SEIN en la L.T. 66 kV S.E. Los Héroes. Es una central con una potencia efectiva 20 MWp, de acuerdo al despacho del mes de agosto se determinó un factor de planta de 25.51%. (MINEM, 2018)

A continuación, en la Tabla 19, se presenta la localización y los datos generales de la C.S. Tacna Solar.

Tabla 19: Central Solar Tacna Solar

Ubicación	
Departamento	Tacna
Provincia	Tacna
Distrito	Tacna
Altitud	560 msnm
Datos de la central	
Potencia Instalada	20 MW
Cantidad de Módulos FV	74 988
Cantidad de Centros de Transformación	16 (1 250KW c/u)
Cantidad de Inversores	32 (625 kW c/u)
Factor de planta	26,9%
Datos de contrato	
Firma de Contrato	31/03/2010
Puesta en Operación Comercial (POC)	31/10/2012
Energía Anual Ofertada	47 196 MWh
Precio de la Energía Ofertada	22,5 Cts US\$/kWh

Fuente: Adaptado de la Ficha Técnica de la C.S. Tacna Solar (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2019)

Generación Solar Fotovoltaica Total

En el año 2018, las siete (7) centrales solares fotovoltaicas generaron un total de 745,2 GWh, el 56.93% de la energía fue generada por la C.S. Rubí (424,2 GWh), seguido de la C.S. Intipampa (87,3 GWh) con una participación del 11.71%.

A continuación, en la Tabla 20, se muestra la generación eléctrica (GWh) por cada central solar FV y en la Figura 27, se presenta los factores de planta de cada central solar FV.

Tabla 20: Generación Solar (GWh) por Central Solar FV en el 2018

Empresa	Central Solar FV	Energía (GWh)
Enel Green	C. S. Rubí	424.2
Engie	C. S. Intipampa	87.3
Majes Solar	C. S. Majes	44.5
Moquegua FV	C. S. Moquegua FV	47.7
Panamericana Solar	C. S. Panamericana Solar	52.0
Repartición Solar	C. S. Repartición	41.3
Tacna Solar	C. S. Tacna Solar	48.2
Total		745.2

Fuente: Estadística Anual 2018 (COES, 2018)

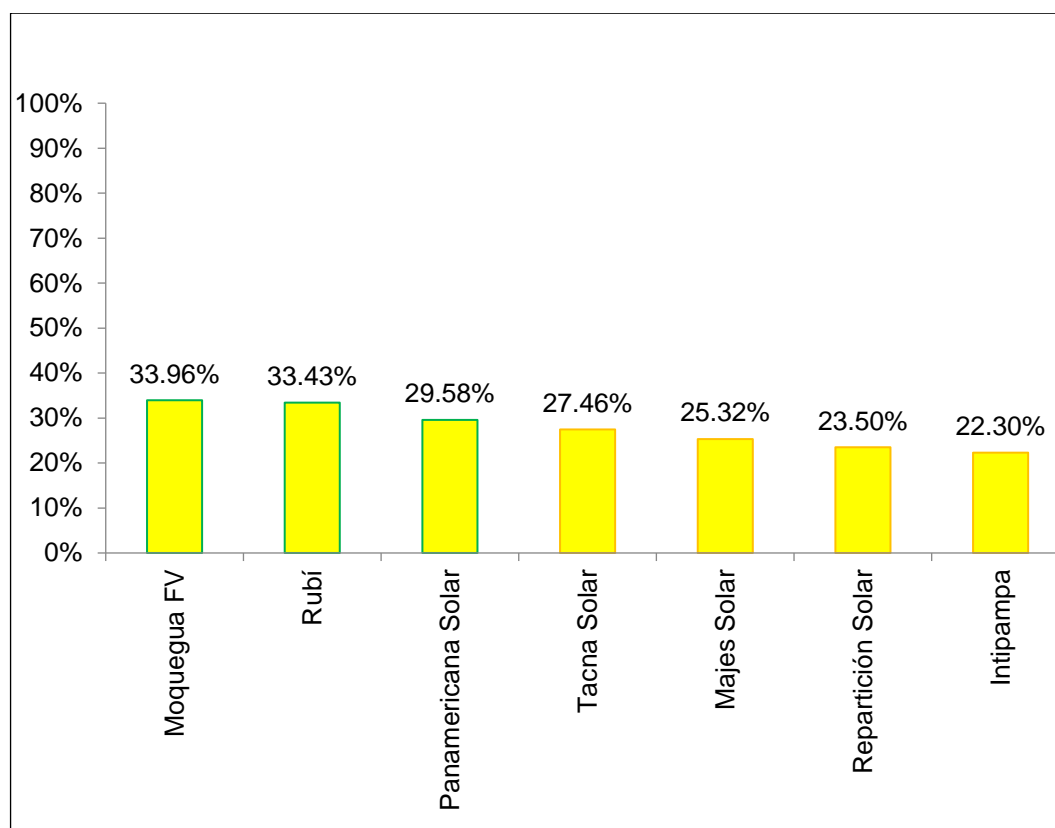


Figura 27: Factor de Planta de las Centrales Solares FV en el año 2018

Fuente: Adaptado de Estadística Anual 2018 (COES, 2018)

Por otro lado, en la Tabla 21, se muestra la producción de energía solar mensual por cada central solar FV.

Tabla 21: Producción de Energía Solar Mensual (GWh) en el año 2018

Central	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.
C.S. Rubí	38.8	28.4	35.9	31.8	32.4	25.2	27.5	35.9	39.7	42.2	43.0	43.4
C.S. Intipampa		0.7	5.6	8.1	7.5	6.7	6.4	8.9	10.0	11.1	11.3	10.9
C.S. Majes	3.9	3.4	3.7	3.2	3.6	3.2	3.2	3.9	4.0	4.1	4.1	4.1
C.S. Moquegua FV	4.1	3.6	4.3	3.7	3.6	2.8	3.2	4.2	4.6	4.5	4.7	4.5
C.S. Panamericana Solar	4.6	3.9	4.6	4.0	3.9	3.1	3.4	4.5	4.9	4.9	5.1	4.9
C.S. Repartición	3.4	1.9	3.3	3.2	3.5	3.2	3.1	3.8	4.0	3.9	3.9	3.9
C.S. Tacna Solar	4.9	4.3	4.7	4.1	3.5	2.4	2.5	3.8	4.5	4.2	4.6	4.9
	59.7	46.2	62.2	58.2	57.9	46.7	49.4	65.1	71.8	74.9	76.7	76.6

Fuente: Adaptado de Estadística Anual 2018 (COES, 2018)

1.2.6. Parques eólicos

Parque Eólico Marcona

Está ubicado en el distrito de Marcona, Provincia de Marcona, región Ica. Es una central con una potencia instalada de 32 MW está conformado por 11 aerogeneradores. (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

A continuación, en la Tabla 22, se presenta la localización y los datos generales de la C.E. Marcona.

Tabla 22:Ficha Técnica de la C.E. Marcona

DENOMINACIÓN	CENTRAL EÓLICA - PARQUE EÓLICO MARCONA
EMPRESA CONCESIONARIA	PARQUE EÓLICO MARCONA S.R.L. (COBRA PERU)
TECNOLOGÍA	Energía Eólica
UBICACIÓN	
Departamento	Ica
Provincia	Marcona
Distrito	Marcona
Altitud	200 mnsn
DATOS TÉCNICOS	
Potencia Instalada	32 MW
Punto de Oferta	Barra Marcona 220 kV
Cantidad de Aerogeneradores	11
Modelo de Aerogeneradores	8 - SWT-3, 15-108 y 3-SWT 2,3-108
Potencia de Aerogenerador	8x3,15 MW + 3x2,3 MW
TRANSFORMADORES	
Cantidad de Transformadores	11
Potencia	2,6 MVA y 3,4 MVA
Tensión	0,69 kV/20 kV
DATOS DE CONTRATO	

Firma de Contrato	31.03.2010
Puesta en Operación (POC)	25.04.2014
Energía Anual Ofertada	148 378 MW-h
Precio de la Energía Ofertado	6,552 ctvs. US\$/kW-h

Fuente: Ficha Técnica de la C.E. Marcona (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

En la Figura 28 y Figura 29, se presenta el mapa de ubicación de la C.E. Marcona y la vista de los aerogeneradores instalados, respectivamente.



Figura 28: Mapa de Ubicación de la C.E. Marcona

Fuente: Ficha Técnica de la C.E. Marcona (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)



Figura 29: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Marcona

Fuente: Ficha técnica de la C.E. Marcona (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

Parque Eólico Tres Hermanas

Está situado en el distrito de Marcona, la provincia de Nazca, región Ica. Es una central con una potencia instalada de 97.15 MW está conformado por 33 aerogeneradores. (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

La Tabla 23, muestra la localización y datos generales de la C.E. Tres Hermanas.

Tabla 23: Ficha Técnica de la C.E. Tres Hermanas

DENOMINACIÓN	CENTRAL EÓLICA PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS
EMPRESA CONCESIONARIA	PARQUE EÓLICO MARCONA S.R.L. (COBRA PERU)
TECNOLOGÍA	Generación Eólica
UBICACIÓN	
Departamento	Ica
Provincia	Nazca
Distrito	Marcona
Altitud	496 mnsn
DATOS TÉCNICOS	
Potencia Instalada	97,15 MW
Punto de Oferta	Subestación Marcona 220 kV
Cantidad de Aerogeneradores	33 (8x2,3 MW-25x3.15 MW)
Nivel de Tensión de Transformadores	0,69/34,5 kV (2,6 MVA y 3,4 MVA)
Modelo de Aerogeneradores	SWT-2,3-108, SWT-3,15-108
Velocidad	4 m/s
DATOS DE CONTRATO	
Firma de Contrato	31.09.2011
Puesta en Operación (POC)	11.03.2016
Precio de la Energía Ofertado	8,9 Cts. US\$/kW-h
Energía Anual	415 760 MW-h
Fuente: Ficha Técnica de la C.E. Tres Hermanas (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)	

En la Figura 30 y Figura 31, se presenta el mapa de ubicación de la C.E. Tres Hermanas y la vista de los aerogeneradores instalados, respectivamente.



Figura 30: Mapa de Ubicación de la C.E. Tres Hermanas

Fuente: Ficha Técnica de la C.E. Tres Hermanas (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)



Figura 31: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Tres Hermanas

Fuente: Ficha técnica de la C.E. Tres Hermanas (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

Parque Eólico Talara

Está ubicado en el distrito de Talara, la provincia de Pariñas, región Piura. Cuenta con una potencia instalada de 30 MW está conformado por 17 aerogeneradores. (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

La Tabla 24 muestra la localización y datos generales de la C.E. Talara.

Tabla 24: Ficha Técnica de la C.E. Talara

DENOMINACIÓN	CENTRAL EÓLICA TALARA
EMPRESA CONCESIONARIA	ENERGÍA EÓLICA S.A.
TECNOLOGÍA	Generación Eólica
UBICACIÓN	
Departamento	Piura
Provincia	Pariñas
Distrito	Talara
Altitud	11 msnm
DATOS TÉCNICOS	
Potencia Instalada	30 MW
Punto de Oferta	S.E. Pariñas
Cantidad de Aerogeneradores	17
Potencia de Aerogenerador	1,8 MW c/u
DATOS DE CONTRATO	
Firma de Contrato	31.03.2010
Puesta en Operación (POC)	30.08.2014
Energía Anual Ofertada	119 673 MW-h
Precio de la Energía Ofertado	8,7 Cts. US\$/kW-h

Fuente: Ficha Técnica de la C.E. Talara (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

En la Figura 32 y Figura 33, se presenta el mapa de ubicación de la C.E. Talara y la vista de los aerogeneradores instalados, respectivamente.



Figura 32: Mapa de Ubicación de la C.E. Talara

Fuente: Ficha Técnica de la C.E. Tres Hermanas (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)



Figura 33: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Talara

Fuente: Ficha técnica de la C.E. Talara (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

Parque Eólico Cupisnique

Está ubicado en el distrito de Cupisnique, en la provincia de Pacasmayo, región La Libertad. Tiene una potencia instalada de 80 MW y está conformado por 45 aerogeneradores. (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

A continuación, en la Tabla 25, se presenta la localización y los datos generales de la C.E. Cupisnique.

Tabla 25: Ficha Técnica de la C.E. Cupisnique

DENOMINACIÓN	CENTRAL EÓLICA CUPISNIQUE
EMPRESA CONCESIONARIA	ENERGÍA EÓLICA S.A.
TECNOLOGÍA	Generación Eólica
UBICACIÓN	
Departamento	La Libertad
Provincia	Pacasmayo
Distrito	Cupisnique
Altitud	20 msnm
DATOS TÉCNICOS	
Potencia Instalada	80 MW
Punto de Oferta	Barra Guadalupe 220 kV
Potencia de Aerogenerador	1,8 MW c/u
Cantidad de Aerogeneradores	8(4x12,6 MW, 1x14, MW y 1x16,9 MW)
Nivel de Tensión de Transformadores	0,69/30 kV (2,1 kVA)
Factor de Potencia de Generadores	0,95
Factor de Planta	43%
DATOS DE CONTRATO	
Firma de Contrato	31.03.2010
Puesta en Operación (POC)	30.08.2014
Energía Anual Ofertada	302 952 MW-h
Precio de la Energía Ofertado	8,5 Cts. US\$/kW-h

Fuente: Ficha Técnica de la C.E. Cupisnique (Dirección de Supervisión - Osinermin, 2020)

En la Figura 34 y Figura 35, se presenta el mapa de ubicación de la C.E. Cupisnique y la vista de los aerogeneradores instalados, respectivamente.

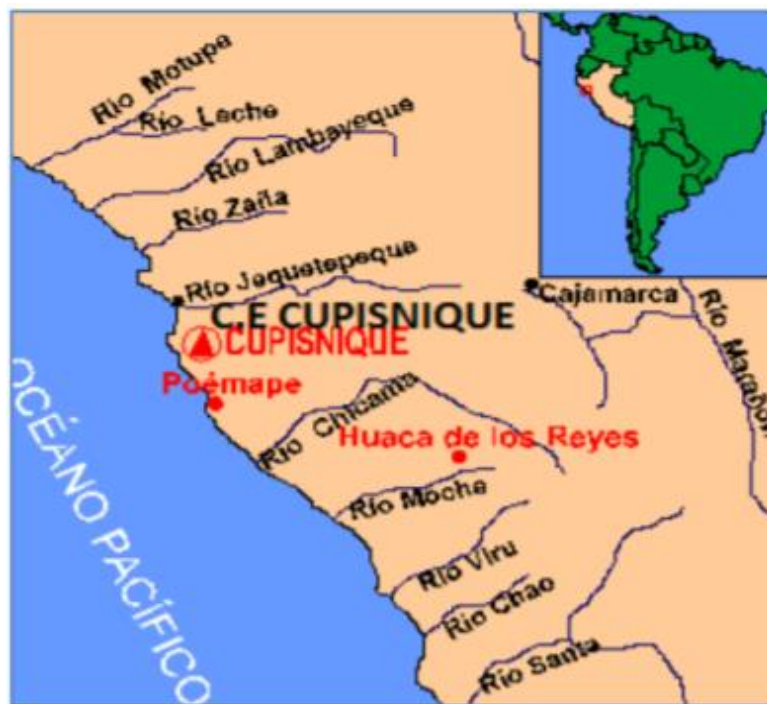


Figura 34: Mapa de Ubicación de la C.E. Cupisnique

Fuente: Ficha Técnica de la C.E. Cupisnique (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)



Figura 35: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Cupisnique

Fuente: Ficha técnica de la C.E. Cupisnique (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

Parque Eólico Wayra I

Está ubicado en el distrito de Marcona, provincia de Nazca, región Ica. Es una central con una potencia instalada de 132.3 MW y está conformado por 42 aerogeneradores. (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

A continuación, en la Tabla 26, se presenta la localización y los datos generales de la C.E. Wayra I.

Tabla 26: Ficha Técnica de la C.E. Wayra I

EMPRESA	ENEEL GREEN POWER PERÚ S.A.	
CONCESIONARIA		
DESCRIPCION	La central tiene una capacidad instalada de 132,3 MW, que se obtiene mediante 42 aerogeneradores de 3,15 MW instalados. La conexión al SEIN se realiza a través de la L.T. 220 kV S.E. Flamenco – S.E. Poroma de simple circuito de 0,685 km.	
UBICACIÓN		
Departamento	Ica	
Provincia	Nazca	
Distrito	Marcona	
Altitud	27 msnm	
DATOS DE LA CENTRAL		
Potencia Instalada Nominal	132,3 MW	
N° de Circuitos	7	
DATOS DEL AEROGENERADOR		
DATOS TÉCNICOS		
N° de Unidades	42	
Potencia Nominal	3,15 MW	
Tensión de Generación	12 kV	
Factor de Potencia	---	
Marca	ACCIONA (Modelo AW3150)	
Año de Fabricación	2017	
DATOS DEL	Transformador de	Transformador del

TRANSFORMADOR	Potencia	Aerogenerador
Potencia Nominal	120/150 MVA	42x3,4 MVA
Relación de Transformación	33/220 Kv	12/33 kV
Marca	CHINT	CHINT
Año de Fabricación	2017	2017
DATOS DE CONTRATO		HITOS
Tipo de Contrato	Suministro RER (4ta	Cierre Financiero 15.12.2015 (si)
Firma de contrato	Subasta)	Llegada de 13.09.2017 (si)
Energía Ofertada	17.05.2016	Equipos 16.01.2017 (si)
Precio de la Energía Ofertada	573,00 GW-h/año	Inicio de Obras 22.09.2017 (si)
Puesta en Operación Comercial	19.05.2018	Inicio de Montaje 19.05.2018 (si)
		POC

Fuente: Ficha Técnica de la C.E. Wayra I (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

En la Figura 36 y Figura 37, se presenta el mapa de ubicación de la C.E. Wayra I y la vista de los aerogeneradores instalados, respectivamente.



Figura 36: Mapa de Ubicación de la C.E. Wayra I

Fuente: Ficha Técnica de la C.E. Wayra I (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)



Figura 37: Vista de los aerogeneradores de la C.E. Wayra I

Fuente: Ficha técnica de la C.E. Wayra I (Dirección de Supervisión-Osinergmin, 2020)

1.2.7. Comité de Operación Económica Del Sistema (COES)

Es una entidad privada con personería de Derecho Público, sin fines de lucro. Lo integran todos los agentes del SEIN (generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres), las decisiones que acuerdan son vinculantes. Se encarga de coordinar la operación del SEIN al mínimo costo en periodos de corto, mediano y largo plazo, resguardando la seguridad del sistema, además de conseguir la mejor manera de aprovechar los recursos energéticos y programar la ejecución de la transmisión del SEIN, administrando el mercado de corto plazo. (Comité de Operación Económica del Sistema, s.f.)

1.2.8. Despacho Económico

Debido a que la energía eléctrica no puede almacenarse a costos idóneos, es necesario mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda en los sistemas eléctricos, asumiendo decisiones económicas en la operación a corto plazo, tomando en consideración la demanda esperada en cada unidad de tiempo y la disponibilidad en la capacidad de cada tecnología, así como la capacidad de transporte entre nodos. Para el caso de generación térmica, básicamente es

necesario ordenar de menor a mayores costos a las diversas generadoras para satisfacer a la demanda en cada unidad de tiempo. Ante la posibilidad de almacenar el agua en los sistemas hidrotérmicos, permite que las decisiones óptimas no dependan únicamente del tiempo, obligando a escoger modelos de programación dinámica, para su optimización. (García Carpio, Dammert Lira, & Molinelli Aristondo, 2008)

1.2.9. Demanda de Energía Eléctrica

Los sistemas eléctricos tienen una característica particular y es que, en cada momento la potencia que se genera debe tener el mismo valor que la potencia que se consume. Además, podemos suponer a la red de energía eléctrica como un conducto de flujo dinámico de potencia. De manera rigurosa, tomando un punto de vista de orden eléctrico y considerando diferenciales de tiempo, se crean campos magnéticos y eléctricos que influyen en los procesos eléctricos que demandan una cantidad de energía y quienes al estar en continua variación se producen transferencia y almacenamiento de energía entre los diferentes elementos que conforman las redes eléctricas. (Ruiz, 2010)

Características de la demanda de energía eléctrica

Asumiendo un punto de vista de orden energético, se puede afirmar que una determinada cantidad de energía se puede consumir de diferentes maneras; por ejemplo, consumiendo una potencia constante en un tiempo establecido o también, consumiendo una pequeña potencia en la mayor parte del periodo de tiempo y posteriormente un valor de potencia mayor durante un pequeño periodo de tiempo. Esta variación en el consumo influye en la generación y el diseño de las líneas de transporte de energía eléctrica, debido a que la generación

acompañará esta variación y, por otro lado, se debe generar y transportar la máxima potencia que requiere el sistema. (Ruiz, 2010)

Las actuales actividades humanas influyen en la variación del consumo de energía eléctrica, generalmente muestra un aumento en el tiempo del consumo, conforme crece el desarrollo y se acentúan determinados comportamientos en el empleo de dispositivos eléctricos. Están presentes también variaciones de consumo estacionales; así pues, las cargas debido a calefacción, aire acondicionado y refrigeración tienen variaciones de acuerdo a la estación debido a su dependencia de la temperatura medioambiental de acuerdo a la zona geográfica. Además, los ciclos de trabajo diario y semanal influyen igualmente en el volumen de consumo de energía eléctrica. Asimismo, es importante conocer la distribución de la demanda por zonas geográficas.

En lo que concierne a la transmisión de energía, es importante establecer la ubicación de los centros de demanda respecto a la posición de las centrales de generación. Tal situación impactará fuertemente en el diseño de la red, así como en los costos de esta.

Respecto de la distribución surge como variable relevante la densidad de carga, en otras palabras, como se reparte la carga en función a la zona geográfica en la que se ubica. Naturalmente se incurrirá en costos mayores al abastecer una demanda que está muy dispersa en una determinada superficie geográfica, que la misma demanda localizada en una menor zona geográfica. (Ruiz, 2010)

Despacho eléctrico

Es necesario mantener un constante equilibrio entre la oferta y la demanda debido a que no es posible almacenar la energía eléctrica a costos competitivos, que obliga a asumir decisiones de índole económico de operación en el corto plazo con respecto a la demanda que se espera en cada instante, así como la disponibilidad de la capacidad de cada tipo de tecnología, junto con sus limitaciones como la capacidad de transporte entre los nodos de la red. (Alfredo Dammert, 2010)

Para el caso particular de generación totalmente térmica, se toman decisiones de generación a costo mínimo, al ordenar de menor a mayor el costo de las centrales escogidas para satisfacer la demanda en cada intervalo de tiempo. (Alfredo Dammert, 2010)

Frecuentemente la literatura sobre el problema de despacho económico se clasifica en dos áreas, uno en la distribución de la potencia generada entre las maquinas generadoras con el objetivo de minimizar los costos asociados. Y la otra área corresponde a la asignación de unidades de generación e implica la selección de un conjunto de máquinas disponibles aquellas que permitan generar de manera económica que minimicen los costos de operación. El tema de despacho económico, visto de manera holística, son problemas de optimización con restricciones, que implica elegir para un grupo de variables de control, los valores óptimos de cierta función conocida en forma previa, de acuerdo a un modelo matemático establecido. En tal situación el planteamiento generalmente consistirá en minimizar una función objetivo que deberá ser la sumatoria de

costos de abastecimiento de la demanda y además la restricción principal será la demanda; potencia generada es igual a la potencia en demanda. (Ruiz, 2010)

Perú: Despacho Diario con RER

Es necesario tener en consideración el costo variable de cada una de las centrales eléctricas para determinar la producción de energía eléctrica en el Perú, es decir, que las empresas de generación eléctrica solo producirán cuando son llamados a atender la demanda. Es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), el organismo encargado de poner orden en el despacho eléctrico, lo hace llamando en primer lugar a las centrales hidráulicas que posean los menores costos variables, seguido de las centrales de gas con ciclo combinado, posteriormente las centrales de gas con ciclo simple y al final entran las centrales que operan con Diesel o residual. Las centrales que poseen costo variable elevado (centrales de punta) no son llamados para producir en momentos de baja demanda, debido a que esta puede ser atendida por aquellas centrales con costos variables bajos. (Lira)

Por norma, el COES otorga la preferencia en el despacho diario a la central de generación de energía eléctrica con RER, debido a que se le considera de costo variable cero. Permitiendo así, que las centrales que se sustentan con RER sean las primeras en el orden de despacho eléctrico. (Lira)

Perú: Subasta de Energía Eléctrica Producida con RER

La subasta, es el instrumento de asignación en el que, tomando como referencia un grupo de reglas, varios operadores de bienes y/o servicios compiten hasta obtener un vencedor y un precio.

El D.L. 1002 impulsó la subasta de energía eléctrica partiendo de los Recursos Energéticos Renovables, que es aprobada por el Ministerio de Energía y Minas. La subasta es conducida por el Osinergmin, quien además fija los precios máximos determinando las Primas mediante amortizaciones anuales. (Ramírez_Osinergmin,_2011)

Mecanismo De Desarrollo Limpio (MDL)

Los lineamientos emanados por el Protocolo de Kyoto, comprometen a los países desarrollados y economías en transición a reducir las emisiones de GEI en un promedio de 5.2% con respecto a 1990 para el periodo de compromiso 2008-2012. Para cumplir con el objetivo trazado, se implementaron métodos de mercado que reduzcan el costo de implementación de las medidas. Siendo uno de ellos, el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) que permite que países con objetivos de reducción de emisiones de GEI, puedan adquirirlas de proyectos ejecutados en países en desarrollo. El Perú ha ratificado el Protocolo de Kyoto, implicando que se puede beneficiar de este mecanismo. Las dos metas principales del MDL son:

- Ayudar a los países desarrollados (Anexo I) a cumplir sus metas de reducción de emisiones de GEI.
- Apoyar a los países en desarrollo en la transferencia tecnológica y fomentar el desarrollo sostenible.

Los resultados de la disminución de GEI que provienen de los proyectos RER se miden en toneladas de CO₂ equivalente, teniendo un valor en certificados de emisiones reducidas (CERs), quienes pueden venderse en el mercado de carbono

a países industrializados, con la finalidad de aportar que estos efectúen con sus compromisos de mitigación y reducción de las emisiones de GEI y a la vez apoyen al desarrollo sostenible de los países con economías emergentes. (FONAM, s.f.)

Mercado De Carbono

Es un grupo de transacciones, en donde los volúmenes de reducción de emisiones de GEI son comercializados. Es posible distinguir dos grandes círculos en el que las transacciones de carbón se efectúan. En un círculo, dichas transacciones se ajustan con lo establecido en el Protocolo de Kyoto y, en el otro círculo, se desarrollan alternativas no enmarcadas en los lineamientos del Protocolo de Kyoto, teniendo como ejemplo, la iniciativa voluntaria de reducción de emisiones en EE.UU. tanto a nivel federal como estatal, sabiendo que EE.UU. no forma parte de los países firmantes del Protocolo de Kyoto. (CEPAL, 2004)

El despacho eléctrico en el Perú

En la Figura 38, se muestra la producción de energía en función de los costos marginales promedio de la producción de energía. Se puede observar que los costos marginales promedio desde el 2002 hasta el 2018 han ido variando, siendo más baratos en los últimos años.

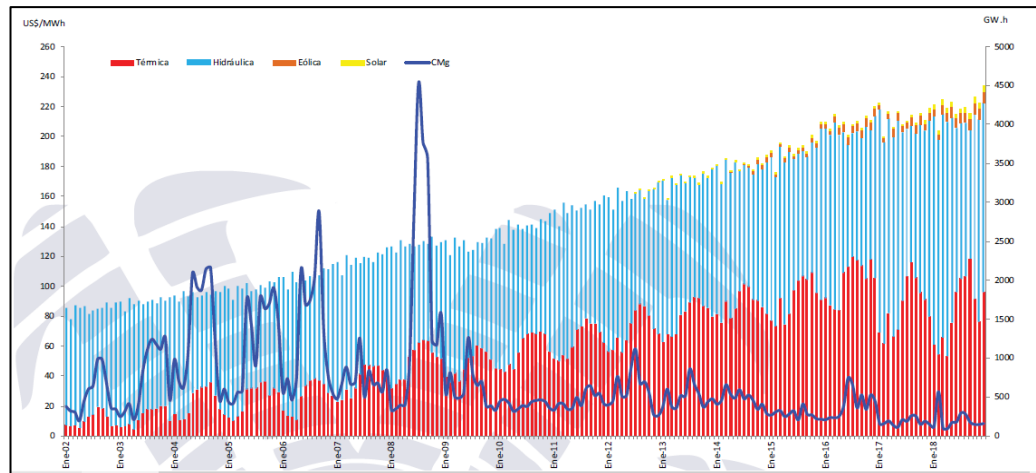


Figura 38: Costo Marginal vs Producción de Energía

Fuente: Estadística Anual 2018 (COES, 2018)

El COES muestra el despacho eléctrico diario a través de su portal web en tiempo real. En la Figura 39, al lado derecho se puede visualizar el orden de despacho eléctrico (cuadro en rojo), sin embargo, es importante mencionar que el tipo de central que margina en el despacho eléctrico puede cambiar de un bloque horario a otro debido a sus costos de generación en dicho bloque, ya sea en horas punta o fuera de punta.

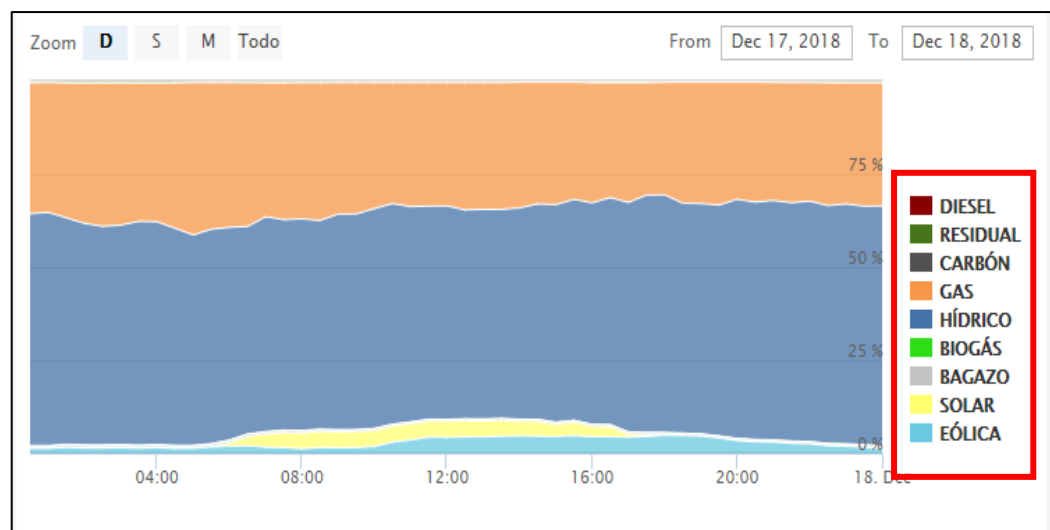


Figura 39: Orden de Despacho Eléctrico del Día de Máxima Demanda (17/12/2018)

Fuente: Portal Web del COES (COES,2020)

Además, es importante mencionar que los registros cada 15 minutos son de potencia (MW) y la máxima demanda se produce en uno de los bloques de 15 minutos, si esta máxima demanda ocurre después de las 18:30 horas, entonces las centrales solares FV no pueden aportar energía para cubrir la máxima demanda porque a partir de esa hora dejan de producir.

1.3. Definiciones Conceptuales

1.3.1. Dióxido De Carbono

El dióxido de carbono, producto de la combustión del carbono es el GEI con mayor relevancia que se asocia a las actividades humanas y que participa en el calentamiento global, después del vapor de agua. (IDEAM, 2007). El CO₂ es un componente natural de la atmósfera terrestre (0,33 %), participa en forma activa en el proceso de fotosíntesis de las plantas que poseen clorofila. Esto demuestra que este gas no es un contaminante, en sentido, convencional. (Kiely, 1999)

Se considera al CO₂ como la unidad de medida del Potencial de Calentamiento Global (PCG = 1). (Foster, 2007)

1.3.2. Emisiones de CO₂

La cuantificación de las emisiones directas e indirectas, de Gases de Efecto Invernadero (GEI), liberadas al medio ambiente, representan la medición del impacto sobre el medio ambiente, como consecuencia de las actividades humanas: actividad industrial, tiempo de vida de un producto, organización de un evento e incluso la actividad de una persona. (García, 2013)

La emisión de gases de efecto invernadero (GEI) de origen antropogénico se remontan desde la época pre industrial hasta la actualidad, han generado grandes aumentos en la atmósfera. En la Figura 40, se muestra las concentraciones de bióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O) y metano (CH₄). (IPCC, 2014)

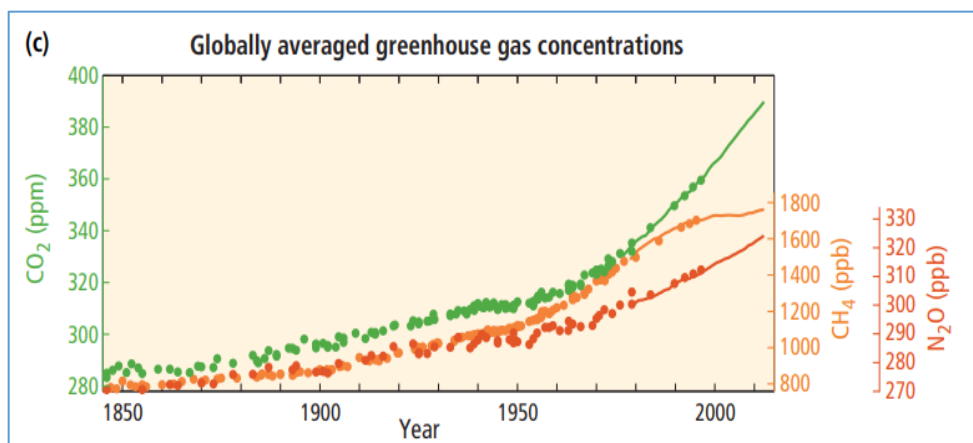


Figura 40: Concentraciones de gases de efecto invernadero promediadas a nivel mundial

Fuente: Cambio climático 2014 "Informe de Síntesis

1.3.3. CO₂ Equivalente y Poder Calórico Global (PCG)

La manera de expresar las emisiones GEI es mediante el bióxido de carbono equivalente (CO_{2eq}). Conceptualmente la emisión de CO_{2eq} es la cantidad de emisión de CO₂ que ocasionaría, durante un horizonte temporal dado, el mismo forzamiento radiactivo integrado a lo largo del tiempo que una cantidad emitida de un GEI de larga permanencia o de una mezcla de GEI. Las emisiones de CO_{2eq}, de un GEI en particular, se determina multiplicando su PCG por la cantidad de GEI emitidos, para un horizonte de tiempo establecido. (IPPC, 2007).

El PCG es un indicador de la contribución al calentamiento global relativo debido a la emisión en el medio ambiente de un kilogramo de un determinado

gas de efecto invernadero, en comparación con la emisión de un kilogramo de CO₂. Los potenciales de calentamiento global evaluados para diversos horizontes de tiempo, mostrarán el efecto de los periodos de permanencia en la atmósfera de los distintos gases. (IPPC, 2001)

1.3.4. Energía Eléctrica

La energía eléctrica posee las características principales siguientes: (Osinergmin, 2011)

- La electricidad no se puede almacenar

Teniendo en cuenta el criterio técnico-económico existe mucha dificultad para almacenar energía eléctrica, debido a que podría resultar altamente costoso. Si solo se toma en cuenta el punto de vista técnico, es posible el almacenamiento de energía eléctrica empleando baterías electroquímicas, las cuales demuestran uso práctico cuando su volumen de almacenamiento es pequeño comparado con la demanda de grandes sistemas de distribución eléctrica. (Osinergmin, 2011)

- La electricidad se produce en el momento en el que se demanda

Ante la no factibilidad técnico-económico del almacenamiento de energía eléctrica, la necesidad de energía que deben satisfacer los sistemas eléctricos tiene que generarse en el momento preciso en que se presenta la demanda. Lograr la coincidencia entre la oferta y demanda de energía eléctrica en cada instante será siempre un problema complicado, de hecho, existirán diversas formas de solución. (Osinergmin, 2011)

1.4 Operacionalización de Variables

Variables	Definición de la Variable	Dimensión	Indicadores	Instrumento
Variable Dependiente	Cantidad de emisiones de dióxido de carbono (CO ₂) evitado por el despacho eléctrico de los parques eólicos y centrales solares FV en el SEIN en el año 2020.	- Tipo de combustible - Tecnología disponible - Factores de emisión	Toneladas de dióxido de carbono (CO ₂) evitadas MWh	Directrices del IPCC para los factores de emisión por combustible
Variable Independiente	Despacho eléctrico de los parques eólicos y centrales solares FV interconectadas al SEIN durante el año 2020.	- Irradiancia solar - Factor de planta	Energía despachada por los parques eólicos (MWh) Energía despachada por centrales solares FV (MWh)	Base de datos del COES

1.5 Hipótesis

General

La energía generada por los parques eólicos y centrales solares reduce las emisiones de carbono en el despacho eléctrico del SEIN del Perú en el año 2020.

Específicos

- Se calculará el impacto ambiental respecto a emisiones de carbono de los parques eólicos en el despacho eléctrico del SEIN en el año 2020.

- Se calculará el impacto ambiental respecto a emisiones de carbono de las centrales solares FV en el despacho eléctrico del SEIN en el año 2020.
- Las emisiones de carbono evitadas son debido a la energía generada por los parques eólicos, las cuales desplazaron a otras fuentes de generación.
- Las emisiones de carbono evitadas son debido a la energía generada por las centrales solares FV, las cuales desplazaron a otras fuentes de generación.

CAPÍTULO II:
MÉTODOS Y MATERIALES

CAPÍTULO II: MÉTODOS Y MATERIALES

2.1 Tipo de Investigación

El presente trabajo de investigación será de tipo exploratorio porque el tema de estudio de la diferencia entre la reducción de emisiones a partir del ingreso de parques eólicos y centrales solares al SEIN es nuevo y, como se ha mencionado, existe poca información al respecto. A su vez es descriptiva, porque describe y analiza la brecha entre las reducciones de toneladas de CO₂.

2.2 Método de Investigación

El método del presente trabajo de investigación es cualitativo, ya que se realiza una comparación en la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) asociado al ingreso de parques eólicos y centrales solares FV al despacho eléctrico.

Asimismo, es cuantitativo, debido a que se recopilaron y analizaron los datos de la generación de energía eléctrica a partir de parques eólicos y centrales solares FV, obtenidas de la base de datos de despacho eléctrico del COES del año 2020.

2.3 Diseño de Contrastación

El diseño de la contrastación de la hipótesis será una contrastación experimental, para validar las hipótesis planteadas se requiere el procesamiento de la generación de energía eléctrica a partir de parques eólicos y centrales solares FV y consecuentemente los resultados de la cantidad total de emisiones evitadas por cada recurso energético renovable (RER).

2.4 Población, Muestra y Muestreo

La población del proyecto de investigación la constituye todas las centrales solares FV y los parques eólicos interconectados al SEIN.

La muestra del proyecto de investigación la constituye todas las centrales solares FV y los parques eólicos que participaron del despacho eléctrico del año 2020.

El muestreo se realizó en base a la identificación de parques eólicos y centrales solares FV que registran despacho eléctrico en la base de datos.

2.5 Técnicas, Instrumentos, Equipos y Materiales de Recolección de Datos

En particular, para la recolección de datos necesarios para desarrollar la investigación se tuvo que partir del análisis cuantitativo del despacho eléctrico y el análisis cualitativo de la reducción de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂). Los instrumentos utilizados fueron la base datos de despacho eléctrico del COES y los informes anuales del COES. El equipo utilizado fue una laptop para el procesamiento de datos y para los materiales de recolección de datos se uso el portal web del COES.

2.6 Procesamiento y Análisis de Datos

La metodología para determinar la descarbonización en la generación eléctrica por los parques eólicos y centrales solares FV interconectadas, al denominado Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), está definida por la UNFCCC la cual emplea la metodología ACM 002 “Generación de electricidad conectada a la red a partir de fuentes renovables” y la Tool 007 Versión 07 “*Herramienta para calcular el factor de emisión de un sistema eléctrico*”.

A partir de las metodologías mencionadas líneas arriba, se tiene 7 pasos, los cuales se usan para determinar el factor de emisión de un sistema eléctrico, en el presente caso solo se empleará los tres (3) primeros pasos para el cálculo de la reducción de la huella de carbono alineados al margen de operación, siendo estos los siguientes:

- ***Paso 1. Identificar el sistema eléctrico relevante***

Para el caso peruano, es el SEIN.

- ***Paso 2. Decidir si se incluye las centrales de generación no conectadas a la red (opcional).***

Para el alcance de la tesis, no se considerará, centrales de generación no conectadas a la red.

- ***Paso 3. Seleccionar un método, para determinar el margen de operación.***

En la presente tesis, se considera el **Método de Análisis de Despacho**.

- Cálculo de la Reducción de la Huella de Carbono por los parques eólicos conectados al SEIN.

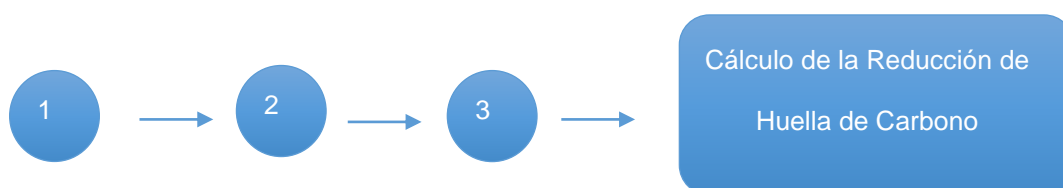


Figura 41: Resumen de las fases de la metodología

Fuente: Elaboración propia

Margen De Operación (OM)

En cuanto al Margen de Operación este se calcula en base a la generación de electricidad de plantas que hubiesen operado en lugar del proyecto MDL, es decir, refleja el

promedio de las emisiones de CO₂ generadas por las actuales centrales conectadas a la red, y que están propensas a reducir su producción de electricidad debido a la puesta en servicio de un proyecto MDL que suministrará electricidad a la red (o que disminuirá el consumo de electricidad de la red). La Herramienta de cálculo plantea la posibilidad de varias opciones para el cálculo del Margen de Operación, entre las cuales se tiene: OM Promedio, OM Simple, OM Simple Ajustado y el OM Análisis de Despacho.

Método, Análisis De Despacho

El factor de emisión de margen operativo calculado por el método Análisis de Despacho se determina en base a las unidades de generación que están despachando marginalmente durante el intervalo de tiempo h donde el proyecto está desplazando electricidad. Este enfoque requiere monitoreo anual del mencionado valor.

Se calcula, de la siguiente manera:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \times EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}}$$

Donde:

$EF_{grid,OM-DD,y}$ = Factor de emisión de CO₂ que corresponde al margen de operación calculado mediante análisis de despacho durante el año y (tCO₂/MWh).

$EG_{PJ,h}$ = Electricidad desplazada por el proyecto durante la hora h del año y (MWh).

$EF_{EL,DD,h}$ = Factor de emisión CO₂ correspondiente a las unidades con prioridad de despacho durante la hora h del año y (tCO₂/MWh).

h = Las horas que corresponden al año y , donde el proyecto está desplazando electricidad

y = Año relevante a la data seleccionada

Y donde:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_h EG_{n,h} \times EF_{EL,n,y}}{\sum_n EG_{n,h}}$$

Donde:

$EF_{EL,DD,h}$ = Factor de emisión CO₂ correspondiente a unidades con mayor prioridad de despacho durante la hora h en el año y (tCO₂/MWh).

$EG_{n,h}$ = Electricidad producida y despachada a la red por la unidad de generación n durante la hora h (MWh).

$EF_{EL,n,y}$ = Factor de emisión CO₂ que corresponde a la unidad n en el año y (tCO₂/MWh).

h = Horas en el año y donde el proyecto está desplazando electricidad

n = Unidades de generación con mayor prioridad de despacho (ver líneas abajo)

Para determinar el grupo de unidades de generación que se ubican en mayor orden de mérito de despacho, se necesita:

- El orden de despacho en la operación de cada unidad de generación de la red, y
- La cantidad de energía (MWh) que es despachada por todas las unidades en la red durante la hora h en la que el proyecto se encuentra desplazando electricidad.

En cada hora h se ordena la generación de cada unidad usando el orden de mérito de despacho. El grupo de unidades de generación n en el margen de despacho incluye las

unidades en el $x\%$ superior del total de la electricidad despachada durante la hora h donde $x\%$ es igual o superior a:

(a) 10% : o

(b) La cantidad de electricidad desplazada por el proyecto durante la hora h dividido por el total de la electricidad generada por las unidades de la red en dicha hora h .

Levantamiento y Manipulación de datos.

La Base de Datos utilizada para el cálculo, incluye a todos los parques eólicos conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). A partir de la metodología presentada, se recopilaron los datos del despacho eléctrico registrados por el COES, por el cual se realizó un tratamiento para el cálculo de despacho eléctrico y luego se aplicó la metodología mencionada líneas arriba para el cálculo de la reducción de huella de carbono del SEIN por el despacho eléctrico a partir de los parques eólicos y centrales solares FV operadas en el año 2020.

CAPÍTULO III:
RESULTADOS

CAPÍTULO III: RESULTADOS

3.1. Generación Solar Fotovoltaica (FV)

La irradiación solar es la variable más relevante, debido a que proporciona la energía utilizada abrumadoramente en los procesos energéticos en la tierra. No obstante, su determinación y medición se dificulta debido a altos costos de adquisición y mantenimiento de los instrumentos de precisión requerido, por lo que los sistemas de medición en el Perú, como en muchos otros países, son escasos y limitados. Otro factor observado, que limita la adquisición de esta data, viene a ser la enorme variabilidad topográfica y diversidad climática del territorio peruano, tales circunstancias obligan a considerar redes más densas y bien distribuidas a nivel nacional para una evaluación más precisa y detallada del recurso energético solar. (Senamhi, 2020)

La radiación solar que llega a la tierra a través de la atmósfera se analiza y cuantifica en potencia, dicha variable se denomina *irradiancia*. La Irradiancia se refiere a una superficie receptora, y se define como la potencia de radiación que incide por unidad de superficie de la tierra, se mide en el S.I. como W/m^2 . (Díaz Reyes, 2013)

Por otro lado, *las horas de sol pico* que se definen como el número de horas al día con una hipotética irradiancia de $1\ 000\ W/m^2$. Una hora solar pico (HPS) equivale a $1\ kWh/m^2$ o, lo que es lo mismo, $3.6\ MJ/m^2$. Dicho de otra forma, es un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en intervalos, considerando cada intervalo de 1 hora durante la cual se recibe $1000\ watts/m^2$. (Lorenzo, 2019)

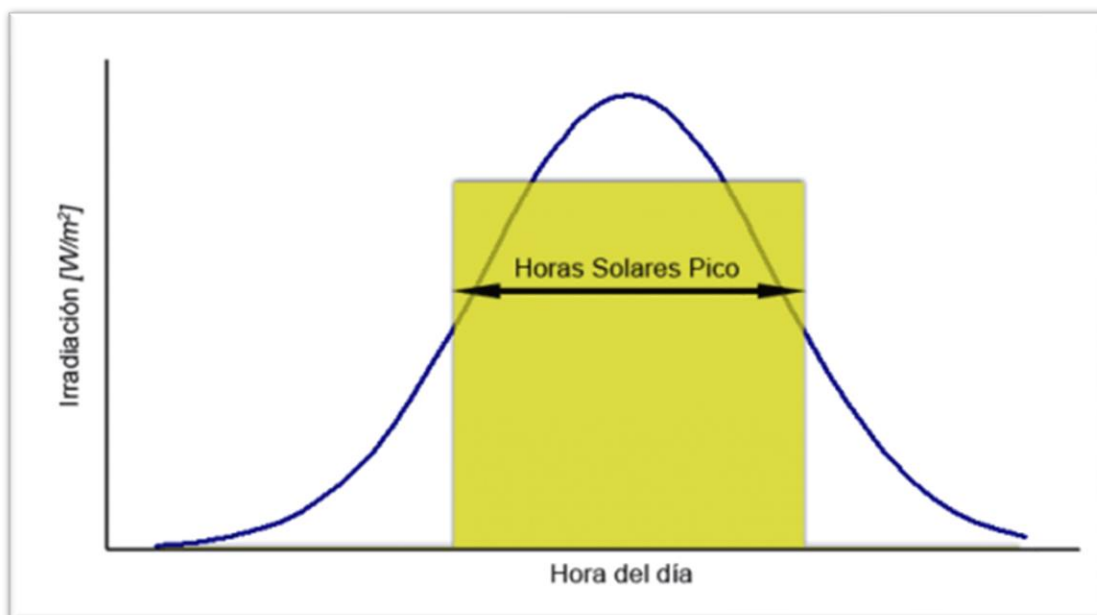


Figura 42: Gráfico de las horas Solares Pico en un día
Fuente: Horas de Sol Pico-portal Web de SUNFIELDS (José Alonso Lorenzo, 2019)

Los mapas solares del Perú muestran el promedio diario de la irradiancia solar en kWh/m². Esta herramienta grafica posibilita la evaluación del rendimiento de los aprovechamientos energéticos solares según la ubicación del lugar de instalación. Constituyen parte del **Atlas de la Energía Solar**, importante documento trabajado durante un periodo de tiempo importante, publicado en el 2003 por el (SENAMHI) Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú y la Dirección General de Electrificación Rural (DGER-MEM) del (MINEM) Ministerio de Energía y Minas. (Deltavolt, 2020)



Figura 43: Atlas de Energía Solar del Perú (Senamhi-MINEM, 2003)

Fuente: Horas de Sol Pico-portal Web de SUNFIELDS (José Alonso Lorenzo, 2019)

Según el estudio llevado a cabo por el COES: Máxima Capacidad de Generación No Convencional (2015), se previó que la operación del SEIN para el año 2018 habría una importante penetración de la generación RER, durante el periodo de demanda media, con gran incidencia particularmente en torno al mediodía, cuando la irradiación solar es máxima, y solo en esas condiciones el parque correspondiente a unidades térmicas convencionales se vería reducido a operar al Mínimo Técnico de la Central. En la medida que la condición de la demanda se desplazaba hacia las horas punta y mínima potencia, la producción solar tendería a cero, y el desplazamiento de generación térmica

convencional se produciría fundamentalmente debido a RER de tipo Eólica. (Husson, 2015)

El mínimo técnico, se entiende como la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad de generación eléctrica opera de manera estable, permanente y segura aportando energía al sistema eléctrico en forma continua. (Comisión Nacional de Energía, Chile).

3.2. Producción total diaria de Energía Solar FV

Durante el año 2020, se generó en total 776 617.79 MWh de energía solar FV a partir de las siete (7) centrales solares FV conectadas al SEIN. Siendo el día con la máxima demanda anual, un 25 de febrero de 2020, habiéndose generado un total de 7125_299_MWh.

Se observa en la Figura 44, la producción de energía solar a partir del funcionamiento de las centrales solares FV en el año 2020.

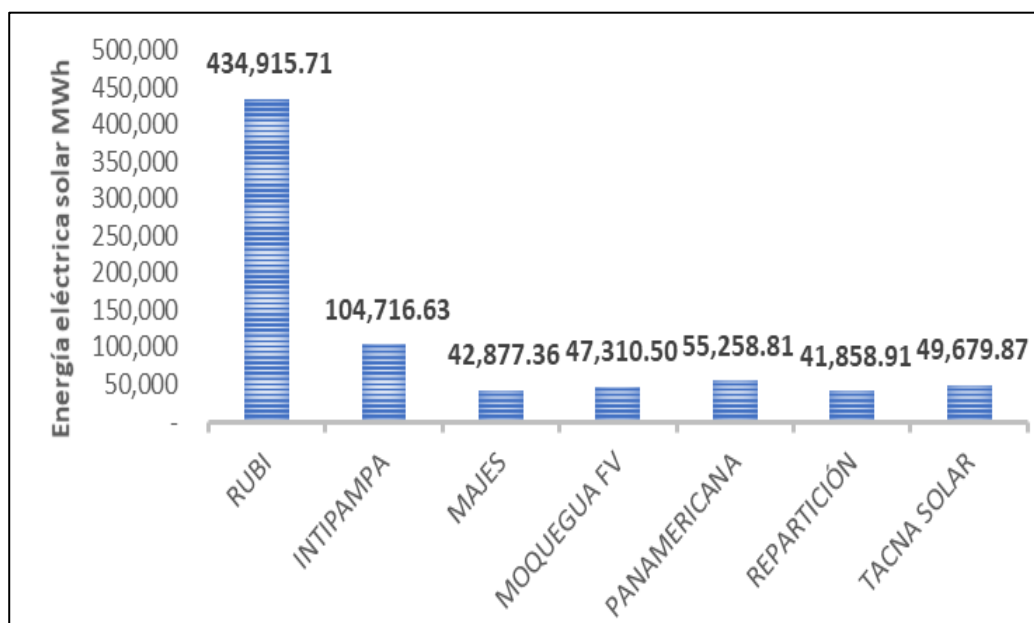


Figura 44: Producción diaria de energía solar (MWh) durante el año 2020

Fuente: Elaboración propia en base a datos de COES (Despacho ejecutado en el 2020)

3.2.1. Potencia Total Solar FV generada en el Día de Máxima Demanda

Se aprecia luego, en la Figura 45, valores de la potencia solar producida por cada central FV durante las horas de irradiación solar del 25 de febrero del año 2020, día de máxima demanda anual. De la figura, en el eje Potencia (MW) (eje Y) se puede evidenciar que la producción de potencia solar para este día es cercana a 250 MW, asimismo la producción de esta potencia solar varía durante según el horario en que esté disponible la irradiación solar (eje X).

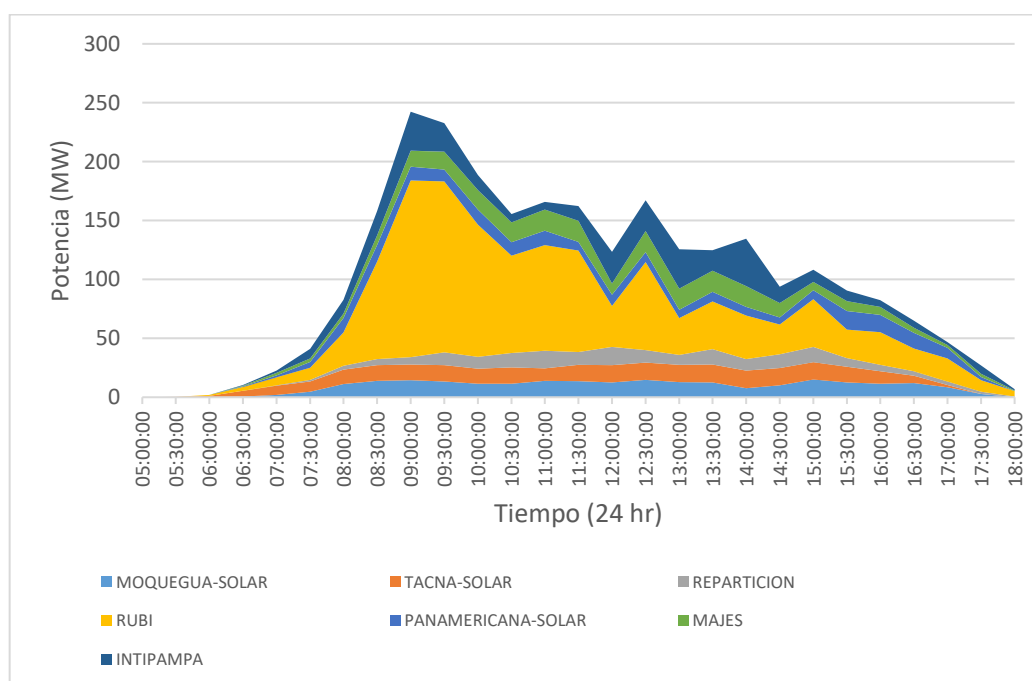


Figura 45: Producción de Potencia Solar (MW) en el día de Máxima Demanda 2020

Fuente: Elaboración propia en base a datos de COES (Despacho ejecutado en 2020)

3.2.2. Producción total de Energía Solar FV en el Día de Máxima Demanda

Observando la Tabla 27, se puede observar la producción de potencia y energía solar por cada central FV para el día de máxima demanda anual, 25 de febrero de 2020. La Tabla 27 presenta en sus primeras filas, la producción de potencia solar por cada central FV durante aproximadamente las 12 horas de irradiación solar del día. Por otro lado, en la última fila de la tabla, se presenta la producción

total de energía solar por cada central FV, a partir del cual se evidencia que las dos (2) centrales FV de mayor producción de energía solar fueron, la central FV Rubí (144.48 MW) que produjo 593.7 MWh de energía solar y la central FV Intipampa (44.54 MW) que produjo 169.2_MWh de energía solar.

Tabla 27: Producción de Energía Solar (MWh) por Central Solar FV (25/02/2020)

	Moquegua (MW)	Tacna (MW)	Repartición (MW)	Rubí (MW)	Panamericana (MW)	Majes (MW)	Intipampa (MW)
05:00:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
05:30:00	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
06:00:00	0.1	1.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0
06:30:00	0.7	4.8	0.0	3.3	0.5	0.5	0.7
07:00:00	2.0	7.8	0.2	6.9	1.6	2.3	1.8
07:30:00	4.6	8.7	1.4	10.4	4.8	3.1	8.2
08:00:00	11.1	12.4	3.3	28.2	12.2	3.7	11.9
08:30:00	13.8	13.5	5.1	82.5	14.3	8.0	20.7
09:00:00	14.5	13.4	6.1	150.0	11.7	13.5	33.2
09:30:00	13.3	14.0	10.8	145.1	10.0	15.4	24.2
10:00:00	11.4	12.9	10.1	112.2	12.8	16.6	12.7
10:30:00	11.4	14.0	12.3	82.4	11.6	16.8	7.0
11:00:00	13.9	10.7	14.8	89.8	12.3	17.9	6.5
11:30:00	13.6	13.9	10.9	86.2	7.2	17.9	12.6
12:00:00	12.5	14.8	15.4	34.8	9.5	9.5	26.9
12:30:00	14.7	14.7	10.5	74.8	8.4	18.0	26.2
13:00:00	12.8	14.7	8.5	31.1	7.2	18.0	33.4
13:30:00	12.7	15.1	13.0	40.6	8.2	17.8	17.4
14:00:00	7.8	14.9	9.6	37.1	7.3	17.7	40.1
14:30:00	10.2	14.7	11.6	25.2	6.1	12.3	13.6
15:00:00	15.1	14.7	12.9	40.5	7.5	7.2	10.3
15:30:00	12.6	13.2	7.4	24.1	15.9	8.5	8.8
16:00:00	11.4	10.6	5.4	27.7	14.9	6.6	5.7
16:30:00	12.1	6.3	3.7	19.4	13.2	4.4	5.9

17:00:00	8.6	1.8	2.9	19.7	8.8	2.6	2.4
17:30:00	2.7	0.0	1.9	10.0	2.6	2.6	7.2
18:00:00	0.1	0.0	0.5	4.6	0.0	0.6	1.0

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en 2020)

3.2.3. Energía solar producida por cada central FV para el día de máxima demanda, 25 de febrero de 2020

A continuación, en las siguientes figuras se presenta las curvas de producción de energía solar de cada central FV ejecutadas el 25 de febrero del año 2020.

Se presenta en la Figura 46, la producción de energía solar (MWh) de la central solar FV Rubí durante el 25 de febrero del año 2020, donde se puede observar que la producción de energía solar comienza cerca a las 05:00 horas por la mañana y se extiende hacia las 18:00 horas por la tarde. El total de energía solar producida por esta central, en este día, fue de 593.7 MWh.

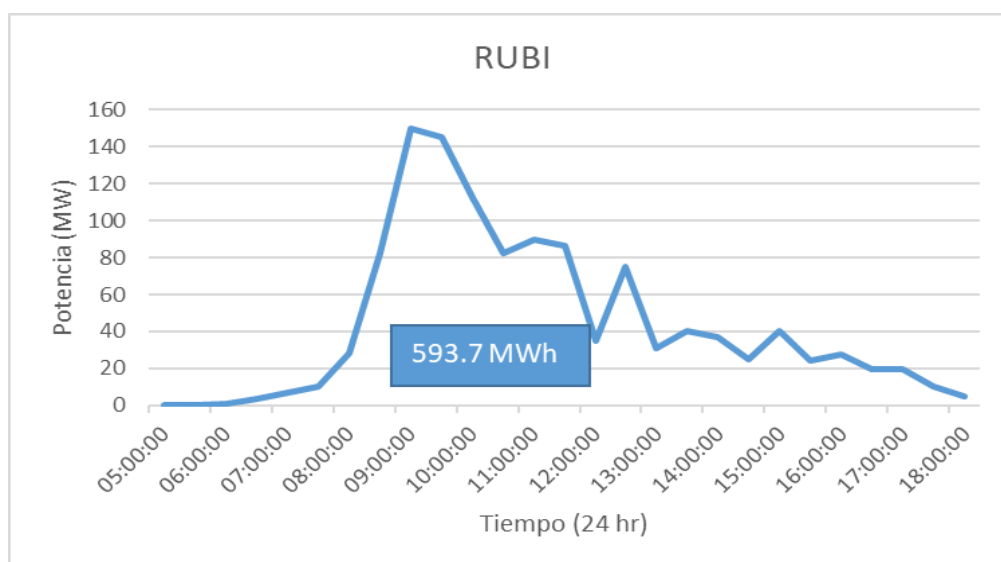
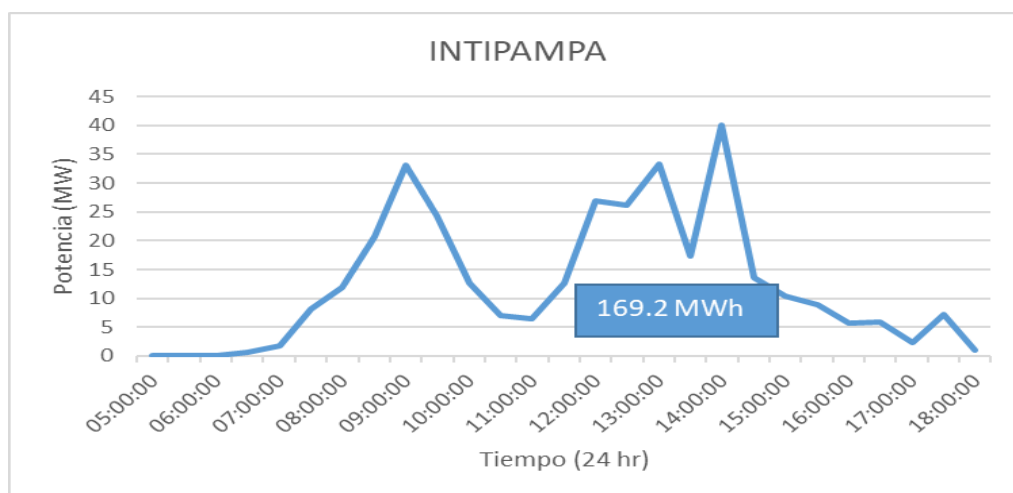


Figura 46: Producción de Energía Solar FV de la C.S. Rubí (17/12/2018)

Fuente: Elaboración propia en base a datos de COES (Despacho ejecutado en el 2018)

Del mismo modo, se presenta en la Figura 47, la producción de energía solar (MWh) de la central solar FV Intipampa durante el 25 de febrero del año 2020, donde se puede observar que la producción de energía eléctrica comienza a las

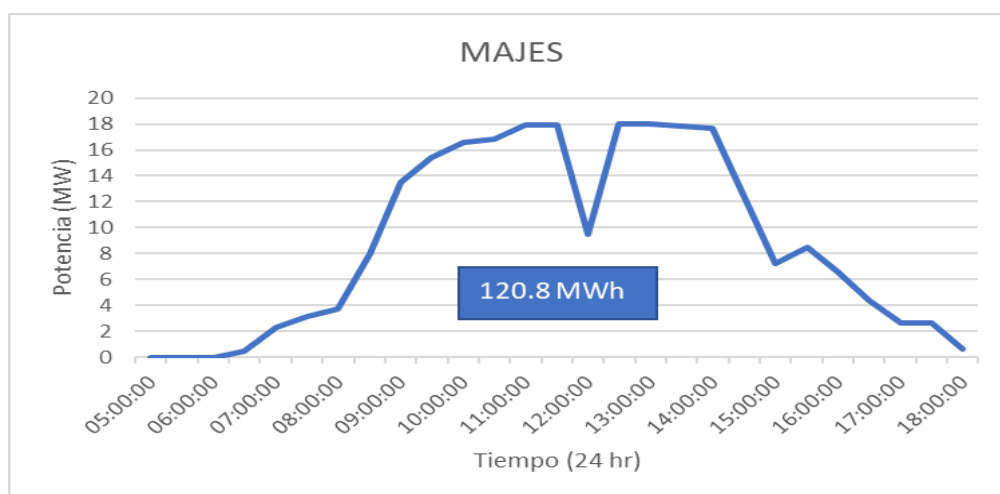
05:00 horas por la mañana y se extiende hacia las 18:00 horas, por la tarde. El total de energía solar producida por esta central fue de 169.2 MWh.



**Figura 47: Producción de Energía Solar FV de la C.S. Intipampa
(25/02/2020)**

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en el 2020)

Igualmente se presenta la Figura 48, se observa en este gráfico, la producción de energía solar (MWh) de la central solar FV Majes correspondiente al 25 de febrero del año 2020, donde se puede observar que la producción de energía solar inicia a las 05:30 horas por la mañana extendiéndose hasta las 18:30 horas por la tarde. El total de energía solar producida por esta central fue de 120.8 MWh.



**Figura 48: producción de Energía Solar (MWh) de la C.S. Majes
(25/02/2020)**

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en el 2020)

En lo que se refiere a la Figura 49, en esta se presenta la producción de energía solar (MWh) de la *Central Solar FV Repartición* que corresponde al 25 de febrero de 2020, este grafico muestra la producción de energía eléctrica de origen solar la cual se inicia alrededor de las 05:00 horas de la mañana y se prolonga hasta las 18:00 horas por la tarde. El total de energía solar producida por esta central fue de 89.16 MWh.

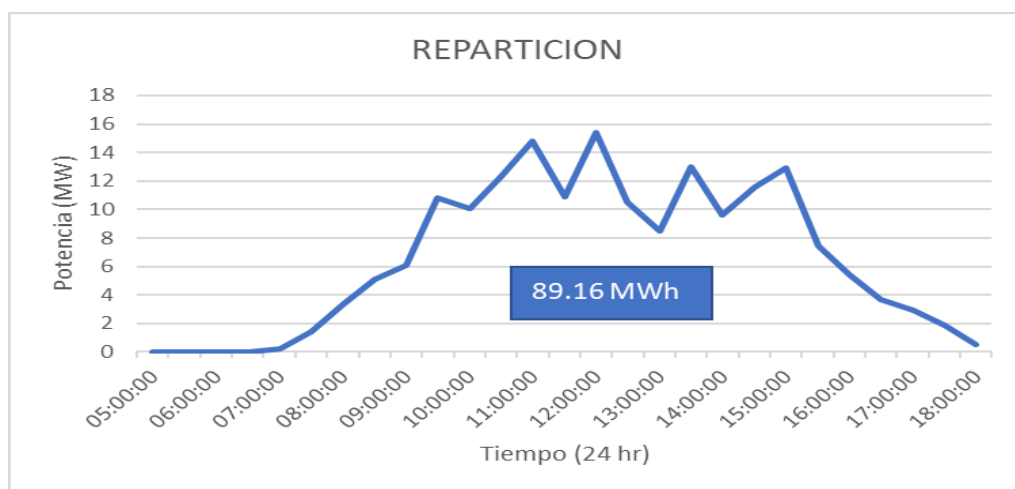


Figura 49: Producción de Energía Solar (MWh) de la C.S. Repartición (25/02/2020)

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en el 2020)

Particularmente la Figura 50, presenta la producción de energía eléctrica de origen solar (MWh) de la *Central Solar FV Moquegua* correspondiente al día 25 de febrero de 2020, en esta se puede verificar que la producción de energía se inicia alrededor de las 05:00 horas de la mañana y se extiende hasta las 18:30 horas de la tarde. El total de energía solar producida por esta central fue de 121.9 MWh.

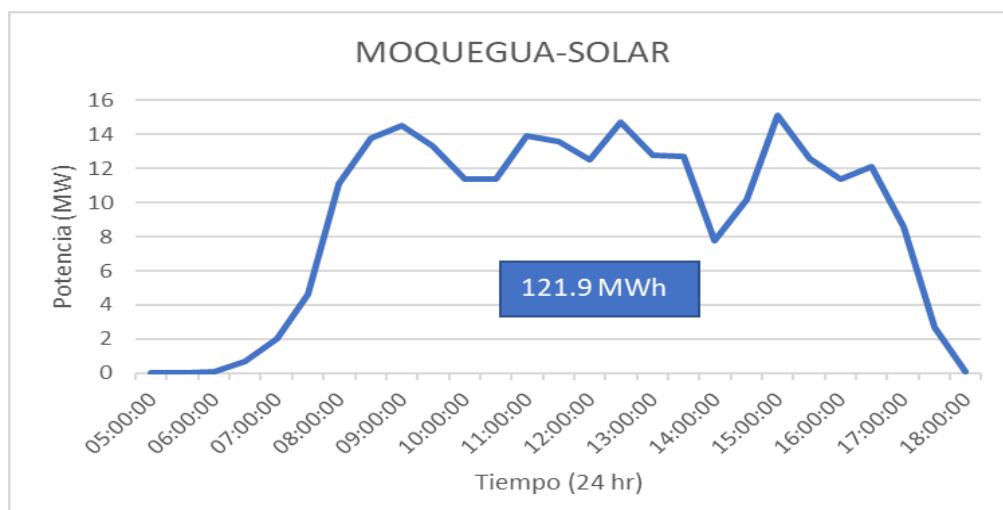


Figura 50: Producción de Energía Solar (MWh) de la C.S. Moquegua Solar (25/02/2020)

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en el 2020)

En el caso de la Figura 51, representa la producción de energía eléctrica de origen solar (MWh) de la *Central Solar FV Panamericana* del día 25 de febrero de 2020, donde se puede observar que la producción de energía solar inicia en horas de la mañana alrededor de las 05:00 horas y se extiende por la tarde hasta las 18:30 horas. El total de energía solar producida por esta central fue de 104.3 MWh.

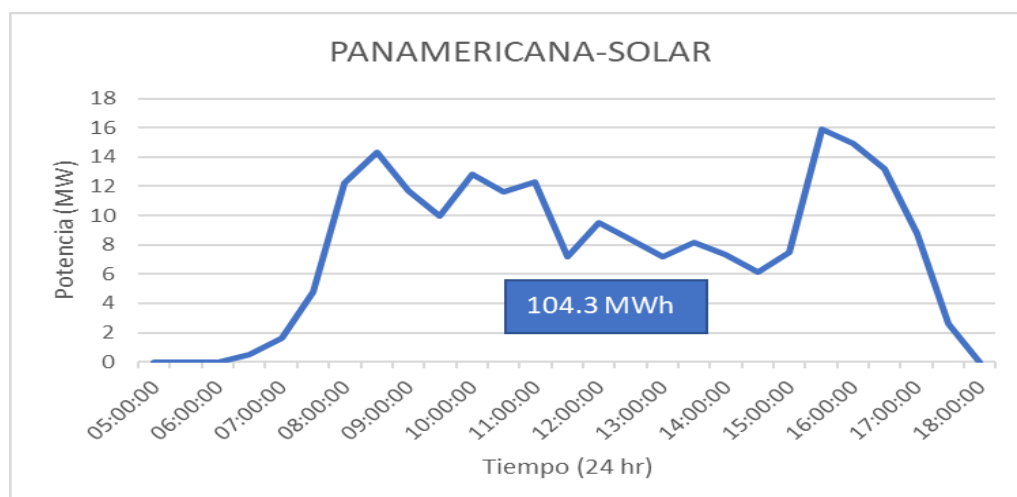


Figura 51: producción de Energía Solar (MWh) de la C.S. Panamericana Solar (25/02/2020)

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en el 2020)

Y finalmente en la Figura 52, se representa la producción de energía eléctrica de origen solar (MWh) de la *Central Solar FV Tacna* durante el día 25 de febrero de 2020, en este grafico se puede verificar que la producción de energía solar inicia alrededor de las 05:00 horas por la mañana y se extiende por la tarde hasta las 18:30_horas. El total de energía solar producida por esta central fue de 131.5 MWh.

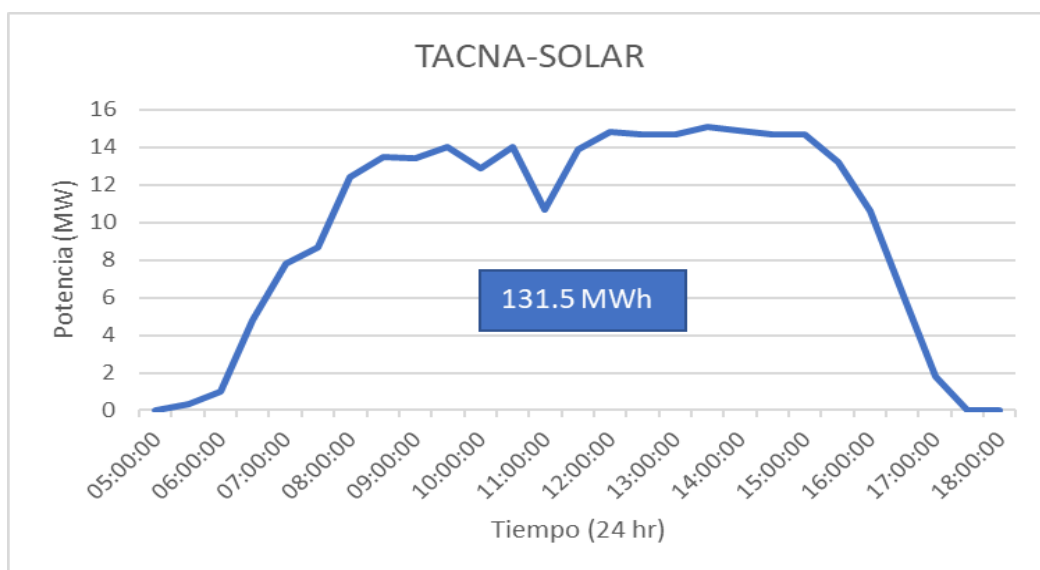


Figura 52: Producción de Energía Solar (MWh) de la C.S. Tacna Sola
Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en el 2020)

3.2.4. Energía mensual producida

En la Tabla 28, se observa la producción de energía eléctrica de origen solar durante el año 2020, por tipo de central FV. La central FV que produjo una mayor cantidad de energía fue La *Central Solar FV Rubí* con 434 915.71 MWh y la central FV con menor producción fue *Central Solar FV Repartición* con 41 858.91 MWh.

Tabla 28: Energía solar producida en el año 2020 (MWh)

CENTRAL FV	TIPO GENERACIÓN	TOTAL (MWh)
RUBI	SOLAR	434,915.71
INTIPAMPA	SOLAR	104,716.63
MAJES	SOLAR	42,877.36
MOQUEGUA FV	SOLAR	47,310.50
PANAMERICANA	SOLAR	55,258.81
REPARTICIÓN	SOLAR	41,858.91
TACNA SOLAR	SOLAR	49,679.87
	TOTAL	776,617.79

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en el 2020)

3.3. Producción total diaria de Energía Eólica

Durante el año 2020, se generó en total 1 799 650.95 MWh de energía solar FV a partir de los cinco (5) parques eólicos conectados al SEIN.

En la Tabla 29, se presenta la producción de energía eólica a partir de la operación de cada una de los cinco (5) parques eólicos conectados al SEIN durante el 2020.

Tabla 29: Producción de Energía Eólica (MWh) del 2020 por parque eólico

EMPRESA	TIPO GENERACIÓN	TOTAL
PARQUE-EOLICO-TALARA	EÓLICA	327 270.04
PARQUE-EOLICO-CUPISNIQUE	EÓLICA	506 100.81
PARQUE-EOLICO-MARCONA	EÓLICA	166 855.46
PARQUE-EOLICO-3-HERMANAS	EÓLICA	508 832.06
WAYRA-I	EÓLICA	290 592.58
	TOTAL	1 799 650.95

Fuente: Adecuado de la Información del Portal Web del COES

A continuación, la Figura 53, representa la producción de energía eléctrica de origen eólico a proveniente de la operación de los parques de generación eólica en el año 2020.

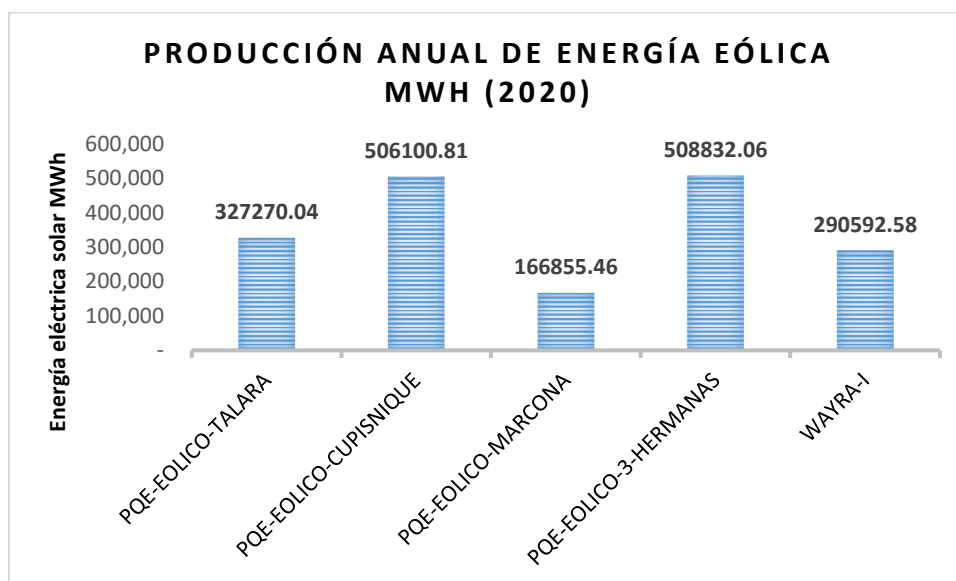


Figura 53: Producción diaria de energía eólica (MWh) durante el año 2020

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en el 2020)

3.3.1. Potencia Total Eólica generada en el Día de Máxima Demanda

Luego se presenta, en la Figura 54, la potencia eólica producida por cada parque eólico durante las horas de irradiación solar del 25 de febrero del año 2020, día de máxima demanda anual. De la figura, en el eje Potencia (MW) (eje Y) se puede evidenciar que la producción de potencia eólica para este día es más de 300 MW, asimismo la producción de esta potencia eólica varía durante según el horario en que esté disponible el recurso eólico (eje X).

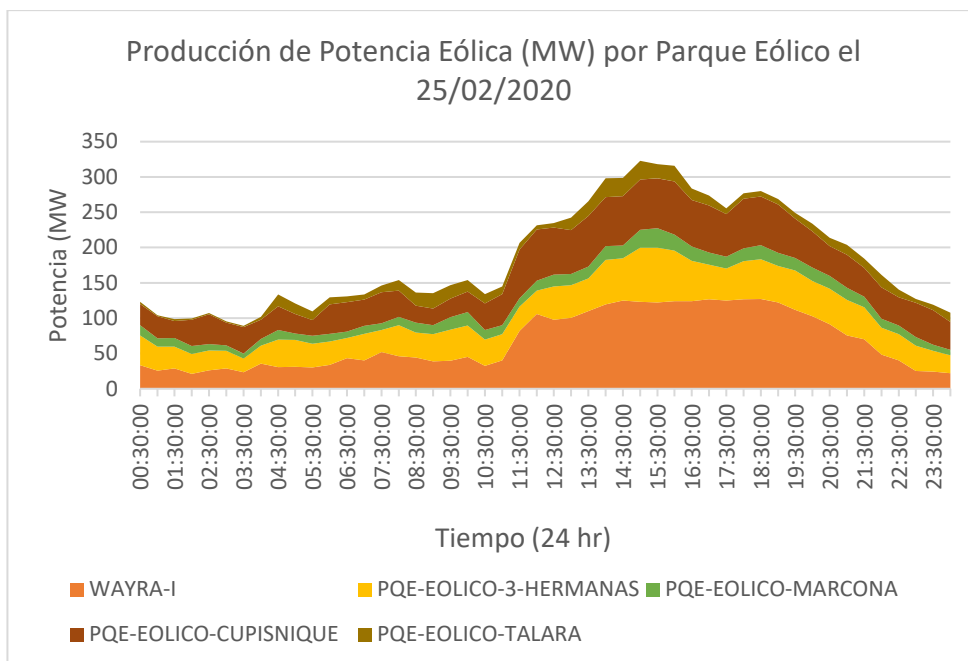


Figura 54: Producción de Potencia Solar (MW) en el día de Máxima Demanda 2020

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en 2020)

3.3.2. Producción total de Energía Eólica en el Día de Máxima Demanda

La Tabla 29, representa la producción de energía eléctrica de origen eólico, para cada parque eólico y que corresponde al día de máxima demanda anual, el 25 de febrero de 2020. La Tabla 30 presenta, la producción de Energía eléctrica de origen eólico por cada parque eólico durante las 24 horas del día.

Tabla 30: Producción de Energía Eólica (MWh) por Central Solar FV (25/02/2020)

	Wayra-I	Pqe. Eólico 3-Hermanas	Pqe. Eólico Marcona	Pqe. Eólico Cupisnique	Pqe. Eólico Talara
00:30:00	33.3	42.4299	14.2275	30.2	2.8
01:00:00	25.6	33.9172	11.6981	31.4	1.4
01:30:00	28.9	30.6205	12.5865	24.0	2.7
02:00:00	21.1	28.1262	11.2313	37.4	1.9
02:30:00	26.0	28.1641	8.9361	42.4	1.8

03:00:00	28.8	24.8984	7.7322	32.3	1.8
03:30:00	23.2	19.5139	7.1320	37.6	1.9
04:00:00	35.6	25.3849	9.7182	27.2	3.9
04:30:00	30.5	38.9075	14.0225	33.4	16.7
05:00:00	31.1	38.1754	8.9869	27.7	14.7
05:30:00	30.0	33.6011	11.6654	22	12.4
06:00:00	33.9	32.7876	11.1866	41.8	9.7
06:30:00	43.5	28.5626	8.7663	42.0	8.0
07:00:00	40.1	37.6723	11.5491	36.8	7.6
07:30:00	51.8	31.6156	9.4517	43.7	9.8
08:00:00	46.2	43.7339	11.926	37.0	15.3
08:30:00	44.2	35.3512	14.1581	23.8	18.7
09:00:00	38.7	38.5329	12.7221	23.7	21.7
09:30:00	39.8	43.7529	17.9086	26.0	19.1
10:00:00	45.3	44.3911	19.0202	29.0	16.3
10:30:00	32.4	37.2122	13.7034	37.7	13.1
11:00:00	40.0	37.3873	12.6926	44.0	11.0
11:30:00	81.7	34.7436	11.8718	68.7	9.7
12:00:00	106.1	32.9711	13.9415	72.4	5.9
12:30:00	97.6	47.0789	17.0239	66.8	6.0
13:00:00	100.5	46.0087	16.2222	61.9	17.6
13:30:00	110.2	46.1643	16.6209	71.5	21.2
14:00:00	119.7	63.0532	19.3935	69.2	26.6
14:30:00	124.9	59.9299	17.9489	70.1	25.7
15:00:00	123.1	76.778	25.4485	70.9	26.6
15:30:00	122.4	77.3343	27.6499	70.6	20
16:00:00	124.2	71.4244	22.8963	75.1	22.4
16:30:00	123.9	57.2107	20.6063	65.8	16.1
17:00:00	126.6	49.1292	17.3235	66.6	13.9
17:30:00	124.9	45.2656	16.7599	60.6	8.1
18:00:00	126.6	54.2922	17.8105	70.3	7.8
18:30:00	127.1	56.2147	19.8852	68.9	7.9
19:00:00	122.1	51.9543	18.559	68.3	7.7

19:30:00	111.6	55.9766	17.8137	55.8	8.1
20:00:00	102.8	49.8286	19.0373	51.1	11
20:30:00	91.2	50.5315	18.2732	41.9	11.9
21:00:00	75.5	50.5298	16.9929	46.8	14.1
21:30:00	69.9	45.4649	15.2382	40.6	13.2
22:00:00	48.5	37.6822	12.7329	44.5	17.9
22:30:00	40.3	37.0276	12.3863	39.8	10.8
23:00:00	25.1	35.7791	12.4137	48.3	5.7
23:30:00	24.3	29.3582	8.5709	48.9	7.8
00:00:00	22.2	25.2566	7.8015	39.4	13.2

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en 2020)

A continuación, en la Tabla 31 se puede evidenciar la producción de energía (MWh) por cada parque eólico en el día de máxima demanda. Los parques eólicos de mayor producción de energía fueron el parque eólico Wayra-I que produjo 1 621.5 MWh de energía eléctrica de origen eólico y el parque eólico Cupisnique que produjo 1 142.95 MWh de energía eléctrica de origen eólico.

Tabla 31: Resumen de la producción de Energía Eléctrica de Origen Eólico (MWh) por parque eólico (25/02/2020)

	Parque Wayra-I	Parque Eólico Eólico 3-Hermanas	Parque Eólico Marcona	Parque Eólico Cupisnique	Parque Eólico Talara
Total de energía (MWh)	1 621.5	1 020.8	351.1	1 142.95	284.6

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en el 2020)

3.3.3. Energía Eléctrica de origen Eólico producida por cada parque eólico durante el día de máxima demanda, 25 de febrero de 2020

A continuación, en las siguientes figuras se presenta las curvas de producción de energía solar de cada central FV ejecutadas el 25 de febrero del año 2020.

La Figura 55, representa la producción de energía eléctrica de origen eólico (MWh) del parque eólico Wayra-I durante el 25 de febrero del año 2020, donde se puede evidenciar que la producción de energía eólica durante las 24 horas del día. El total de energía eólica producida por esta central en este día fue de 1 621.5 MWh.

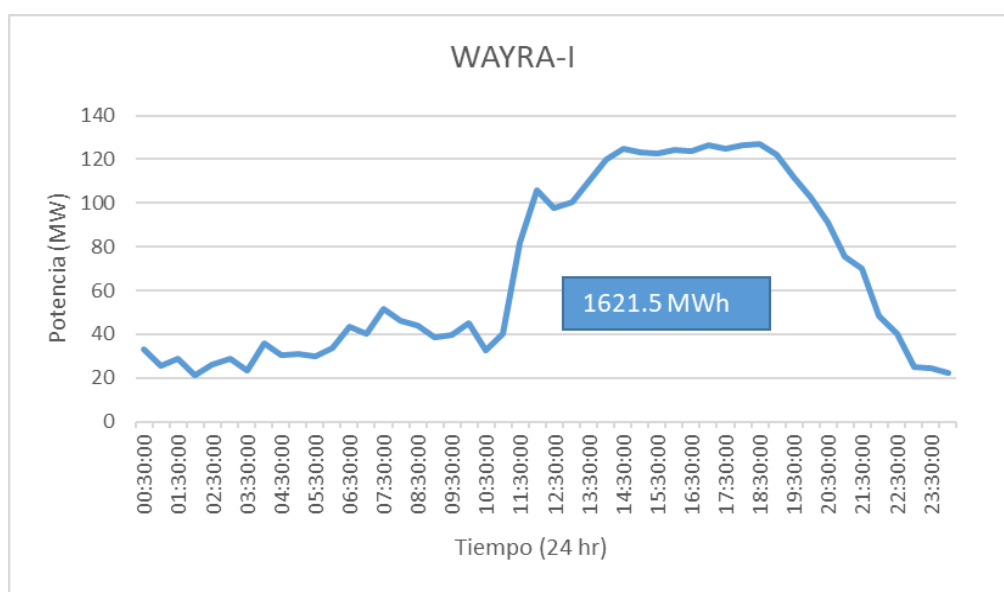


Figura 55: Producción de Energía Eléctrica de origen eólico del parque eólico Wayra I

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en el 2020)

Se presenta en la Figura 56, la producción de energía eléctrica de origen eólico (MWh) del parque eólico Tres Hermanas durante el 25 de febrero del año 2020, donde se puede observar que la producción de energía eólica durante las 24 horas

del día. El total de energía eólica producida por esta central en este día fue de 1020.8 MWh.

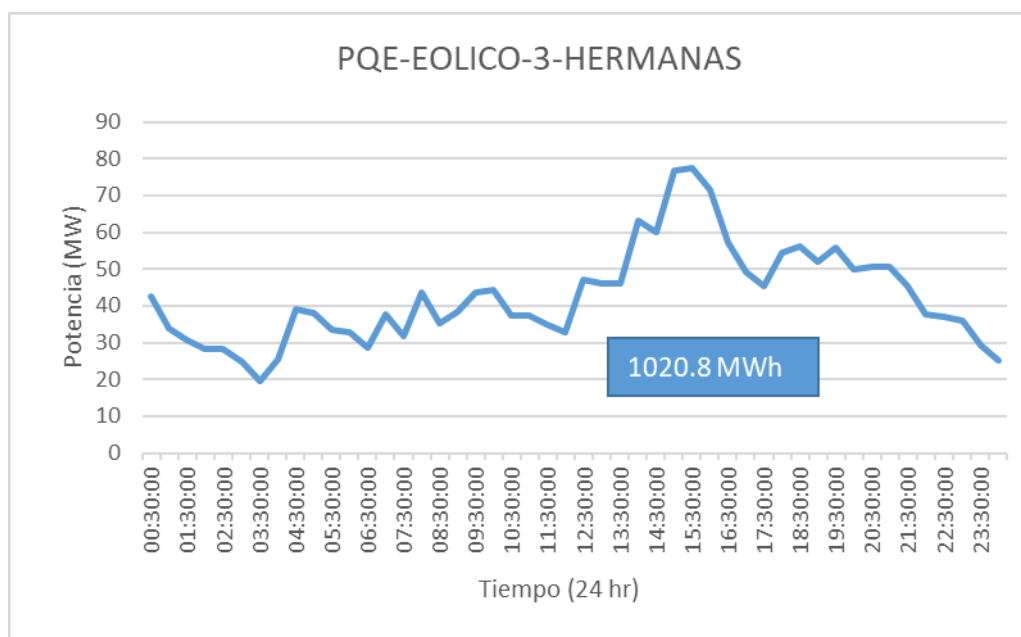


Figura 56: Producción de Energía Eólica FV del parque eólico Tres Hermanas (25/02/2020)

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en el 2020)

Se presenta en la Figura 57, la producción de energía eléctrica de origen eólico (MWh) del parque eólico Marcona durante el 25 de febrero del año 2020, donde se puede observar que la producción de energía eléctrica de origen eólico durante las 24 horas del día. El total de energía eléctrica de origen eólico producida por esta central en ese día fue de 351.12_MWh.

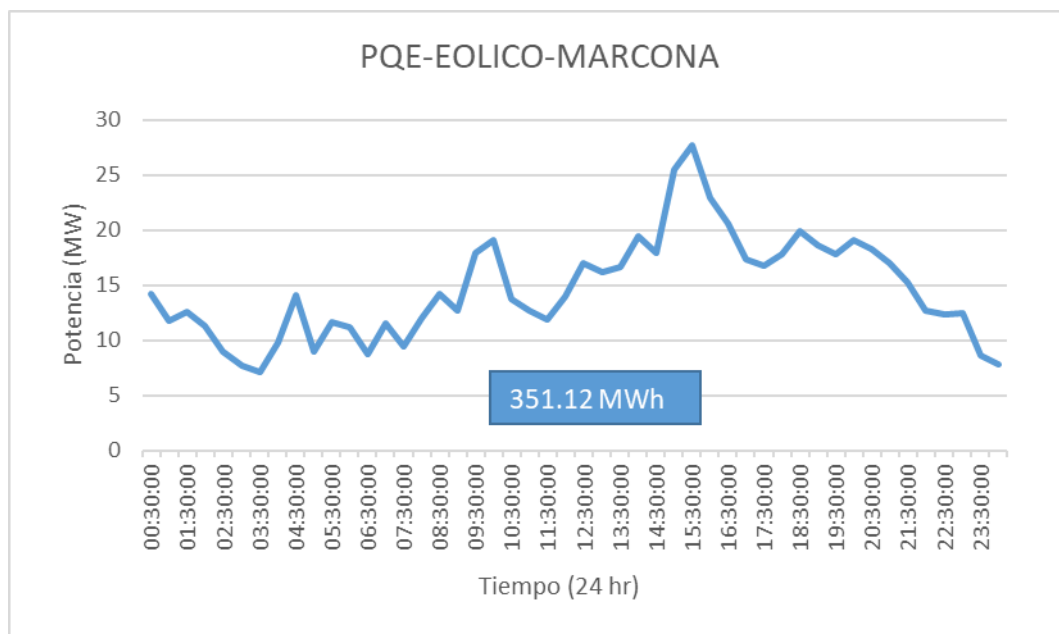


Figura 57: Producción de Energía Eólica FV del parque eólico Marcona (25/02/2020)

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en el 2020)

La Figura 58, representa la producción de energía eléctrica de origen eólico (MWh) del parque eólico Cupisnique durante el 25 de febrero del año 2020, donde se puede observar que la producción de energía eléctrica de origen eólica durante las 24 horas del día. El total de energía eléctrica de origen eólico producida por esta central durante ese día fue de 1 142.95 MWh.

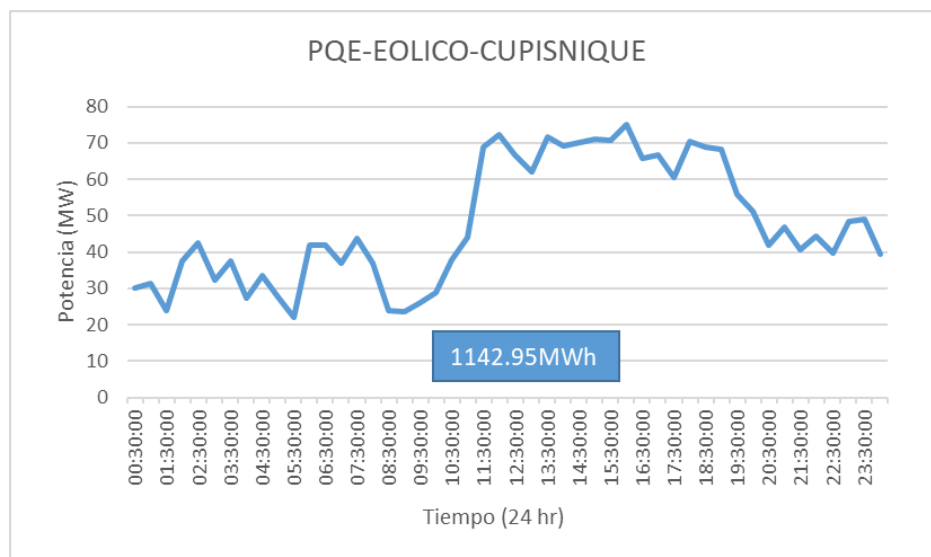


Figura 58: Producción de energía Eólica FV del parque eólico Cupisnique (25/02/2020)

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en 2020)

Así mismo, la Figura 59, representa la producción de energía eléctrica de origen eólico (MWh) del parque eólico Talara durante el 25 de febrero del año 2020, donde se puede observar que la producción de energía eléctrica de origen eólico, durante las 24 horas del día. El total de energía eólica producida por esta central en ese día fue de 284.6_MWh.

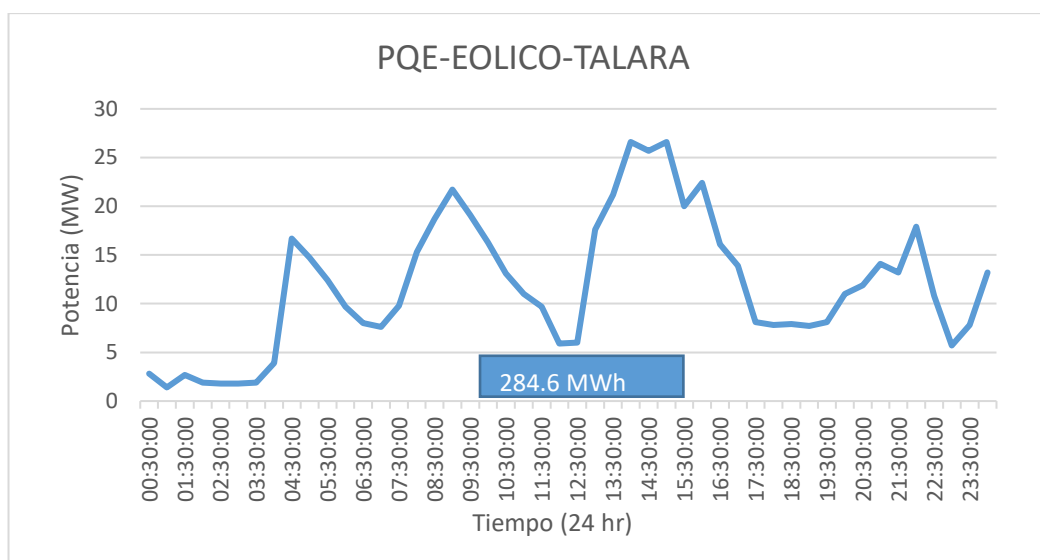


Figura 59: Producción de energía de origen Eólica del parque eólico Talara (25/02/2020)

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en 2020)

3.3.4. Energía solar y eólica del año 2020 por tipo de combustible desplazado

La generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables como las centrales solares FV y parques eólicos, desplazan otras fuentes de generación de energía eléctrica que usan combustibles fósiles como Gas Natural, Petróleo Residual, Petróleo Diésel y Carbón siguiendo el orden de despacho eléctrico que administra el COES. En este sentido, el ingreso de las centrales solares FV y parques eólicos al despacho eléctrico ejecutado en el año 2020 desplazó la producción de energía eléctrica a partir del uso de combustibles fósiles. En tal circunstancia, para el año 2020, la producción total de energía eléctrica de origen solar fue de 776 617.79 MWh y la producción total de energía eléctrica de origen eólico fue de 1 799 650.95 MW-h, el total de energía eléctrica producida en el año 2020 por ambas fuentes de energía renovable, hubiera sido producido usándose Gas Natural.

Luego se presenta en la Figura 60, la producción de energía eléctrica de origen solar mensual del año 2020 que hubiera sido producida a partir de combustibles fósiles, si las centrales solares FV y parques eólicos no hubieran ingresado al despacho eléctrico ejecutado por el COES.

Esta producción de energía solar desplazó combustibles como el Gas Natural. En este sentido, en la figura se observa que, durante todo el año 2020 la producción de energía eléctrica de origen solar desplazó diferentes tipos de combustibles en todos los meses, en los doce (12) meses se desplazó al gas natural.

A continuación, se presentan los gráficos de generación de energía eléctrica por cada mes. En todos los meses, se evidencia que el último combustible despachado es el Gas Natural, motivo por el cual es considerado como combustible desplazado.

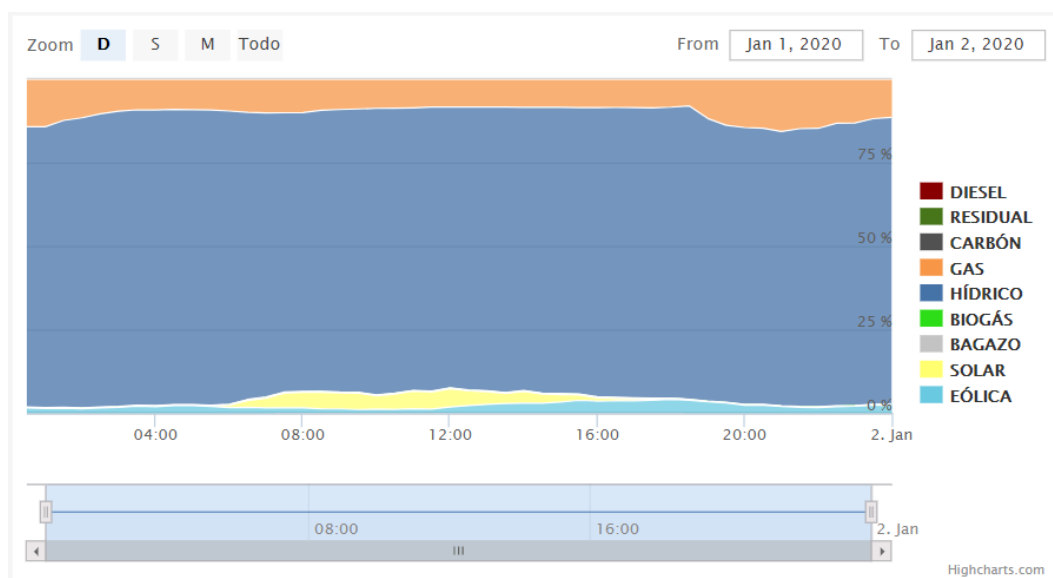
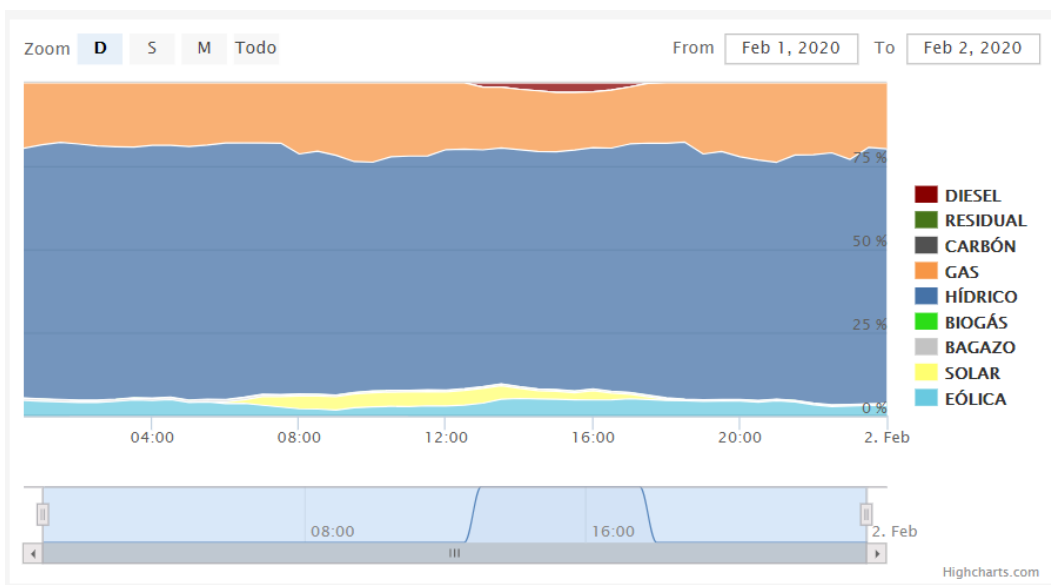


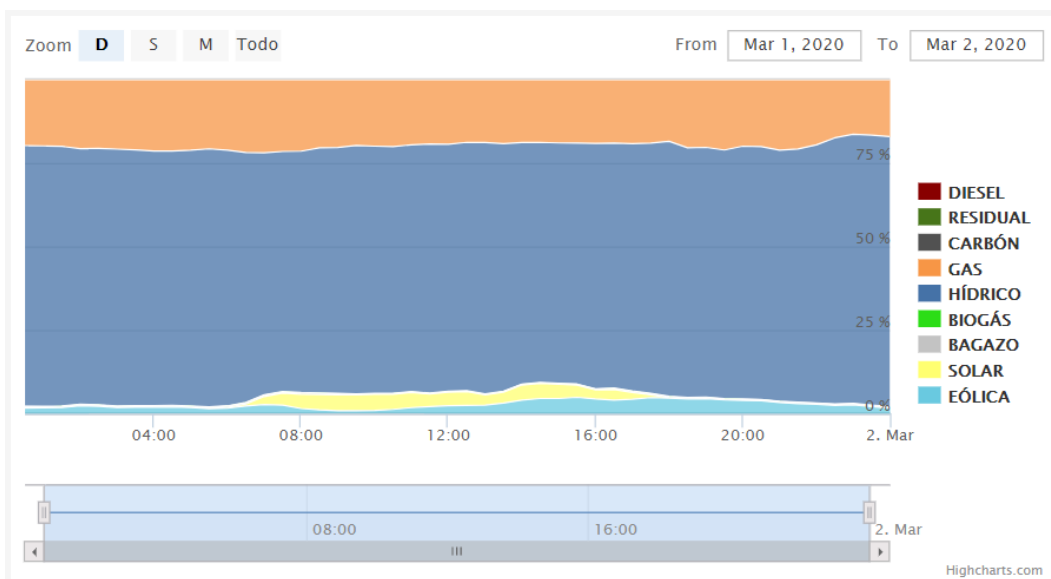
Figura 60: Energía que se hubiese producido a partir de Gas Natural-enero 2020

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado el 2020)



**Figura 60: Energía que se hubiese producido a partir de Gas Natural-
Febrero 2020**

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado el 2020)



**Figura 60: Energía que se hubiese producido a partir de Gas Natural- Marzo
2020**

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado el 2020)

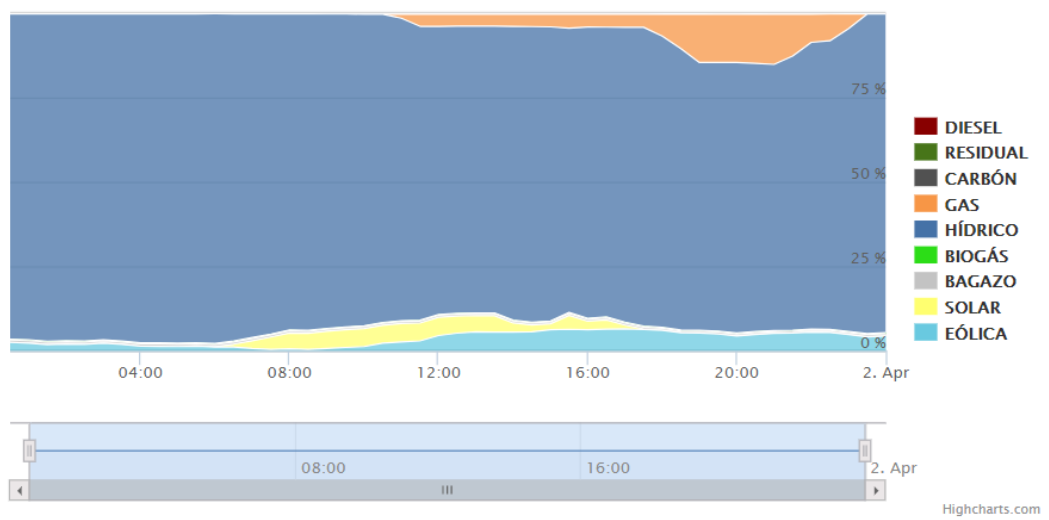


Figura 60: Energía que se hubiese producido a partir de Gas Natural- Abril 2020

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado el 2020)

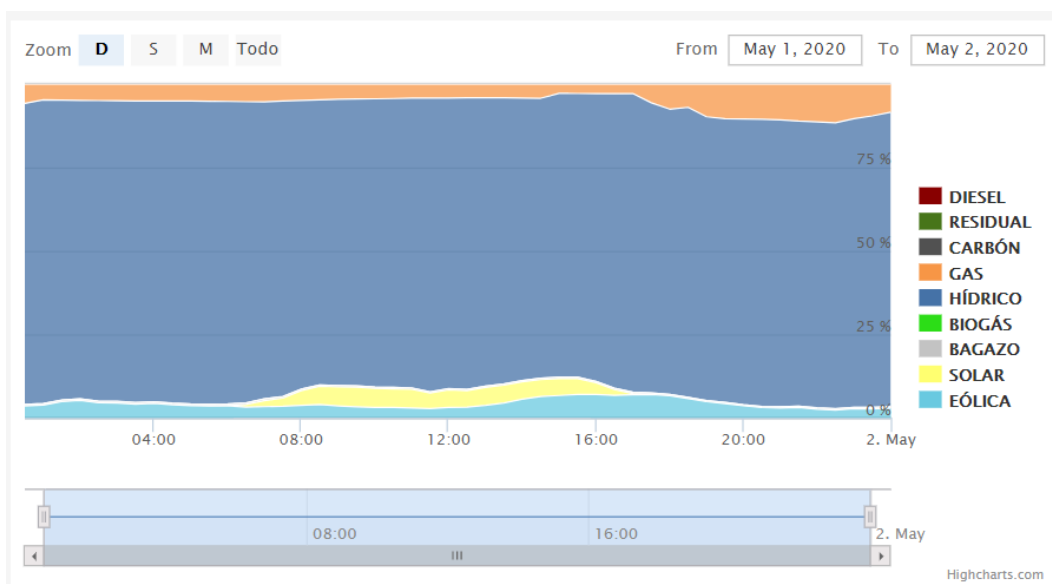


Figura 60: Energía que se hubiese producido a partir de Gas Natural- Mayo 2020

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado el 2020)

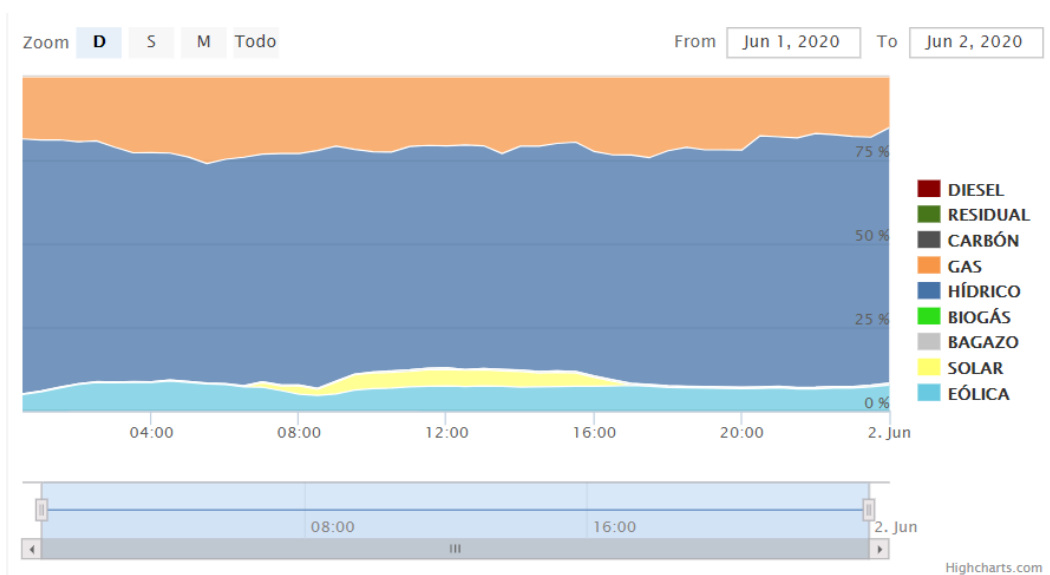


Figura 60: Energía que se hubiese producido a partir de Gas Natural- Junio 2020

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado el 2020)

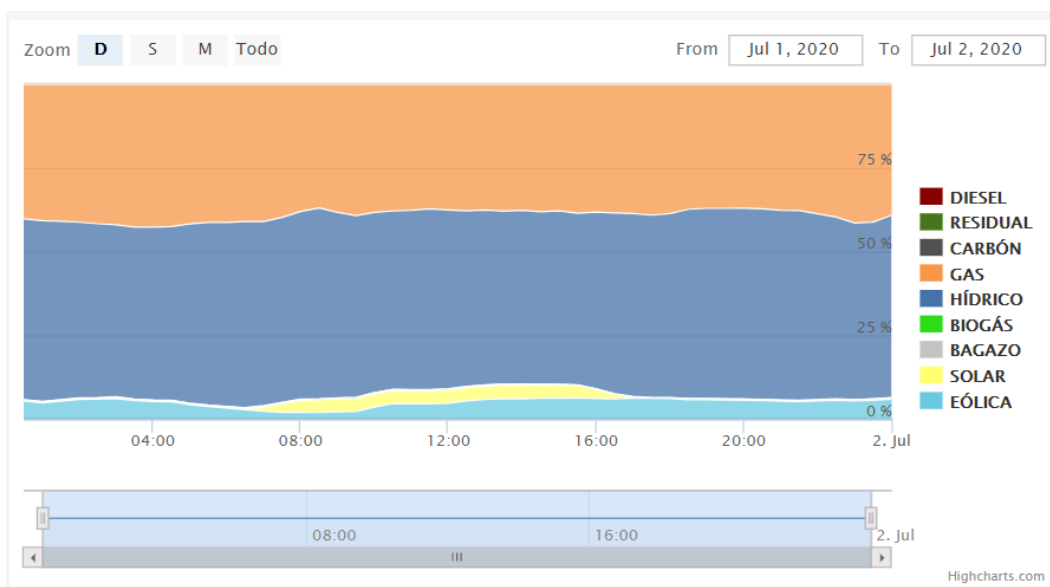


Figura 60: Energía que se hubiese producido a partir de Gas Natural- Julio 2020

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado el 2020)

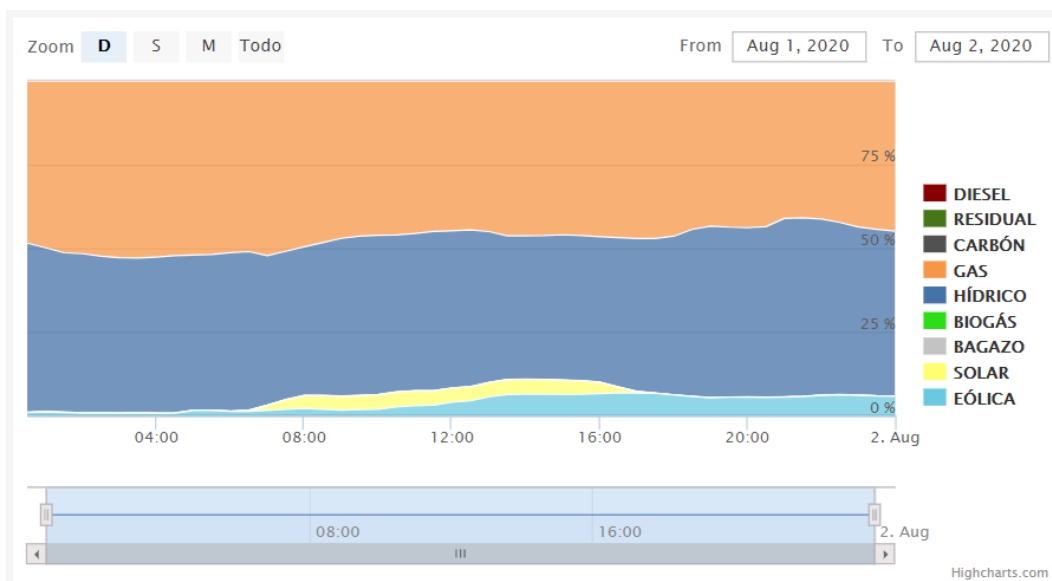


Figura 60: Energía que se hubiese producido a partir de Gas Natural- Agosto 2020

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado el 2020)

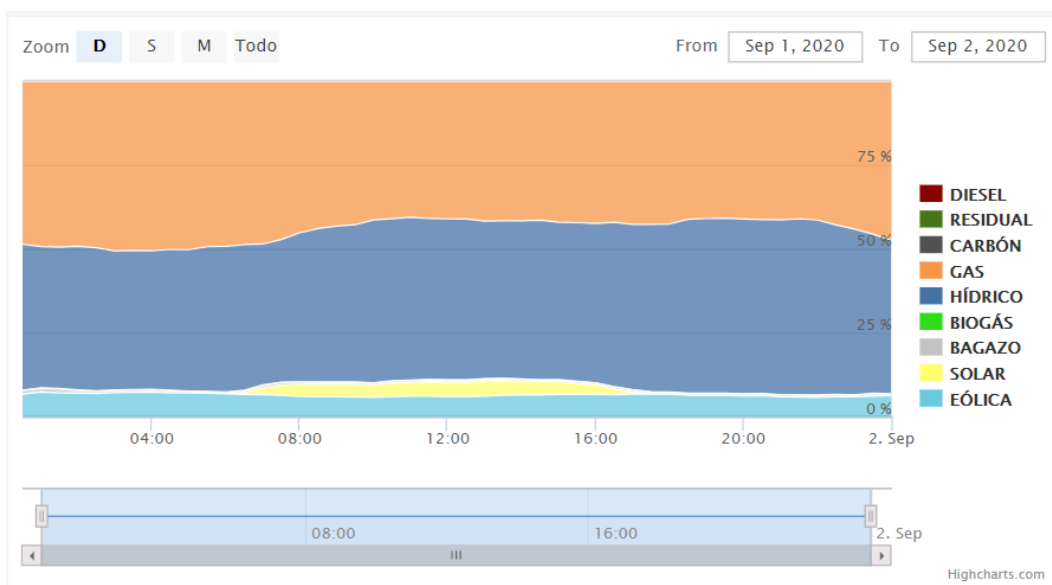
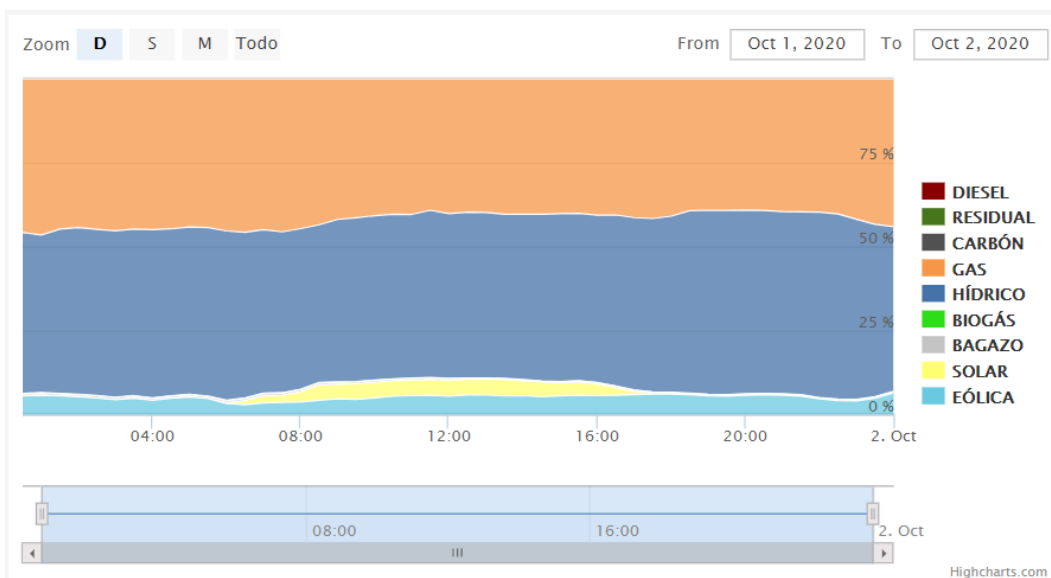


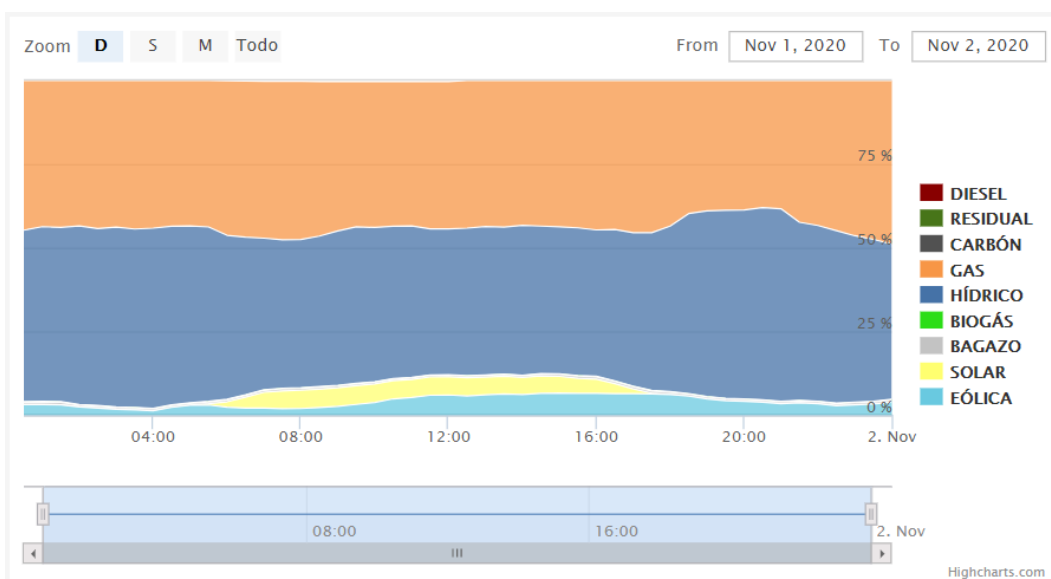
Figura 60: Energía que se hubiese producido a partir de Gas Natural- Setiembre 2020

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado el 2020)



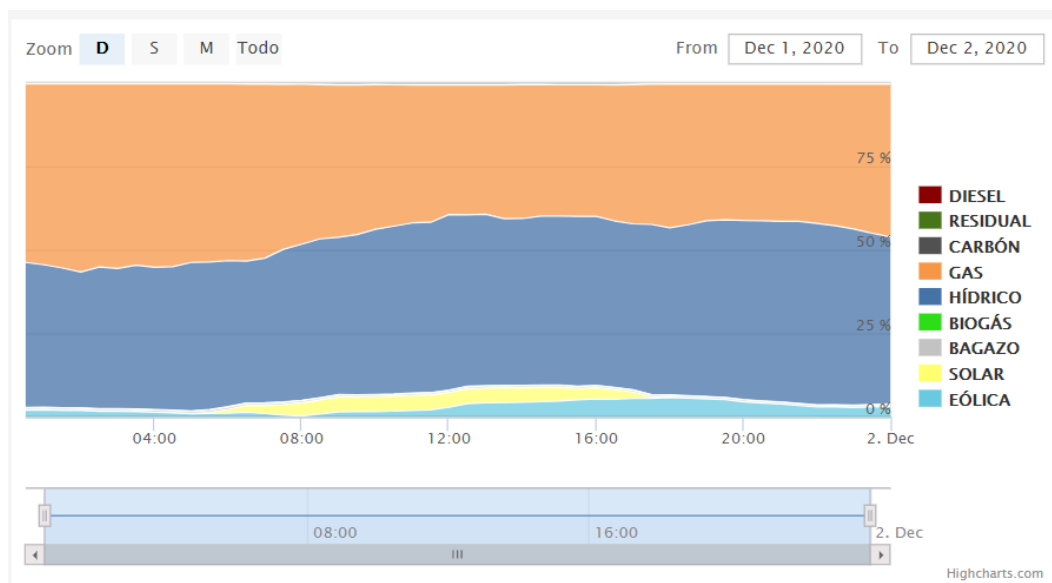
**Figura 60: Energía que se hubiese producido a partir de Gas Natural-
Octubre 2020**

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado el 2020)



**Figura 60: Energía que se hubiese producido a partir de Gas Natural-
Noviembre 2020**

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado el 2020)



**Figura 60: Energía que se hubiese producido a partir de Gas Natural-
Diciembre 2020**

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado el 2020)

3.4. Generación termoeléctrica en el SEIN

3.4.1. Tecnología de las centrales térmicas utilizadas en el SEIN

En la presente Tabla 32, se presenta las tecnologías disponibles de las diecinueve (19) centrales térmicas conectadas al SEIN, tales como Turbina de Vapor, Diésel, Turbina de gas y Ciclo Combinado. Además, se presenta los tipos de combustible utilizados por cada central térmica, siendo estos; bagazo, Petróleo Diésel 2, Petróleo Residual y Gas Natural.

3.4.2. Tipo de Tecnología de las centrales térmicas

Los métodos de generación de energía eléctrica de origen térmico, es a partir de combustibles fósiles y biomasa, en la mayoría de los casos el proceso general es similar: a partir de un energético térmico, de energía primaria se utiliza un motor para convertirla en energía mecánica. Esta energía mecánica es usada para mover

una carga mecánica, en este caso el generador rotativo eléctrico que produce la energía eléctrica en sus bornes. (Ruiz, 2010)

Tabla 32: Tecnología de Centrales Térmicas en el SEIN

Central	Tecnología	Tipo de Recurso Energético		Potencia Instalada (MW)
C.T. Paramonga	TV	Bagazo		23
C.T. Maple Etanol	TV	Bagazo		38
C.T. Recka	TG	Diesel 2		181
C.T. Chilina	DIESEL	Diesel 2		5
C.T. Independencia	DIESEL	Gas	Natural (Camisea)	6
C.T. Tumbes	DIESEL	Residual 6		9
C.T. Santa Rosa	TG	Gas	Natural (Camisea)	60
C.T. Malacas 1	TG	Gas Natural (Malacas)		53
C.T. Chilca 1	CC	Gas	Natural (Camisea)	852
C.T. Fenix	CC	Gas	Natural (Camisea)	575
C.T. R.F. Pucallpa	DIESEL	Diesel 2		40
C.T. Kallpa	CC	Gas	Natural (Camisea)	979
C.T. Doña Catalina Huanca (8)	DIESEL	Biogas		1
C.T. Reserva fría Planta Eten	TG	Diesel 2		219
C.T. Puerto Bravo	TG	Diesel 2		154
C.T. Oquendo	TG	Gas	Natural (Camisea)	31
C.T. San Nicolas	DIESEL	Diesel 2		1

C.T. Santo Domingo de los Olleros	CC	Gas (Camisea)	Natural	317
C.T. Aguaytía	TG	Gas (Aguaytía)	Natural	96
			TOTAL	3 640

Fuente: Adaptado de Estadística Anual 2020, (COES, 2020)

En varios casos, los motores primos usados son turbinas térmicas, por lo que conviene aclarar algunos detalles de éstas: Una turbina térmica es una máquina rotatoria a través de la cual circula un fluido altamente energizado, sin ser en ningún momento totalmente confinado dentro de la maquina (turbomáquina) y que transforma la energía térmica (entalpia) que tiene ese fluido en energía mecánica que se extrae por el eje. En consecuencia, las turbinas son motores térmicos: reciben energía térmica de la sustancia de trabajo y suministran energía mecánica a través de su eje a la máquina generadora de energía eléctrica . (Ruiz, 2010)

Ciclos de Vapor

Es un ciclo termodinámico del cual se obtiene potencia mecánica en el eje de una turbina térmica (turbina de vapor), la sustancia de trabajo recibe energía térmica de los productos de una combustión, y a partir de ese calor se transforma la entalpia del agua para convertirlo en vapor sobrecalentado que es turbinado en una turbina de vapor es el conocido como Ciclo Rankine.

Consta de las siguientes etapas: (Ruiz, 2010)

- En el Generador de Vapor, calentamiento y evaporación del fluido de trabajo (agua – vapor de agua)

- En la Turbina de vapor, expansión del vapor sobrecalentado, realizando trabajo
- En el Condensador, condensación del vapor cediendo calor
- En el tren de bombas hidráulicas, incremento de la presión del fluido líquido condensado, mediante el aporte de trabajo.

Para el desarrollo práctico de este ciclo se utilizan las siguientes máquinas y dispositivos: El fluido (en casi todos los casos agua) es calentado, evaporado y sobrecalentado a alta presión en un generador de vapor. El vapor sobrecalentado resultante se traslada hacia una turbina térmica, diseñada para funcionar con vapor sobrecalentado, mediante la expansión del vapor en las etapas de la turbina, se obtiene la potencia útil. Luego de la expansión del vapor en la turbina, es descargado en un intercambiador de calor denominado condensador, donde el vapor evacuado de la turbina es condensado. El agua líquida condensada y obtenida del condensador es enviada hacia el cuarto de bombas, elevándole la presión mediante un sistema de bombas (bombas de alimentación de calderas). En esta parte del ciclo se aporta potencia, pero en cantidad mucho menor a la que se obtiene en la turbina. (Ruiz, 2010)

Este tipo de plantas térmicas se pueden considerar como motores de combustión externa: debido a que la combustión que genera la alta temperatura se produce en forma externa a la sustancia de trabajo y el calor obtenido de ésta es transferido al fluido que realiza el ciclo. (Ruiz, 2010)

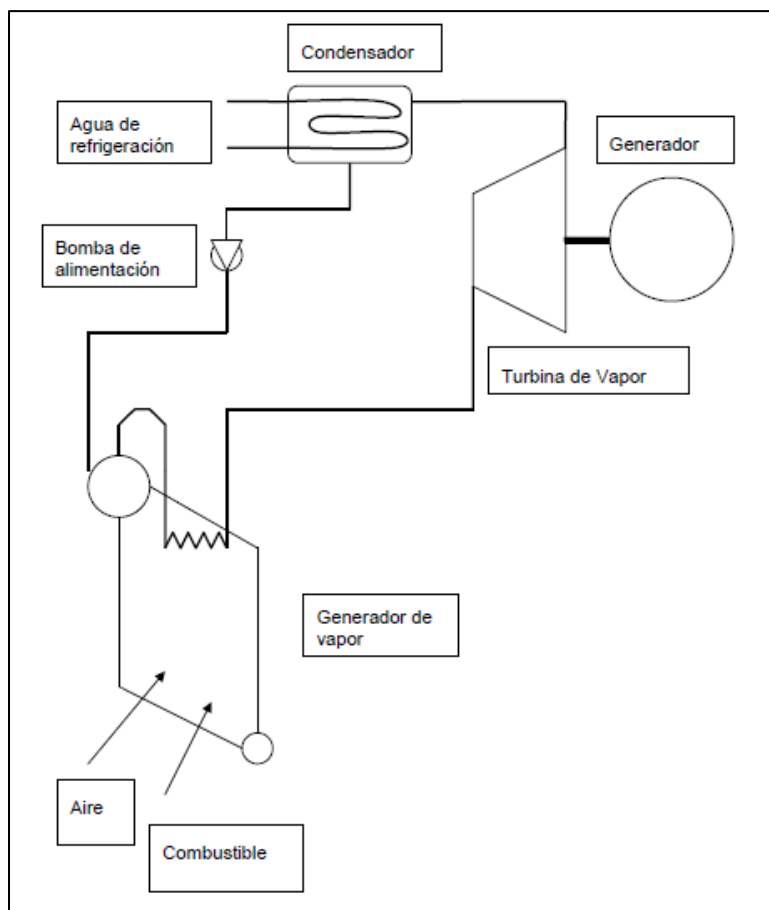


Figura 61: Esquema de un Ciclo de Vapor

Fuente: Economía de la Regulación de la Actividad de Generación y Mercado

Mayorista (Ruiz, 2010)

Turbina de Gas

Una turbina de gas consta al menos de tres partes: (Ruiz, 2010) usualmente puede encontrar como:

- Compresor de gas dinámico.
- Cámara de combustión
- Turbina térmica de gas, propiamente dicha

Su nombre deriva de que el fluido que realiza el ciclo termodinámico es un gas aire y productos de combustión, no se realiza ningún cambio de fase, la sustancia

de trabajo siempre es gas, y no está relacionado con el combustible utilizado, que puede ser de diversos orígenes. (Ruiz, 2010)

El ciclo teórico de las turbinas de gas se le conoce con el nombre de Ciclo Joule Brayton, Ciclo Joule o Ciclo Brayton y consta de los siguientes procesos: (Ruiz, 2010)

- Una compresión adiabática del gas
- Un calentamiento isobárico del gas (presión constante)
- Una expansión del gas adiabática del gas
- Un enfriamiento isobárico de la sustancia de trabajo (presión constante)

En la práctica, el ciclo simple se implementa de la siguiente forma: (Ruiz, 2010)

El aire atmosférico ingresa al compresor a través de un sistema de filtros, luego ahí se comprime hasta la alta presión del ciclo que puede llegar a los miles de pascal. Una vez fuera del compresor es ingresado a la cámara de combustión, donde mediante la inyección de combustible, la sustancia de trabajo gaseosa se calienta hasta una alta temperatura. Posteriormente los gases de combustión formados se conducen para expandirse en una turbina térmica, mediante este proceso, la entalpia de la sustancia de trabajo es cedida a las etapas de la turbina, proceso en el cual se extrae potencia mecánica, a través del eje rotatorio de la máquina. Parte de esta potencia mecánica es entregada para mover el compresor acoplado al mismo eje de la turbina y el resto de potencia mecánica útil se utiliza para mover el generador. Se obtienen así rendimientos del orden del 35%, y se

pueden conseguir distintas configuraciones de este ciclo, destinadas a mejorar las condiciones de funcionamiento y mejores rendimientos.

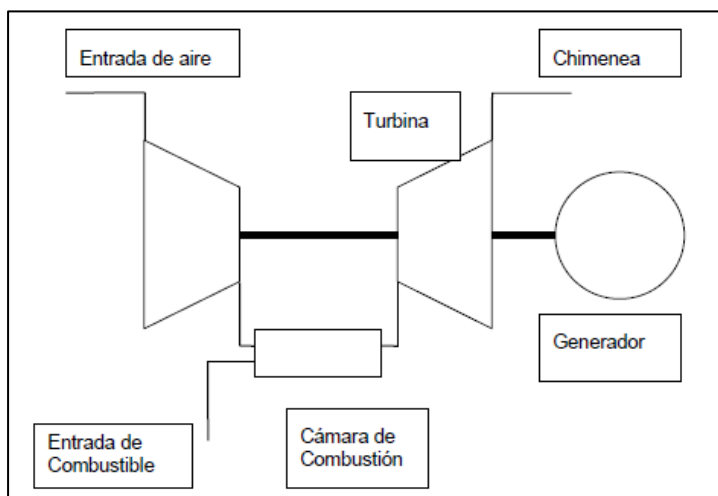


Figura 62: Esquema de una Turbina de Gas

Fuente: Economía de la Regulación de la Actividad de Generación y Mercado Mayorista (Ruiz, 2010)

Una turbina de gas se le puede considerar como un motor de combustión interna, ya que la combustión ocurre dentro de la misma máquina y los productos de la combustión es la sustancia de trabajo que circula por buena parte de la máquina. En la ejecución práctica a este tipo de ciclos se les conocen como ciclos abiertos, ya que el proceso de enfriamiento no se realiza dentro de la máquina, en efecto, es necesario debido a la combustión renovar continuamente la sustancia de trabajo, haciéndose inútil que el proceso de enfriamiento se realice dentro de la propia turbina: sino que luego de turbinados, estos se expulsan directamente a la atmósfera y el compresor toma aire nuevo de ésta. (Ruiz, 2010)

Ciclos Combinados

Debido a que la temperatura a la cual salen los gases de escape en una turbina de gas de ciclo simple, aun es elevada (del orden de los 500 °C o más), surge la

idea de utilizar la energía de estos gases calientes, para obtener energía mecánica adicional . Un ciclo combinado es pues la combinación de un ciclo de turbina de gas (Upper) con un ciclo de vapor (Bottom): los gases calientes a la salida de la turbina de gas son utilizados en un generador de vapor de recuperación donde funcionan como fuente de calor para un ciclo de vapor. (Ruiz, 2010)

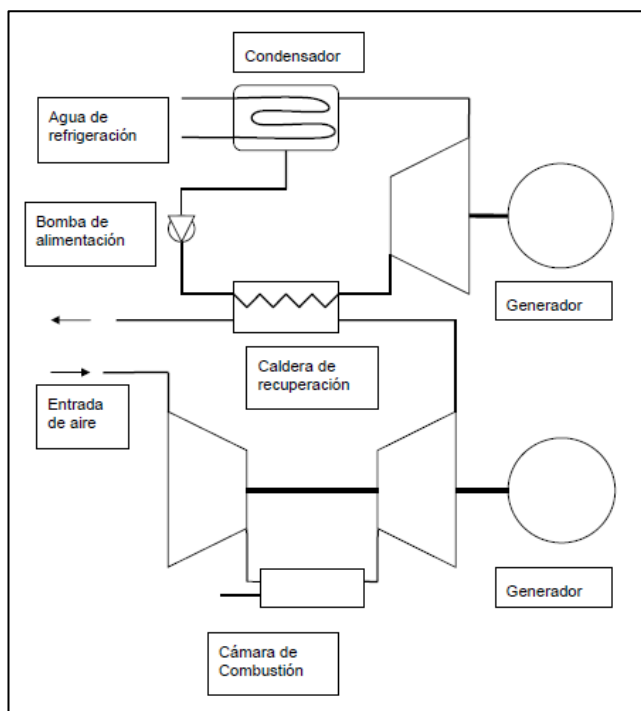


Figura 63: Esquema de un ciclo combinado

Fuente: Economía de la Regulación de la Actividad de Generación y Mercado Mayorista

(Ruiz, 2010)

Se utiliza un generador de vapor de recuperación de calor, que es un intercambiador en el cual los gases de escape ceden su energía térmica calentando agua y generando vapor necesario para alimentar el ciclo de vapor. El ciclo de gas de un ciclo combinado es igual al ciclo de gas abierto: se utilizan incluso las mismas máquinas de los ciclos de turbina de gas de ciclo simple. Prácticamente lo mismo ocurre con el ciclo de vapor: el generador de vapor,

como se mencionó antes es un generador de recuperación de calor en lugar de tener un lugar donde se realiza una combustión, obtiene gases calientes de la salida de ciclo de gas (ciclo superior) que es el energético usado para generar el vapor del ciclo de vapor (ciclo inferior). Esto permite obtener rendimientos del orden del 55%. (Ruiz, 2010), se puede tener ciclos combinados de distintas y variadas configuraciones.

Motor Reciprocante - Ciclo Diésel

En estos motores primos o plantas de fuerza, el trabajo se realiza por medio del desplazamiento lineal y alternativo de pistones dentro de cilindros, se obtiene un par rotacional a través del mecanismo biela manivela, en estos motores toman los mismos los nombres de bielas y cigüeñal. Estos motores son del tipo de combustión interna MCI (el aporte de calor se hace como consecuencia de una combustión que tiene lugar dentro de cámaras de combustión ubicadas dentro del mismo motor), de la misma forma y por las mismas razones que el ciclo Joule Brayton practico, también los motores Diésel cumplen con ciclos abiertos (el ciclo se cierra en la atmósfera). (Ruiz, 2010)

El ciclo Diésel:

Este ciclo debe su nombre a su inventor, Rudolf Diésel, (1858-1913) Ingeniero e inventor alemán, en 1892 patentó un motor caracterizado por un alto rendimiento térmico a expensas de un grado de compresión muy elevado. su intención inicial era usar como combustible carbón pulverizado. El ciclo teórico consiste en: (Ruiz, 2010)

- Un proceso de compresión adiabática

- un proceso de calentamiento a presión constante
- un proceso de expansión adiabático
- un proceso de enfriamiento a volumen constante

Éstos cuatro procesos conforman el ciclo de funcionamiento teórico de los motores Diésel, se admite en el cilindro aire, el cual se comprime solo, al final de este proceso se inyecta el combustible de forma gradual a través de inyectores para lograr una combustión a presión aproximadamente constante, usando para el efecto usualmente bombas conocidas como bombas de inyección de combustible, mientras el pistón es empujado en lo que se denomina la carrera de trabajo, finalmente se abren las válvulas de escape para desechar los gases de combustión e iniciar un nuevo ciclo en cada pistón. Para grandes potencias, utilizando ciclos Diésel, se logra alcanzar rendimientos superiores al 45%. (Ruiz, 2010), para este caso en particular, se usan motores de dos tiempos de baja velocidad.

3.4.3. Parque de Centrales Térmicas Representativas en el SEIN

Se presenta a continuación, en la Tabla 33, el listado de las tecnologías de las centrales térmicas representativas conectada al SEIN.

Para este estudio, las centrales térmicas representativas son las centrales térmicas más frecuentes en la generación de energía y las cuales consumen combustibles fósiles con excepción de los biocombustibles como el bagazo y biogás. No se incluyen reservas frías ni reservas rotantes, asimismo las turbinas de gas no han sido consideradas individualmente, porque estas son parte de los ciclos combinados.

Las reservas rotantes se constituyen la diferencia entre la sumatoria de las capacidades de generación disponibles de las unidades sincronizadas y la sumatoria de las potencias de generación eléctrica entregada al Sistema, ambas en un momento dado. (COES-SINAC, 2019).

Por otro lado, las reservas frías se refieren a la potencia de generación eléctrica total disponible de los grupos generadores eléctricos en reserva que se encuentran fuera de servicio. (COES-SINAC, 2019).

3.4.4. Energía sustituida en el despacho eléctrico a costo marginal

En el presente trabajo de investigación, se realizó el cálculo de la energía eléctrica marginal (MWh) de acuerdo al tipo de combustible desplazado en el mes de febrero del año 2020, siendo este el mes en el que se registró el Día de Máxima Demanda, 25 de febrero. El cálculo se realizó a partir de la información de despacho eléctrico reportada por el COES para el año 2020.

La energía eléctrica marginal es aquella fuente de generación que ingresó último al despacho eléctrico, para esta investigación se considera el gráfico de despacho eléctrico del Portal Web del COES para identificar la fuente de energía eléctrica marginal cada 30 minutos de generación eléctrica.

Tabla 33: Listado de Centrales Térmicas por Empresa y Tecnología Conectadas al SEIN(%)

Empresa	Tecnología	Tipo de Combustible
Engie	Turbina a Vapor	Carbón
Egasa	Diesel	Diesel
Egasa	Diesel	Diesel
Shougesa	Diesel	Diesel

Fénix Power	Ciclo Combinado	Gas Natural
Fénix Power	Ciclo Combinado	Gas Natural
Fénix Power	Ciclo Combinado	Gas Natural
Enel Perú	Ciclo Combinado	Gas Natural
Enel Perú	Ciclo Combinado	Gas Natural
Enel Perú	Ciclo Combinado	Gas Natural
Enel Perú	Ciclo Combinado	Gas Natural
Enel Perú	Ciclo Combinado	Gas Natural
Enel Perú	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Engie	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Kallpa	Ciclo Combinado	Gas Natural
Fénix Power	Ciclo Combinado	Gas Natural
Fénix Power	Ciclo Combinado	Gas Natural
Fénix Power	Ciclo Combinado	Gas Natural
Electroperú	Diésel	Residual
Shougesa	Turbina a Vapor	Residual
Shougesa	Turbina a Vapor	Residual
Shougesa	Turbina a Vapor	Residual

Fuente: Adaptado de la Estadística Anual 2020 (COES, 2020)

Se presenta en la Tabla 34, la producción de energía (MWh) que hubiera sido producida por combustibles si las centrales solares FV y parques eólicos no existieran en el año 2020. En este sentido, se muestran los volúmenes de

producción de energía eléctrica de origen solar y eólico. La producción de energía eléctrica de origen solar, inicia alrededor de las 05:00 horas por la mañana hasta las 18:00 horas por la tarde, siendo esta producción no constante durante el año, ya que básicamente depende del nivel de irradiancia solar de cada día. Por el contrario, la producción de energía eólica es durante las 24 horas del día y este depende de la velocidad del viento.

Tabla 34: Energía producida a partir del recurso solar y eólico durante el 2020

Energía por RER (Solar y Eólica) MWh	
Solar	776 617.79
Eólica	1 779 650.95
Total	2 576 268.74

Fuente: Adaptado de la Estadística Anual 2020 (COES, 2020)

Respecto a los tipos de combustible desplazados, se observa en la Tabla 35 que es el Gas Natural el combustible desplazado.

Por otro lado, la Tabla 35 también muestra las producciones de energía solar y eólica durante todo el 2020, donde se evidencia que durante todo el año la energía solar FV sustituyó 776 617.79 MWh y la energía eólica, 1 799 650.95 MWh de energía eléctrica que se hubiesen producido utilizando Gas Natural.

Tabla 35: Energía producida a partir del recurso solar y eólico durante el 2020

Tipo de fuente	Energía generada (MWh)	Generación con Gas	
		Natural (MWh)	Natural (Joule)
Solar	776 617.79	776 617.79	2 795.82
Eólica	1 799 650.95	1 799 650.95	6 478.74
Total	2 576 268.74	2 576 268.74	9 274.57

Fuente: Elaboración propio a partir del despacho eléctrico 2020 (COES, 2020)

3.4.5. Eficiencia de las centrales térmicas en el SEIN

En el presente trabajo de investigación, en base a los datos reportados por el COES en su publicación Estadística Operacional 2020 se realizó el cálculo de las eficiencias térmicas promedio por tipo de combustible.

El procedimiento consistió en identificar el tipo de combustible utilizado por cada central térmica representativa, para luego promediar las eficiencias térmicas por tipo de combustible utilizado en cada una de las tecnologías, finalmente se obtuvo una eficiencia térmica promedio por tipo de combustible. En la Tabla 36, se presenta las eficiencias térmicas promedio obtenidos por tipo de combustible, Gas Natural (54.9%), Petróleo Diésel (37.4%), Petróleo Residual (31%) y Carbón (39.3%).

Tabla 36: Eficiencia Promedio por Tipo de Combustible

Empresa	Tecnología	Tipo de Combustible	Eficiencia Térmica (%)	Eficiencia Térmica Promedio (%)
Engie	TV	Carbón	39.3%	39.3%
Egasa	D	Petróleo Diésel	40.2%	39.4%

Egasa	D	Petróleo Diésel	39.7%	
Shougesa	D	Petróleo Diésel	38.4%	
Fénix Power	CC	Gas Natural	56.5%	
Fénix Power	CC	Gas Natural	56.2%	
Fénix Power	CC	Gas Natural	55.9%	
Enel Perú	CC	Gas Natural	54.9%	
Enel Perú	CC	Gas Natural	54.6%	
Enel Perú	CC	Gas Natural	54.1%	
Enel Perú	CC	Gas Natural	53.8%	
Enel Perú	CC	Gas Natural	53.7%	
Enel Perú	CC	Gas Natural	53.3%	
Engie	CC	Gas Natural	57.0%	
Engie	CC	Gas Natural	56.3%	
Engie	CC	Gas Natural	55.5%	
Engie	CC	Gas Natural	55.5%	
Engie	CC	Gas Natural	55.4%	54.9%
Engie	CC	Gas Natural	55.1%	
Engie	CC	Gas Natural	53.2%	
Engie	CC	Gas Natural	52.4%	
Kallpa	CC	Gas Natural	56.2%	
Kallpa	CC	Gas Natural	55.8%	
Kallpa	CC	Gas Natural	55.8%	
Kallpa	CC	Gas Natural	55.7%	
Kallpa	CC	Gas Natural	54.9%	
Kallpa	CC	Gas Natural	54.6%	
Kallpa	CC	Gas Natural	54.0%	
Fénix Power	CC	Gas Natural	53.8%	
Fénix Power	CC	Gas Natural	53.7%	
Fénix Power	CC	Gas Natural	53.6%	
Electroperú	D	Petróleo Diésel	44.3%	
Shougesa	TV	Petróleo Diésel	27.4%	31.0%
Shougesa	TV	Petróleo Diésel	27.2%	
Shougesa	TV	Petróleo Diésel	25.3%	

Nota: TV (Turbina de Vapor), CC (Ciclo Combinado), D (Diésel)

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado el 2018)

3.4.6. Volumen de combustible sustituido por la producción de energía eléctrica de origen solar y eólico

A continuación, se presenta en la Tabla 37 los consumos anuales de combustible (TJ) del año 2020, el cual se hubiera utilizado si no existiera la producción de energía solar FV y eólica. El total de combustible de Gas Natural que se hubiese consumido es de 16 893.57 TJ.

Tabla 37: Cantidad de combustible desplazado (TJ) por la energía solar y eólica en el año 2020

Tipo de fuente	Energía generada MWh	Generación con Gas Natural (MWh)	Generación con Gas Natural (Joule)	Combustible de Gas Natural consumido (TJ)
Solar	776 617.79	776 617.79	2 795.82	5 092.58
Eólica	1 799 650.95	1 799 650.95	6 478.74	11 800.99
Total	2 576 268.74	2 576 268.74	9 274.57	16 893.57

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en el 2020)

Por otro lado, se presenta los poderes caloríficos de los combustibles desplazados en el año 2020, debido al ingreso de la energía solar FV y eólica. Según la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), en la Tabla 38 se presenta el poder calorífico inferior para el Gas Natural, Carbón, Petróleo Residual y Petróleo Diésel.

Tabla 38: Poder calorífico inferior por los combustibles fósiles

Tipo de Combustible	Valor de calentamiento
Gas Natural	8 300 (kcal/m ³)
Carbón	7 000 (kcal/kg)
Petróleo Residual	9 800 (kcal/kg)
Petróleo Diésel	10 2000 (kcal/kg)

Fuente: Adaptado del Manual de Estadísticas Energéticas (OLADE,2011)

3.5. Emisiones de CO₂ evitadas por Unidad de Energía Eléctrica de origen Solar FV y Eólico Producida

3.5.1. Emisiones diarias evitadas por unidad de energía eléctrica de origen solar y eólico producida

En la Tabla 39, se presentan las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) diarias evitadas y la producción de energía eléctrica de origen solar fotovoltaica y eólico para el año 2020. De la tabla, a partir de esta producción de energía eléctrica de origen solar y eólico que desplaza el uso de Gas Natural y se evitó un total de 947 729.03 Ton de emisiones de dióxido de carbono (CO₂). Para el año 2020, se produjo 2 576 268.74 MWh de energía solar FV y eólica.

Tabla 39: Relación de emisiones evitadas de dióxido de carbono por unidad de energía eléctrica de origen solar FV y eólico durante el 2020

Tipo de fuente	Energía generada MWh	Generación con Natural (MWh)	Generación con Gas Natural (Joule)	Combustible de Gas Natural consumido (TJ)	Factor de emisión de CO₂ eficaz (kg/TJ)	EMISIONES CO₂ (Ton)
Solar	776 617.79	776 617.79	2 795.82	5 092.58	56 100.00	285 693.50
Eólica	1 799 650.95	1 799 650.95	6 478.74	11 800.99	56 100.00	662 035.53
Total	2 576 268.74	2 576 268.74	9 274.57	16 893.57	56 100.00	947 729.03

Fuente: Elaboración propia, datos de COES (Despacho ejecutado en el 2018)

3.5.2. Emisiones anuales evitadas por unidad de energía eléctrica de origen solar FV y eólico producido

Las emisiones anuales evitadas por unidad de energía eléctrica de origen solar FV y eólico producido en el año 2020 dependen principalmente de la producción de energía eléctrica de origen solar y eólica del despacho eléctrico ejecutado. A partir de estas dos fuentes se calcularon los volúmenes de emisiones evitadas de CO₂ dióxido de carbono durante los 365 días.

El factor global de reducción de los volúmenes de emisiones de dióxido de carbono (Ton CO₂/MWh) por energía eléctrica de origen solar y eólico producida por las centrales solares FV y parques eólicos en el año 2020, fue calculado a partir de los volúmenes de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) evitadas y la generación eléctrica solar y eólica producida en el año 2020.

El cálculo consiste en realizar la siguiente relación:

$$\text{Factor Global} \left(\frac{\text{Ton CO}_2}{\text{MWh}} \right) = \frac{\text{Emisiones de Dióxido de Carbono evitadas en el año 2020 (Ton)}}{\text{Producción de Energía Eléctrica Solar en el año 2020 (MWh)}}$$

Aplicando la relación, para el mes de diciembre el factor global es:

$$\text{Factor Global} \left(\frac{\text{Ton Co2}}{\text{MWh}} \right) = \frac{947\,729.03 \text{ (Ton)}}{2\,576\,268.74 \text{ (MWh)}} = 0.37$$

Durante el 2020, el factor de reducción de volúmenes de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) asociada al ingreso de las centrales solares FV y parques eólicos al despacho eléctrico es de 0.37, es decir por cada MWh de energía eléctrica de origen renovable producida por las centrales solares FV y parques eólicos evitó 370 kg de emisiones de dióxido de carbono (CO₂).

Es pertinente mencionar, que este factor es respecto al despacho eléctrico ejecutado en el año 2020.

CAPÍTULO IV:

DISCUSIÓN

CAPÍTULO IV: DISCUSIÓN

1. La producción diaria de energía eléctrica de origen solar y eólico de las centrales ER conectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú varía en función a niveles de irradiancia solar, así como velocidad y dirección de viento.
2. Durante el año 2020, ingresaron dos (2) parques eólicos en operación comercial el 31 de diciembre, las centrales eólicas Huambos y Duna. Debido a que el inicio operación comercial se realizó el último día del año, el COES no considera la producción de energía dentro del cálculo total de producción energía anual 2020, tal como lo indica su base datos presentada en su portal web.
3. Al cierre del año 2020, la capacidad instalada de las siete (7) centrales solares fotovoltaicas conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del Perú fue de 285 MW.
4. Al cierre del año 2020, la capacidad instalada de las cinco (5) centrales eólicas conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del Perú fue de 371.45 MW.
5. A lo largo del año 2020, la energía eléctrica de origen solar fotovoltaica y energía eléctrica de origen eólico desplazó a la generación eléctrica proveniente del Gas Natural; es decir, gracias a la energía eléctrica producida por las centrales solares FV y las centrales eólicas se evitó la utilización de dicho combustible fósil para la generación eléctrica. La utilización de dichos combustibles fósiles depende del ingreso de centrales térmicas en el orden de despacho eléctrico según establecido por el COES. El total de combustible de Gas Natural que se hubiese consumido es de 16 893.57 TJ.

6. Durante el año 2020, por el desplazamiento del gas natural se dejó de emitir 0.37 Ton de bióxido de carbono (CO_2) por cada unidad de energía eléctrica producida, resultando así un factor de reducción de emisiones de 0.37_ton CO_2 evitadas/MWh, considerando el factor de emisión del gas natural de 56,1_ton CO_2 /TJ, en base a las Directrices del IPCC 2006; y una eficiencia promedio de 54.9% para las centrales térmicas que operan con este combustible.
7. Las emisiones evitadas asociadas al ingreso de la energía eléctrica de origen solar y energía eléctrica de origen eólico, dependen del despacho eléctrico que ejecuta el COES. La evolución de la generación eléctrica depende a su vez del comportamiento de la demanda eléctrica a futuro. En este sentido, en los próximos años la cantidad de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) evitadas dependerá del tipo de fuente de generación a ser desplazado, generalmente se desplaza a las centrales térmicas, por ende, dependerá del tipo de combustible desplazado. Es el COES, quien mediante el orden del despacho eléctrico determina la fuente de generación que ingresa al despacho, y el criterio bajo el que se rigen para efectuar el despacho eléctrico son los costos marginales de corto plazo, los cuales son reportados por las centrales térmicas al COES.
8. La producción de energía eléctrica de origen solar se desarrolla durante las horas de irradiación solar, en el día generalmente se produce energía eléctrica de origen solar desde las 5:00 horas hasta las 18:30 horas, en este periodo de tiempo esta energía eléctrica de origen solar producida desplaza la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles. Debido al horario de la generación de energía eléctrica de origen solar, esta no ingresa al despacho eléctrico en las horas punta del SEIN, establecidas en el Perú en el periodo de 18:00 horas hasta las 23:00 horas que son las horas donde hay un mayor consumo de energía eléctrica, por esta razón la energía

eléctrica de origen solar fotovoltaica no sustituye a la energía producida en horas punta del SEIN.

9. La producción de energía eléctrica de origen eólico se desarrolla durante las 24 horas del día, dependiendo de los principales factores de velocidad y dirección del viento. Durante la generación de energía eléctrica de origen eólico producida, desplaza la generación de energía a partir de combustibles fósiles. Debido al horario de la generación eólica, esta energía si ingresa al despacho eléctrico en las horas punta del SEIN, establecidas en el Perú en el periodo de 18:00 horas hasta las 23:00, horas que son las horas donde hay un mayor consumo de energía eléctrica, por esta razón la energía eólica sustituye a la energía producida en horas punta del SEIN.
10. A futuro, el ingreso de una mayor capacidad instalada de centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas evitaría emisiones de carbono provenientes de centrales térmicas que consuman gas natural, el cual tiene un menor factor de emisiones de dióxido de carbono respecto a los factores de emisión de centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles como Petróleo Residual, Petróleo Diesel y carbón, de acuerdo a las directrices del IPCC. Debido a que en el orden de despacho eléctrico el gas natural sería el primer combustible desplazado por las centrales solares FV y centrales eólicas.

CONCLUSIONES

1. En el año 2020, la producción de energía eléctrica de origen solar fue de 776 618 MWh, y la producción de energía eléctrica de origen eólico fue de 1 799 650 MWh, con una producción total de 2 576 268 MWh.
2. En el año 2020, la energía solar desplazó 776 618 MWh que se hubieran producido a partir de gas natural. El uso de gas natural para producir esa cantidad de energía hubiese emitido 285 694 toneladas de dióxido de carbono (CO₂).
3. En el año 2020, la energía eólica desplazó 1 799 650 MWh que se hubieran producido a partir de Gas Natural. El uso de gas natural para producir esa cantidad de energía hubiese emitido 662 035 toneladas de dióxido de carbono (CO₂).
4. Las emisiones totales evitadas en el año 2020, debido al desplazamiento del Gas Natural para la generación de energía eléctrica, fue de 947 729 toneladas de dióxido de carbono (CO₂) debido a la producción total de 2 576 268 MWh a partir de energía solar FV y energía eólica. Sobre la base de lo mencionado, el índice de reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) asociada al ingreso de las centrales solares FV y de las centrales eólicas, al despacho eléctrico, es de 0,37 toneladas de CO₂ / MWh; es decir, por cada unidad de energía (MWh) producida por las centrales solares fotovoltaicas y las centrales eólicas se evitaron, en promedio, la emisión de 0,37 toneladas de dióxido de carbono (CO₂).
5. Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) evitadas en el año 2020 asociadas al ingreso de las centrales solares FV y las centrales eólicas al despacho eléctrico dependen del tipo de energía marginal desplazado, es decir de los combustibles fósiles desplazados. En este año, ambas fuentes de energía renovable desplazaron al Gas Natural, de acuerdo

con el análisis realizado. El total de combustible de Gas Natural que se hubiese consumido es de 16 893.57 TJ.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar el análisis de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) evitadas considerando la central térmica marginal específica que margina en el despacho eléctrico, a fin de obtener un resultado aún más preciso sobre las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) evitadas por el ingreso de las centrales solares FV, las centrales eólicas u otras fuentes de generación eléctrica a partir de recursos energéticos renovables (RER).
2. Continuar en los sucesivos años con el análisis de los índices de reducción de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) evitadas debido al ingreso de las centrales solares FV y de las centrales eólicas al despacho eléctrico, con la finalidad de construir una línea base para su posterior seguimiento.
3. Considerar los índices de reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) evitadas por unidad de energía solar FV producida y por unidad de energía eólica producida, para los futuros proyectos de centrales solares y centrales eólicas a ser incorporadas al SEIN.
4. Realizar el análisis económico del costo incurrido en las emisiones de carbono evitadas, que se hubieran producido al utilizar centrales térmicas que usan combustible fósil, en caso las centrales solares FV y las centrales eólicas no se hubiesen incorporado al SEIN.
5. Determinar otras emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) evitadas debido al ingreso de centrales solares FV y centrales eólicas al despacho eléctrico del SEIN.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alfredo Dammert, e. a. (2010). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Arian Aghajanzadeh, P. T. (2019). Agricultural demand response for decarbonizing the electricity grid. *Journal of Cleaner Production*, 827-835.
- CEPAL. (2004). *El mercado de carbono en América Latina y el Caribe: balance y perspectivas*. Chile.
- Climate Change 2007: The Physical Science Basis. (2012). *The physical science basis*.
- Comité de Operación Económica del Sistema. (s.f.). *PORTAL WEB DEL COES*.
Obtenido de <http://www.coes.org.pe/Portal/Organizacion/QuienesSomos>
- Corbetta, P. (2007). *Metodología y técnicas de investigación social*. Bogotá, Colombia: Mc Graw Hill.
- Decreto Legislativo N° 1002, Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables . (s.f.).
- Decreto Supremo N° 012, Nuevo Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables. (2011).
- Decreto Supremo N°050, Reglamento de la Generación de Eletricidad con Energías Renovables. (2008).
- Decreto Supremo N°058, Ratificación del Acuerdo de París. (2016).
- Dirección de Supervisión-Osinergmin. (2019). *Ficha Técnica Central Solar Intipampa*.

- Dirección de Supervisión-Osinergmin. (2019). *Ficha Técnica Central Solar Rubí*.
- El Periodico de la Energía. (2019). *La turbina eólica más potente del mundo de 20 MW*.
- Enel. (2018). *ENEL*. Obtenido de <https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/rubi-la-central-solar-de-enel-mas-grande-del-peru.html>
- Engie. (2018). *ENGIE*. Obtenido de <https://engie-energia.pe/?noticias=engie-pone-en-operacion-comercial-la-central-solar-intipampa-en-peru-con-la-presencia-de-la-ceo-mundial-del-grupo-isabelle-kocher>
- FONAM. (s.f.). *PORTAL WEB Fondo Nacional del Ambiente-Perú*. Obtenido de <http://fonamperu.org.pe/que-es-el-mecanismo-de-desarrollo-limpio/>
- Forbes, K. F. (2019). Energía eólica, precio de los derechos de emisión de carbono y emisiones de CO₂: evidencia de Irlanda. *Energy Policy*.
- Foster, P. e. (2007). Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing. *The Physical Science Basics*, 211-216.
- García Carpio, R., Dammert Lira, A., & Molinelli Aristondo, F. (2008). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*.
- García Howell, D. (2011). *Evaluación del uso de diferentes metodologías para el cálculo del factor de emisión de gases de efecto invernadero del SEIN para su aplicación en proyectos de reducción de carbono en proyectos de hidroeléctricos de pequeña escala*. Lima.
- García, G. (2013). *Huella de Carbono*.

- Hernández R, Fernández, C., & Baptista, M. (2014). *Metodología de la investigación* (Sexta ed.). México., México D.F., México: McGraw-Hill.
- Higgins, P. (2014). Impacto del error de pronóstico de energía eólica marina en un mercado de electricidad con restricciones de carbono. *Energy*, 1-11.
- IPCC. (2014). Cambio climático 2014 "Informe de Síntesis".
- IPCC. (2001). *Tercer informe de evaluación Cambio Climático 2001. La Base científica. Resumen para responsables de políticas y resumen técnicos.* Shanghai, China.
- IPCC. (2007). *Informe de Síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II Y III al cuarto Informe de evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.* Ginebra.
- Kiely, G. (1999). Fundamentos, entornos, tecnologías y sistemas de gestión. *II*, 453-489.
- Lenin, H., & Oscullo, J. (2016). Factor Anual de Emisión de CO₂ Producido por el Parque Generador del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, Mediante la Aplicación de la Metodología de la Convención Marco sobre el Cambio Climático UNFCCC, para el Periodo 2009-2014. *Revista Politécnica.*
- Li, J. (2020). Investigación sobre el beneficio de reducción de emisiones de carbono del proyecto de energía eólica basada en la teoría de evaluación del ciclo de vida. *Renewable Energy*, 456-468.
- Lira, A. D. (s.f.). *Generación eléctrica con energías renovables no convencionales: el mecanismo de subastas.*

- MINAM. (2019). *Reglamento de la Ley N° 30754, Ley Marco sobre Cambio Climático.*
- MINEM. (2012). Electricity subsector-promotion document 2012.
- MINEM. (2014). Anuario ejecutivo de electricidad 2013.
- MINEM. (2018). *Boletín Mensual de Energías Renovables.*
- Minem, M. d. (2017). *Balance Nacional de Energía.* Lima.
- Noura, Y. (2013). Una proyección del consumo de energía y las emisiones de dióxido de carbono en el sector de la electricidad para Arabia Saudita: el caso de la captura y almacenamiento de carbono y la energía solar fotovoltaica. *Energy Policy*, 681-695.
- Olivieri, L. (2020). Contribución de la generación distribuida fotovoltaica a la transición hacia un suministro libre de emisiones al campus universitario: técnico,viabilidad económica y reducción de emisiones de carbono en la Universidad Politécnica de Madrid. *Renewable Energy* 162, 1703-1714.
- Osinergmin. (2016). *La Industria de la Electricidad en el Perú:25 años de aportes al crecimiento del país.* Lima.
- Osinergmin. (2017). *La Industria de la Energía Renovable en el Perú: 10 años de Contribución a la Mitigación al Cambio Climático.*
- Osinergmin. (2019). *Energías Renovables:Experiencia y Perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética.*
- Osinergmin, O. S. (2011). *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano.*

- Perú, R. d. (2015). Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional de La República del Perú. 12. Perú.
- Protocolo de Kyoto. (1997). Kyoto, Japón.
- Ramírez-Osinergmin, R. M. (2011). PERÚ: SUBASTA DE ENERGÍAS RENOVABLES.
- Ren, F.-r. (2020). Análisis de la contribución y la eficiencia de la reducción de las emisiones de CO₂ de la industria solar fotovoltaica de China: basado en la perspectiva Input-Output. *Energy*, 117493.
- Ruiz, A. (2010). *Economía de la Regulación de la Actividad de Generación y Mercado Mayorista*. Montevideo, Uruguay.
- Song, Y. (2020). Vinculación del mercado del carbono y el mercado de la electricidad para promover la paridad de red de la electricidad fotovoltaica en China. *Energy*.
- Vithayasrichareon, P., & MacGill, I. F. (2013). Evaluación del valor de la generación eólica en futuras industrias eléctricas con limitaciones de carbono. *Energy Policy*, 400-412.
- Wang, M. (2018). Potencial de reducción de emisiones de carbono y viabilidad financiera de generación de energía fotovoltaica en tejados urbanos en Beijing. *Journal of Cleaner Production* 203, 1119-1131.
- Xie, J.-b. (2020). Evaluaciones de huella de carbono y análisis energético de tres parques eólicos. *Journal of Cleaner Production*.

ANEXOS

Anexo 1: Mapa de Irradiancia Solar promedio anual

Anexo 2: Mapa Eólico-Viento Medio a 50m

Anexo 3: Mapa Eólico-Viento Medio a 80m

Anexo 4: Mapa Eólico-Viento Medio a 100m

Anexo 5: Resultados de la Primera Subasta RER

Anexo 6: Resultados de la Segunda Subasta RER

Anexo 7: Resultados de la Tercera Subasta RER

Anexo 8: Resultados de la Cuarta Subasta RER

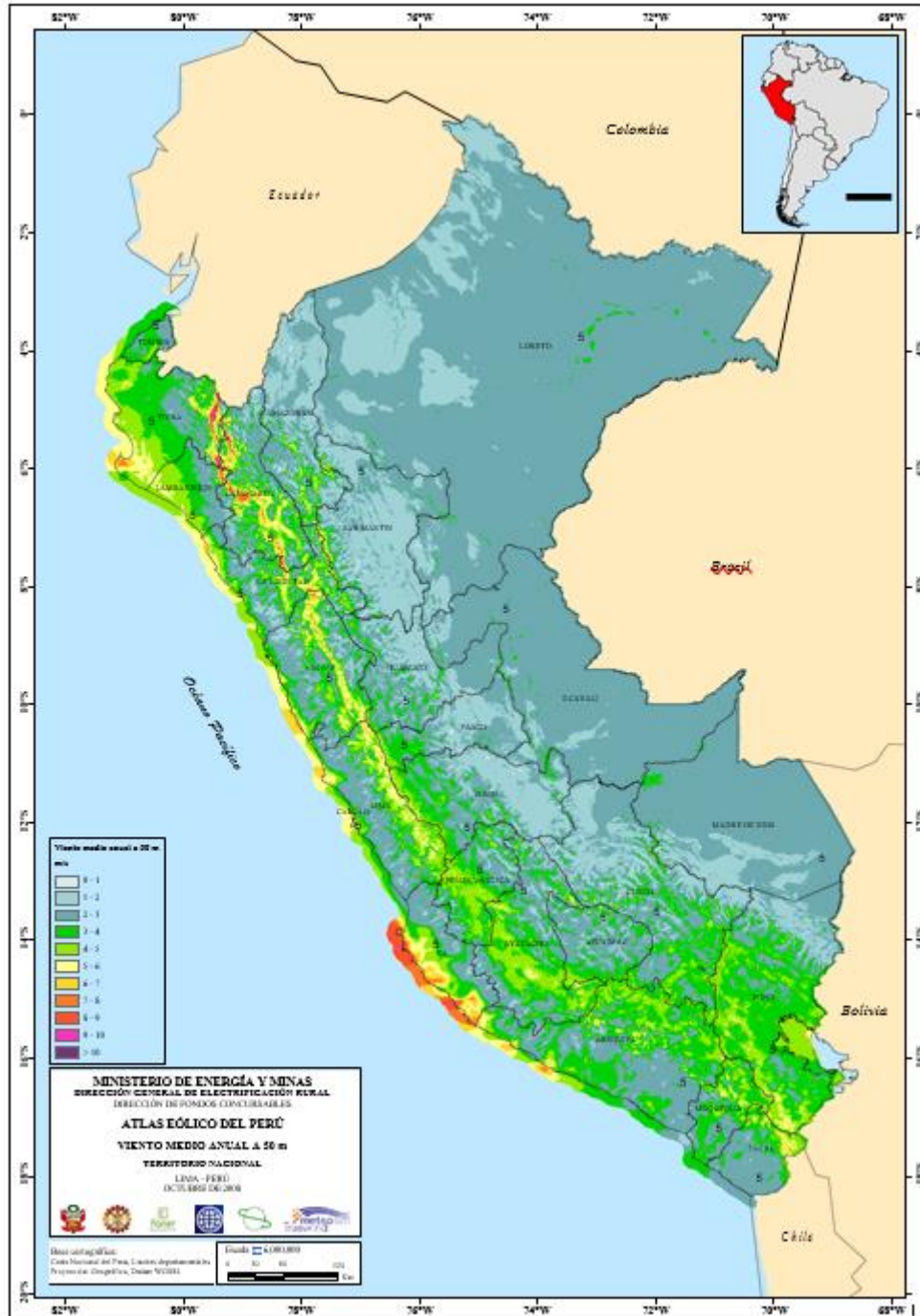
Anexo 1

Mapa de Irradiancia Solar promedio anual



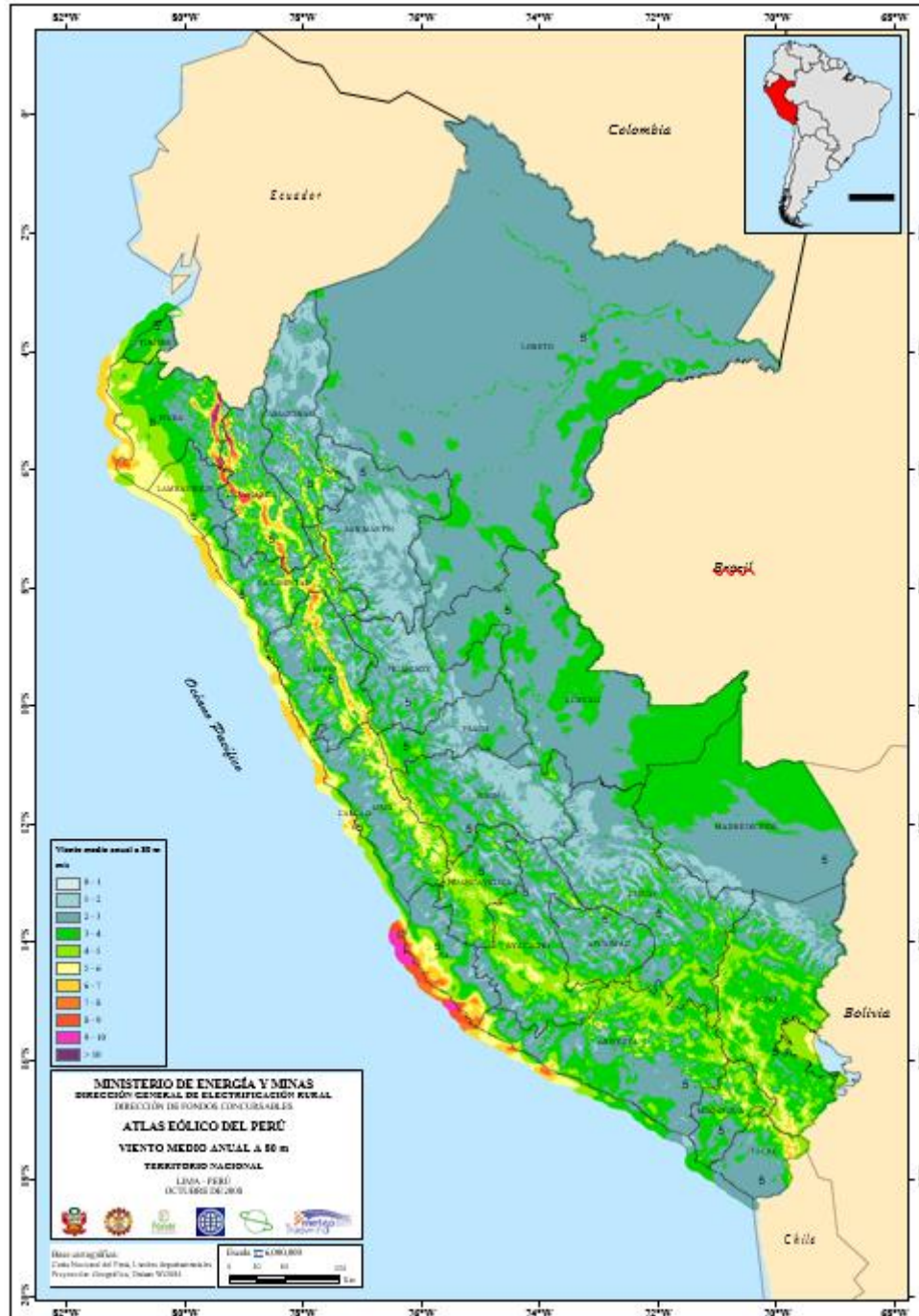
Anexo 2

Mapa Eólico-Viento Medio a 50m



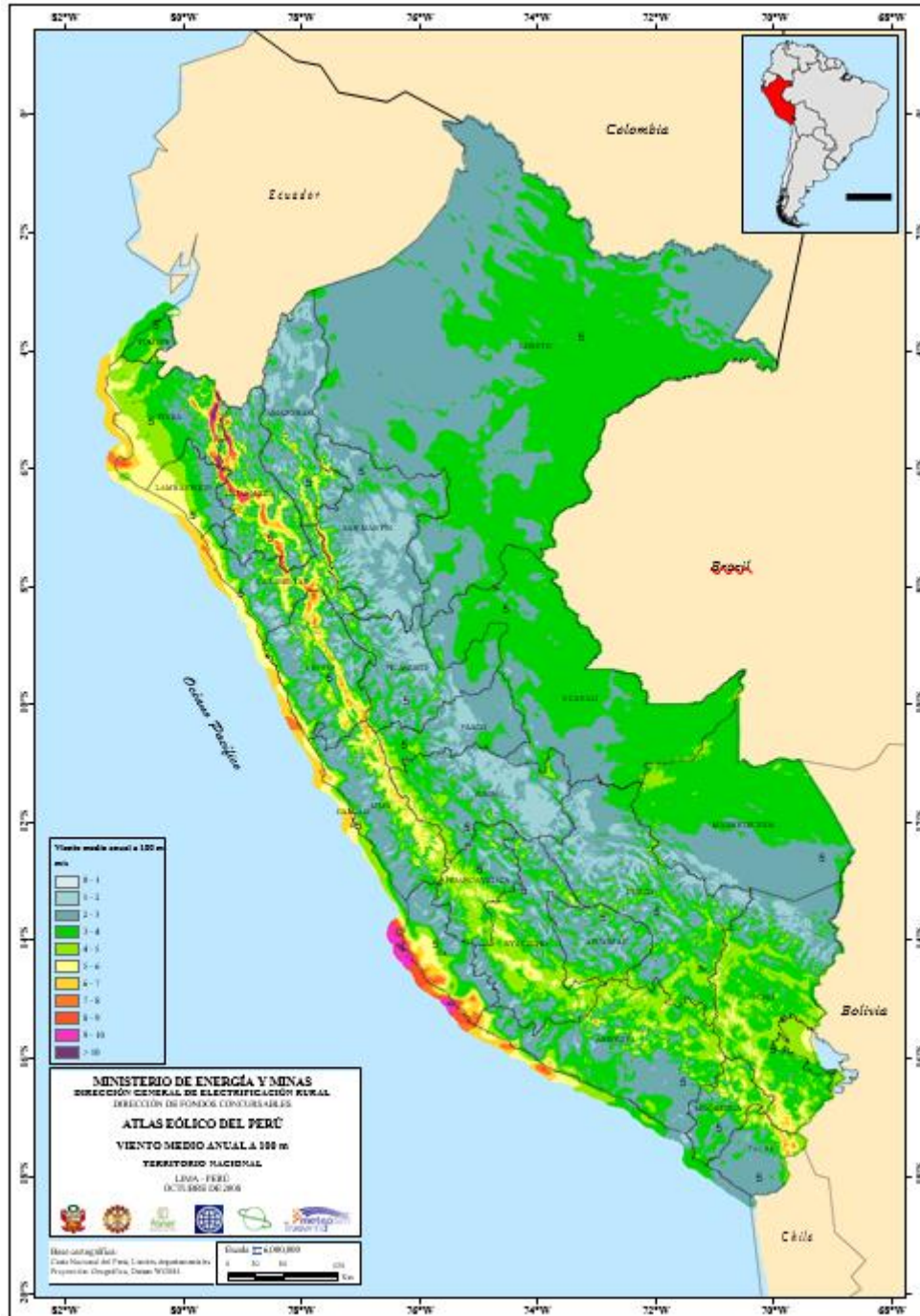
Anexo 3

Mapa Eólico-Viento Medio a 80m



Anexo 4

Mapa Eólico-Viento Medio a 100m



Anexo 5

Resultados de la Primera Subasta RER

ANEXO 1: POSTORES DE LA SUBASTA DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

Tecnología	Postor	Proyecto	Punto de Suministro	Precio Ofertado (Cv US\$/kWh)	Potencia a Instalar (MW)	Factor de planta (%)	Energía Ofertada (GWh/año)	% min Energía Adjudicación Parcial	Fecha de Puesta en operación comercial	Garantía de Seriedad de Oferta (US\$)	Documento de No Objeción
Biomasa	Petramas S.A.C.	Huaycoloro	Cajamarquilla 220 kV	11,000	4,400	73,000%	28,295		01/07/2011	68 000,00	NO
Biomasa	Agro Industrial Paramonga S.A.A.	Central de Cogeneración Paramonga I	Paramonga Existente 138 kV	5,200	23,000	57,000%	115,000		31/03/2010	470 000,00	NO
Eólica	Andina Energías Renovables E.I.R.L.	Central Eólica Cañón Charcani	Santuario 138 kV	12,710	15,000	77,120%	88 891 074,190	80,000%	01/07/2011	0,00	NO
Eólica	Consorcio "Cobra Perú S.A. / Perú Energía Renovable S.A."	Marcona	Marcona 220 kV	6,552	32,000	52,930%	148,378		01/12/2012	650 000,00	NO
Eólica	Eólica Troy S.A.C.	Yauca Norte	Marcona 220 kV	122,000	18,000	30,000%	47,304		31/12/2012	350 000,00	NO
Eólica	Consorcio "Cobra Perú S.A. / Perú Energía Renovable S.A."	Talara	Talara 220 kV	9,870	14,400	45,130%	56,938		01/12/2012	304 000,00	NO
Eólica	Energía Eólica S.A.	Central Eólica Talara	Talara 220 kV	8,700	30,000	46,000%	119,673		29/06/2012	600 000,00	SI
Eólica	Energía Eólica S.A.	Central Eólica Cupisnique	Guadalupe 220 kV	8,600	80,000	43,000%	302,952	75,000%	29/06/2012	1 600 000,00	SI
Solar	Wind & Alternative Energy - W/AE	Plan Solar Piura	Piura Oeste 220 kV	29,500	1,000	24,000%	2,100	50,000%	30/06/2012	20 000,00	NO
Solar	Consorcio Panamericana Solar 20TS (Grupo T-Solar Global, S.A. / Solarpac Corporación Tecnología, S.L.)	Panamericana Solar 20TS	Ilo ELP 138 kV	21,500	20,000	28,900%	50,676		30/06/2012	400 000,00	NO
Solar	Grupo T-Solar Global, S.A.	Majes Solar 20T	Repartición 138 kV	22,250	20,000	21,500%	37,630		30/06/2012	400 000,00	NO
Solar	Consorcio Tacna Solar 20TS (Grupo T-Solar Global, S.A. / Solarpac Corporación Tecnología, S.L.)	Tacna Solar 20TS	Tacna (Los Héroes) 66 kV	22,500	20,000	26,900%	47,196		30/06/2012	400 000,00	NO
Solar	Energía Alternativa Solar S.A.	Central Solar Fotovoltaica Arequipa	Arequipa 138 kV	35,000	20,000	20,550%	36,000		29/06/2012	400 000,00	NO
Solar	Grupo T-Solar Global, S.A.	Repartición Solar 20T	Repartición 138 kV	22,300	20,000	21,400%	37,440		30/06/2012	400 000,00	NO
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	Central Hidroeléctrica Santa Cruz I	Huallanca 138 kV	5,500	6,000	65,000%	20,500	75,000%	29/05/2009	120 000,00	NO
Hidroeléctrica	Consorcio "Energoret Ingenieros Consultores E.I.R.L. / Manufacturas Industriales Mendoza S.A."	Central Hidroeléctrica Shima	Tocache 138 kV	6,400	5,000	75,000%	32,922		30/09/2012	100 000,00	NO
Hidroeléctrica	Generadora de Energía del Perú S.A.	Central Hidroeléctrica Angel III	San Gaban 138 kV	5,999	19,950	75,000%	131,045		31/12/2012	400 000,00	NO
Hidroeléctrica	Generadora de Energía del Perú S.A.	Central Hidroeléctrica La Joya	Repartición 138 kV	5,995	9,600	65,000%	54,662		01/10/2009	192 000,00	NO
Hidroeléctrica	Generadora de Energía del Perú S.A.	Central Hidroeléctrica Angel II	San Gaban 138 kV	5,998	19,950	75,000%	131,045		31/12/2012	400 000,00	NO
Hidroeléctrica	Generadora de Energía del Perú S.A.	Central Hidroeléctrica Angel I	San Gaban 138 kV	5,997	19,950	75,000%	131,045		31/12/2012	400 000,00	NO
Hidroeléctrica	Eléctrica Yanapampa S.A.C.	Central Hidroeléctrica Yanapampa	Paramonga Nueva 138 kV	5,600	4,128	77,430%	28,000		01/12/2012	82 560,00	NO
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	Central Hidroeléctrica Huasahuasi II	Caripa 138 kV	5,700	8,000	70,500%	42,500	75,000%	01/04/2012	160 000,00	NO
Hidroeléctrica	Maja Energía S.A.C.	Central Hidroeléctrica Roncador	Paramonga Nueva 220 kV	5,985	3,800	88,890%	28,120	25,000%	01/12/2010	76 000,00	NO
Hidroeléctrica	Duke Energy Egenor S. en C. por A.	Central Caña Brava	Carhuaqueiro 220 kV	7,000	6,000	41,000%	21,500	50,000%	19/02/2009	120 000,00	NO
Hidroeléctrica	Duke Energy Egenor S. en C. por A.	Central Carhuaqueiro IV	Carhuaqueiro 220 kV	7,000	10,000	76,000%	66,500	50,000%	22/05/2008	200 000,00	NO
Hidroeléctrica	Sindicato Energético S.A. (SINERSA)	Central Hidroeléctrica Poechos 2	Piura Oeste 220 kV	5,950	10,000	75,000%	50,000		27/05/2009	200 000,00	NO
Hidroeléctrica	Sindicato Energético S.A. (SINERSA)	Central Hidroeléctrica Chancay	Zapallal 220 kV	5,850	19,200	85,000%	143,000		31/12/2012	390 000,00	NO
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	Central Hidroeléctrica Huasahuasi I	Caripa 138 kV	5,800	7,860	70,000%	42,500	75,000%	01/10/2012	160 000,00	NO
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	Central Hidroeléctrica Santa Cruz II	Huallanca 138 kV	5,900	6,500	66,000%	33,000	75,000%	01/07/2010	140 000,00	NO
Hidroeléctrica	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	Central Hidroeléctrica Pumamarca	Paramonga Nueva 220 kV	6,000	1,800	71,300%	9,000	75,000%	01/07/2011	36 000,00	NO
Hidroeléctrica	Hidrocañete S.A.	Central Hidroeléctrica Nuevo Imperial	Cantera 220 kV	5,599	3,970	81,340%	25,000		01/05/2012	85 000,00	NO

ANEXO 2: ADJUDICATARIOS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR

Tecnología	Postor	Proyecto	Punto de Suministro	Precio Ofertado (Ctv US\$/kWh)	Potencia a instalar (MW)	Factor de planta (%)	Energía Ofertada (GWh/año)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% min Energía Adjudicación Parcial	Fecha de Puesta en operación comercial	Condición
Biomasa	Agro Industrial Paramonga S.A.A.	Central de Cogeneración Paramonga I	Paramonga Existente 138 kV	5,200	23,000	57,000%	115,000	115,000		31/03/2010	Adjudicado en 1° Ronda
Biomasa	Petramas S.A.C.	Huaycoloro	Cajamarquilla 220 kV	11,000	4,400	73,000%	28,295	28,295		01/07/2011	Adjudicado en 1° Ronda
Eólica	Consorcio "Cobra Perú S.A. / Perú Energía Renovable S.A."	Marcona	Marcona 220 kV	6,552	32,000	52,930%	148,378	148,378		01/12/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Eólica	Energía Eólica S.A.	Central Eólica Talara	Talara 220 kV	8,700	30,000	46,000%	119,673	119,673		29/06/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Solar	Consorcio Panamericana Solar 20TS (Grupo T-Solar Global, S.A. / Solarpack Corporación Tecnología, S.L.)	Panamericana Solar 20TS	Ilo ELP 138 kV	21,500	20,000	28,900%	50,676	50,676		30/06/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Solar	Grupo T-Solar Global, S.A.	Majes Solar 20T	Repartición 138 kV	22,250	20,000	21,500%	37,630	37,630		30/06/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Solar	Grupo T-Solar Global, S.A.	Repartición Solar 20T	Repartición 138 kV	22,300	20,000	21,400%	37,440	37,440		30/06/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Solar	Consorcio Tacna Solar 20TS (Grupo T-Solar Global, S.A. / Solarpack Corporación Tecnología, S.L.)	Tacna Solar 20TS	Tacna (Los Héroes) 66 kV	22,500	20,000	26,900%	47,196	47,196		30/06/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Eólica	Energía Eólica S.A.	Central Eólica Cupisnique	Guadalupe 220 kV	8,500	80,000	43,000%	302,952	302,952	75,000%	29/06/2012	Adjudicado en 2° Ronda

4

ANEXO 3: ADJUDICATARIOS HIDROELÉCTRICAS

Postor	Proyecto	Punto de Suministro	Precio Ofertado (Ctv US\$/kWh)	Potencia a instalar (MW)	Factor de planta (%)	Energía Ofertada (GWh/año)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% mín Energía Adjudicación Parcial	Fecha de Puesta en operación comercial	Condición
Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	Central Hidroeléctrica Santa Cruz II	Huallanca 138 kV	5,500	6,500	66,000%	33,000	33,000	75,000%	01/07/2010	Adjudicado
Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	Central Hidroeléctrica Santa Cruz I	Huallanca 138 kV	5,500	6,000	65,000%	29,500	29,500	75,000%	29/05/2009	Adjudicado
Hidrocañete S.A.	Central Hidroeléctrica Nuevo Imperial	Cantera 220 kV	5,599	3,970	81,340%	25,000	25,000		01/05/2012	Adjudicado
Eléctrica Yanapampa S.A.C.	Central Hidroeléctrica Yanapampa	Paramonga Nueva 138 kV	5,600	4,128	77,430%	28,000	28,000		01/12/2012	Adjudicado
Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	Central Hidroeléctrica Huasahuasi II	Caripa 138 kV	5,700	8,000	70,500%	42,500	42,500	75,000%	01/04/2012	Adjudicado
Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	Central Hidroeléctrica Huasahuasi I	Caripa 138 kV	5,800	7,860	70,000%	42,500	42,500	75,000%	01/10/2012	Adjudicado
Sindicato Energético S.A. (SINERSA)	Central Hidroeléctrica Chancay	Zapallal 220 kV	5,850	19,200	85,000%	143,000	143,000		31/12/2012	Adjudicado
Sindicato Energético S.A. (SINERSA)	Central Hidroeléctrica Poechos 2	Piura Oeste 220 kV	5,950	10,000	75,000%	50,000	50,000		27/05/2009	Adjudicado
Maja Energía S.A.C.	Central Hidroeléctrica Roncador	Paramonga Nueva 220 kV	5,985	3,800	88,890%	28,120	28,120	25,000%	01/12/2010	Adjudicado
Generadora de Energía del Perú S.A.	Central Hidroeléctrica La Joya	Repartición 138 kV	5,995	9,600	65,000%	54,662	54,662		01/10/2009	Adjudicado
Generadora de Energía del Perú S.A.	Central Hidroeléctrica Angel I	San Gaban 138 kV	5,997	19,950	75,000%	131,045	131,045		31/12/2012	Adjudicado
Generadora de Energía del Perú S.A.	Central Hidroeléctrica Angel II	San Gaban 138 kV	5,998	19,950	75,000%	131,045	131,045		31/12/2012	Adjudicado
Generadora de Energía del Perú S.A.	Central Hidroeléctrica Angel III	San Gaban 138 kV	5,999	19,950	75,000%	131,045	131,045		31/12/2012	Adjudicado
Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	Central Hidroeléctrica Purmacana	Paramonga Nueva 220 kV	6,000	1,800	71,300%	9,000	9,000	75,000%	01/07/2011	Adjudicado
Consorcio "Energoret Ingenieros Consultores E.I.R.L. / Manufacturas Industriales Mendoza S.A."	Central Hidroeléctrica Shima	Tocache 138 kV	6,400	5,000	75,000%	32,922	32,922		30/09/2012	Adjudicado
Duke Energy Egenor S. en C. por A.	Central Carhuaquero IV	Carhuaquero 220 kV	7,000	10,000	76,000%	66,500	66,500	50,000%	22/05/2008	Adjudicado
Duke Energy Egenor S. en C. por A.	Central Caña Brava	Carhuaquero 220 kV	7,000	6,000	41,000%	21,500	21,500	50,000%	19/02/2009	Adjudicado

3

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

ANEXO 4: ADJUDICATORIOS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR

Tecnología	Postor	Proyecto	Punto de Suministro	Precio Ofertado (Ctv US\$/kWh)	Potencia a instalar (MW)	Factor de planta (%)	Energía Ofertada (GWh/año)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% min Energía Adjudicación Parcial	Fecha de Puesta en operación comercial	Condición	Observación
Solar	Wind & Alternative Energy, - W&AE	Plan Solar Piura	Piura Oeste 220 kV	29,500	1,000	24,000%	2,100		50,000%	30/06/2012	Descartado	(A)
Solar	Energía Alternativa Solar S.A.	Central Solar Fotovoltaica Arequipa	Arequipa 138 kV	35,000	20,000	20,550%	36,000			29/06/2012	Descartado	(A)
Eólica	Andina Energías Renovables E.I.R.L.	Central Eólica Cañón Charcani	Santuario 138 kV	12,710	15,000	77,120%	88 891 074,190		80,000%	01/07/2011	Descartado	(C) (F)
Eólica	Eólica Troy S.A.C.	Yauca Norte	Marcona 220 kV	122,000	18,000	30,000%	47,304			31/12/2012	Descartado	(A)
Eólica	Consorcio "Cobra Perú S.A. / Perú Energía Renovable S.A."	Talara	Talara 220 kV	9,870	14,400	45,130%	56,938			01/12/2012	Descartado	(B)

[Handwritten signature]

- (A) Supera Precio Máximo
- (B) Supera Máxima Inyección de Potencia en la Barra
- (C) Barra no comprendida en cuadro del Anexo 8-1
- (D) Barra no comprendida en cuadro del Anexo 8-2
- (E) Supera Fecha Máxima de Puesta en Operación Comercial
- (F) Garantía de Seriedad de Oferta (No Equivalente)

[Handwritten signature]

3

 *Ministerio de Energía y Minas*


ANEXO 5: RESUMEN DE RESULTADOS


I.- RESULTADOS EN ENERGÍA:

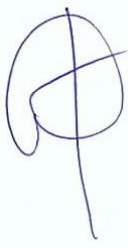
RESULTADOS	Biomasa	Eólica	Solar	Total
Precio Máximo (Ctv US\$/kWh)	12,00	11,00	26,90	
Energía Requerida (GWh/año)	813,00	320,00	181,00	1 314,00
Energía Adjudicada (GWh/año)	143,30	571,00	172,94	887,24
N° de Proyectos Propuestos	2	6	6	14
N° de Proyectos Adjudicados	2	3	4	9


II.- RESULTADOS EN POTENCIA

RESULTADOS	Hidroeléctrica
Precio Máximo (Ctv US\$/kWh)	7,40
Potencia Requerida (MW)	500,00
Potencia Adjudicada (MW)	161,71
N° de Proyectos Propuestos	17
N° de Proyectos Adjudicados	17









Anexo 6

Resultados de la Segunda Subasta RER

ANEXO 1: POSTORES DE LA SUBASTA DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Mónomó (US\$/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Factor de Planta (%)	Energía Ofertada Anual (GWh)	% min Energía Ajustación Parcial	Fecha de Puesta en Operación Comercial	Garantía de Seriedad de Oferta (US\$)	Documento de No Objeción
Biomasa Residuos Agroindustriales	MAPLE BIOCOMBUSTIBLE S.R.L.	Planta de Cogeneración de Maple Biocombustibles	Piura Oeste 220 kV	69,50	37,50	88,00%	227,76	77,00%	01/07/2012	750.000,00	NO
Biomasa Residuos Urbanos	CONSORCIO ENERGÍA LIMPIA	La Gringa V	Lima 220 kV	99,99	2,00	80,00%	14,02	50,00%	31/07/2014	40.000,00	NO
Eólica	CONSORCIO TRES HERMANAS	Parque Eólico Tres Hermanas	Marcona 220 kV	69,00	90,00	52,73%	415,76		31/12/2014	1.800.000,00	SI
Eólica	NORWIND S.A.C	Carro de Chocan	Piura Oeste 220 kV	79,90	60,00	51,20%	238,68		31/12/2014	1.200.000,00	SI
Eólica	GENERADORA EOLICA INKA II S.A.	PE Inka-II	Guadalupe 220 kV	73,00	34,20	46,30%	131,92	25,00%	31/12/2014	684.000,00	NO
Eólica	GENERADORA EOLICA INKA I S.A.	PE Inka I-A	Talara 220 kV	69,50	32,00	47,50%	128,16	50,00%	31/12/2014	640.000,00	NO
Eólica	ENERGIA RENOVABLE DEL NORTE S.A.	Talara II	Talara 220 kV	91,60	39,00	40,41%	138,06	94,26%	31/03/2014	780.000,00	SI
Eólica	ENERGIA RENOVABLE DEL CENTRO S.A.	San Juan de Marcona	Marcona 220 kV	76,90	78,00	43,74%	298,87		31/03/2014	1.560.000,00	SI
Solar	GRUPO T SOLAR GLOBAL S.A.	TSOLAR LA JOYA 20	Repartición 138 kV	190,00	20,00	21,40%	37,50	50,00%	31/03/2014	400.000,00	NO
Solar	SUNEDISON	Perú Monquegua Solar 1	Montalvo 138 kV	139,07	17,80	28,99%	43,00		30/12/2014	360.000,00	NO
Solar	SOLARPARK CORPORACION TECNOLOGICA S.L.	MOQUEGUA FV	Ilo ELP 138 kV	119,90	16,00	30,50%	43,00	50,00%	31/12/2014	320.000,00	NO
Solar	SOLARIG N-GAGE S.A.	Planta Solar Fotovoltaica Repartición I	Repartición 138 kV	169,45	20,00	22,00%	43,00	60,00%	31/12/2014	400.000,00	NO
Solar	CONSORCIO CELEO-INTEC	Marcona Fotovoltaica del Perú	Marcona 220 kV	297,00	20,00	21,93%	38,42		31/12/2014	400.000,00	NO
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 4	Montalvo 138 kV	209,37	3,02	25,00%	6,57		30/12/2014	60.420,00	NO
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 3	Montalvo 138 kV	208,43	3,02	25,00%	6,57		30/12/2014	60.420,00	NO
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 2	Montalvo 138 kV	207,48	3,02	25,00%	6,57		30/12/2014	60.420,00	NO
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 1	Montalvo 138 kV	206,54	3,02	25,00%	6,57		30/12/2014	60.416,00	NO
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 5	Montalvo 138 kV	210,42	3,02	25,00%	6,57		30/12/2014	60.420,00	NO
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 6	Montalvo 138 kV	210,53	3,02	25,00%	6,57		30/12/2014	60.420,00	NO
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 7	Montalvo 138 kV	210,95	3,02	25,00%	6,57		30/12/2014	60.420,00	NO
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 8	Montalvo 138 kV	210,95	3,02	25,00%	6,57		30/12/2014	60.420,00	NO
Hidroeléctrica	VELCAN ENERGY PERU S.A.C.	Central Hidroeléctrica Llaucano	Cajamarca 220 kV	62,50	15,00	70,00%	78,84		31/12/2014	300.000,00	NO
Hidroeléctrica	RENOVABLES DE LOS ANDES SAC	RenovAndes H1	Condorcocha 44 kV	53,89	19,99	90,00%	150,00		31/12/2014	399.800,00	NO
Hidroeléctrica	PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGIA RENOVABLES S.A.	Central Hidroeléctrica Mantá	Huallanca 138 kV	52,00	19,78	73,58%	127,50		31/05/2013	395.600,00	NO
Hidroeléctrica	MPJ CONSULTING S.A.C.	C.H Campanayococ	Mantaro 220 kV	58,40	3,40	85,00%	25,32		31/12/2014	68.000,00	NO
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	Central Hidroeléctrica Santa Cruz III	Huallanca 138 kV	59,50	3,00	63,50%	16,00		31/12/2013	60.000,00	NO
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA LANGUI S.A.	Langui II	Combapata 138 kV	61,00	2,90	72,30%	15,70		31/12/2013	58.000,00	NO
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA JUNIN SAC	Central Hidroeléctrica Runatullu II	Huayucachi 220 kV	56,45	19,10	70,00%	95,00		15/12/2014	400.000,00	NO
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA JUNIN SAC	CENTRAL HIDROELECTRICA RUNATULLU III	Huayucachi 220 kV	56,45	20,00	80,00%	120,00		15/12/2014	400.000,00	NO
Hidroeléctrica	ARSAC CONTRATISTAS GENERALES	CH Huatziroki I	Condorcocha 44 kV	47,60	11,08	75,00%	72,27	50,00%	31/12/2014	225.000,00	NO
Hidroeléctrica	ALUZ CAO PERU S.A.C.	SAN LORENZO	Carhuapuro 138 kV	69,50	8,00	72,00%	42,00		31/12/2014	160.000,00	NO
Hidroeléctrica	ALDANA CONTRATISTAS GENERALES S.A.C.	CH CANCHAYLLO	Oroya Nueva 50 kV	47,40	3,73	77,00%	25,16	50,00%	31/12/2014	75.000,00	NO
Hidroeléctrica	EMP. DE GENER. HIDROELECTRICA DE CHANCAY SAC	Minicentral Hidroeléctrica Patapo	Chiclayo Oeste 220 kV	59,50	1,00	75,00%	7,00		28/02/2013	20.000,00	NO
Hidroeléctrica	AGUAS Y ENERGIA PERU SA	CH PIAS I	Huallanca 138 kV	56,99	12,60	85,00%	72,00	50,00%	01/10/2011	252.000,00	NO
Hidroeléctrica	ANDES GENERATING CORPORATION S.A.C. - ANCORP	8 de agosto	Tingo Maria 138 kV	53,90	19,00	90,00%	140,00		30/12/2014	380.000,00	NO
Hidroeléctrica	ANDES GENERATING CORPORATION S.A.C. - ANCORP	El Carmen	Tingo Maria 138 kV	55,90	8,40	76,60%	45,00		30/12/2014	180.000,00	NO
Hidroeléctrica	CONSORCIO ELECTRICO DE VILACURU S.A.C.	COELVIDRO I	Huacho 220 kV	58,99	1,60	89,50%	12,17	80,00%	01/06/2012	32.000,00	NO



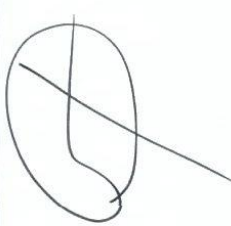
[Handwritten signature]


[Handwritten signature]
 NOTARIA DE LIMA

[Handwritten signature]
 Ruth Mercedes Ramos Rivas
 NOTARIA DE LIMA

ANEXO 2: ADJUDICATARIOS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (US\$/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Factor de Planta (%)	Energía Ofertada Anual (GWh)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% mín Energía Adjudicación Parcial	Fecha de Puesta en Operación Comercial	Condición
Biomasa Residuos Urbanos	CONSORCIO ENERGÍA LIMPIA	La Gringa V	Lima 220 kV	99,99	2,00	80,00%	14,02	14,02	50,00%	31/07/2014	Adjudicado
Eólica	CONSORCIO TRES HERMANAS SOLARPARCK	Parque Eólico Tres Hermanas	Marcona 220 kV	69,00	90,00	52,73%	415,76	415,76		31/12/2014	Adjudicado
Solar	CORPORACION TECNOLOGICA S.L.	MOQUEGUA FV	Ilo ELP 138 kV	119,90	16,00	30,50%	43,00	43,00	50,00%	31/12/2014	Adjudicado



ANEXO 3: ADJUDICATARIOS HIDROELÉCTRICAS

Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (US\$/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Factor de Planta (%)	Energía Ofertada Anual (GWh)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% min Energía Adjudicación Parcial	Fecha de Puesta en Operación Comercial	Condición
ALDANA CONTRATISTAS GENERALES S.A.C.	CH CANCHAYLLO	Oroya Nueva 50 kV	47,40	3,73	77,00%	25,16	25,16	50,00%	31/12/2014	Adjudicado
ARSAC CONTRATISTAS GENERALES	CH Huatziroki I	Condorcocha 44 kV	47,60	11,08	75,00%	72,27	72,27	50,00%	31/12/2014	Adjudicado
PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGIA RENOVABLES S.A.	Central Hidroeléctrica Mantá	Huallanca 138 kV	52,00	19,78	73,58%	127,50	127,50		31/05/2013	Adjudicado
RENOVABLES DE LOS ANDES SAC	RenovAndes H1	Condorcocha 44 kV	53,89	19,99	90,00%	150,00	150,00		31/12/2014	Adjudicado
ANDES GENERATING CORPORATION S.A.C. - ANCORP	8 de agosto	Tingo María 138 kV	53,90	19,00	90,00%	140,00	140,00		30/12/2014	Adjudicado
ANDES GENERATING CORPORATION S.A.C. - ANCORP	El Carmen	Tingo María 138 kV	55,90	8,40	76,60%	45,00	45,00		30/12/2014	Adjudicado
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA JUNIN SAC	CENTRAL HIDROELECTRICA RUNATULLU III	Huayucachi 220 kV	56,45	20,00	80,00%	120,00	120,00		15/12/2014	Adjudicado

NOTARIA DE LIMA

ANEXO 4. NO ADJUDICATORIOS BIOMASA, EÓLICA, SOLAR E HIDROELECTRICAS

Tecnología	Proveedor	Proyecto	Berra de Océano	Precio Mecanico (US\$/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Factor de Planta (%)	Energía Disponible Anual (GWh)	Energía Asignada (GWh/año)	% de Energía Asignada Puntal	Condición	Observación
Biomasa Aprovechable	MAPLE BIOMCOMBUSTIBLE S.R.L.	Planta de Cogeneración de Madera Biomcombustible	Pura Ovale 220 IV	69,50	37,50	86,00%	227,76		77,00%	Descartado	(F)
Eólica	GENERADORA EOLICA INKA S.A.	PE Inka I-A Talara 220 IV	Talara 220 IV	69,50	32,00	47,50%	128,16		50,00%	Descartado	(A)
Eólica	GENERADORA EOLICA INKA S.A.	PE Inka II Guastupe 220 IV	Guastupe 220 IV	73,00	34,20	46,30%	131,92		25,00%	Descartado	(A)
Eólica	ENERGIA RENOVABLE DEL CENTRO S.A.	San Juan de Maricao	Maricao 220 IV	76,90	78,00	43,74%	298,87			Descartado	(A)
Eólica	NORWING S.A.C	Cerro de Chocay	Pura Ovale 220 IV	79,90	80,00	51,20%	238,88			Descartado	(A)
Eólica	ENERGIA RENOVABLE DEL NORTE S.A.	Talara II	Talara 220 IV	91,60	38,00	40,41%	138,06		94,26%	Descartado	(A)
Solar	SUNEDISON	Perú Monogigawatt Solar 1	Monalivo 138 IV	139,07	17,80	28,89%	43,00			Descartado	(A)
Solar	SOLARG NGAGE S.A	Planta Solar Fotovoltaica Repartición 138	Repartición 138 IV	169,45	20,00	22,00%	43,00		60,00%	Descartado	(A)
Solar	GRUPO TESLAR GLOBAL S.A.	Repartición 138	Repartición 138 IV	190,00	20,00	21,40%	37,50		50,00%	Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 1	Monalivo 138 IV	206,54	3,02	26,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 2	Monalivo 138 IV	207,48	3,02	26,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 3	Monalivo 138 IV	208,43	3,02	26,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 4	Monalivo 138 IV	209,37	3,02	26,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 5	Monalivo 138 IV	210,42	3,02	26,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 6	Monalivo 138 IV	210,63	3,02	26,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 7	Monalivo 138 IV	210,95	3,02	26,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO GREEN TECH PERU	Green-Tech 8	Monalivo 138 IV	210,95	3,02	26,00%	6,57			Descartado	(A)
Solar	CONSORCIO CELE-INTEC	Microcentral Fotovoltaica del Cerro de Chocay Central	Maricao 220 IV	297,00	20,00	21,93%	38,42			Descartado	(A)
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION ELECTROICA JUNIN SAC	Hidroeléctrica Ranabala II	Huaycachi 220 IV	56,45	19,10	70,00%	95,00			Descartado	(A)
Hidroeléctrica	AGUAS Y ENERGIA PERU SA	CH PAS 1	Huallanca 138 IV	56,99	12,80	86,00%	72,00		50,00%	Descartado	(A)
Hidroeléctrica	MPU CONSULTING S.A.C	CU Cambabazo	Manazo 220 IV	58,40	3,40	85,00%	25,32			Descartado	(A)
Hidroeléctrica	CONSORCIO ELECTROICO DE VILLAGURI S.A.C	COELVHUIROI Central	Huacho 220 IV	58,99	1,60	89,50%	12,17		80,00%	Descartado	(A)
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	Hidroeléctrica Santa Cruz III	Huallanca 138 IV	59,50	3,00	83,50%	16,00			Descartado	(A)
Hidroeléctrica	EMP DE GENER HIDROELECTRICA DE CHANCAV SAC	Chuslay Ovale 220 IV	Chuslay Ovale 220 IV	59,50	1,00	75,00%	7,00			Descartado	(A)
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA LANGUI S.A.	Langa II	Combapata 138 IV	61,00	2,90	72,50%	15,70			Descartado	(A)
Hidroeléctrica	VELCAN ENERGY PERU S.A.C	Central Hidroeléctrica Llobosco	Cajamarca 220 IV	62,50	15,00	70,00%	78,84			Descartado	(A)
Hidroeléctrica	ALUZCO PERU S.A.C	SAN LORENZO	Cajahuayo 138 IV	69,50	8,00	72,00%	42,00			Descartado	(A)

(A) Excede Energía Requerida y/o Capacidad Admisible de Potencia
 (B) Superar el Límite de Energía Admisible
 (C) Berra no comprendida en cuadro del Anexo 8.2
 (D) Berra no comprendida en cuadro del Anexo 8.2
 (E) Superar Fecha Máxima de Puesta en Operación Comercial
 (F) Superar Precio Máximo

Ruth Alejandra Ramos Rivas
 NOTARIA DE LIMA

[Signature]

[Signatures]

ANEXO 5: RESUMEN DE RESULTADOS

I.- ASIGNACIÓN DE LA ENERGÍA REQUERIDA:

RESULTADOS	Biomasa Residuos Agroindustriales	Biomasa Residuos Urbanos	Eólico	Solar	Total
Precio Máximo (US\$/MWh)	65,00	No Revelado	No Revelado	No Revelado	
Energía Requerida (GWh/año)	593,00	235,00	429,00	43,00	1.300,00
Energía Adjudicada (GWh/año)	0,00	14,02	415,76	43,00	472,78
N° de Proyectos Propuestos	1	1	6	13	21
N° de Proyectos Adjudicados	0	1	1	1	3

II.- ADICIONAL DE ENERGÍA EN PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

RESULTADOS	Hidroeléctrica
Precio Máximo (US\$/MWh)	No Revelado
Energía Requerida (GWh/año)	681,00
Energía Adjudicada (GWh/año)	679,93
N° de Proyectos Propuestos	16
N° de Proyectos Adjudicados	7

[Handwritten signatures and initials]

[Handwritten signature]

[Official stamp and signature]
 NOTARIA DE LIMA

Anexo 7

Resultados de la Tercera Subasta RER



ANEXO 1: POSTORES DE LA 3ª SUBASTA DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (US\$/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Factor de Planta (%)	Energía Ofertada Anual (GWh)	% min Energía Adjudicación Parcial	Garantía de Seriedad de Oferta (US\$)
Hidroeléctrica	NUEVA ESPERANZA ENERGY C.H. NUEVA ESPERAN	Tingo Maria 138 kv		54.87	9.34	0.68	0.05		467000
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS AI C.H. VELLILE	Cusco 138 kv		70.00	19.60	0.60	81.92		980000
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS AI C.H. HYDRIKA 6	Huallanca 138 kv		70.00	9.00	0.82	48.67	0.8	450000
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS AI C.H. HYDRIKA 3	Huallanca 138 kv		53.90	10.00	0.78	50.81	0.8	500000
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS AI C.H. HYDRIKA 1	Huallanca 138 kv		54.90	6.60	0.81	35.61	0.8	330000
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS AI C.H. HYDRIKA 2	Huallanca 138 kv		54.50	4.00	0.78	20.02	0.8	200000
Hidroeléctrica	EMPRESA ELECTRICA AGUA A C.H. Potoero	Cajamarca 220 kv		51.77	19.90	0.80	134.21	0.6	995000
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS AI C.H. HYDRIKA 5	Huallanca 138 kv		53.90	10.00	0.84	57.93	0.8	500000
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS AI C.H. HYDRIKA 4	Huallanca 138 kv		55.50	8.00	0.82	44.79	0.8	400000
Hidroeléctrica	HUALAJA POWER GROUP S.A. C.H. YARUCAYA	Huacho 220 kv		50.50	16.50	0.80	115.00	0.9	825000
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. SANTA LOREAZA	Huancayo 138 kv		64.80	18.70	0.87	140.00	0.75	950000
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. HUASICANCHA	Huayucachi 220 kv		58.89	6.25	0.70	36.41	0.5	312500
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA KARPA S.A. C.H. Karpa	Viscarra 220 kv		55.70	19.00	0.78	115.00		990000
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. Runatullo II	Huayucachi 220 kv		55.59	19.00	0.67	80.00	0.5	955000
Hidroeléctrica	HMV INGENIEROS LTDA SUCI C.H. Ayta	Mantaro 220 kv		75.00	20.00	0.78	145.00		1000000
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA LAGUNA AZ C.H. Laguna Azul	Callalli 138 kv		62.00	20.00	0.82	130.00	0.846	1000000
Hidroeléctrica	ANDEAN POWER S.A. C.H. CARHUAC	Callahuana 220 kv		54.80	15.80	0.71	97.00	0.75	790000
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. CHILCAY	Huayucachi 220 kv		57.53	12.01	0.70	69.96	0.5	609500
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. COLCA	Huayucachi 220 kv		56.89	12.05	0.70	70.20	0.5	602500
Hidroeléctrica	EGEJUNIN-TULUMAYO III SAC C.H. Tulumayo III	Huayucachi 220 kv		69.99	19.00	0.61	100.00		975000
Hidroeléctrica	ELECTRO ZAÑA S.A.C. C.H. Zaña 1	Chiclayo Oeste 220 kv		57.50	13.20	0.70	80.94		660000
Hidroeléctrica	NUEVA ESPERANZA ENERGY C.H. MUJCHCAPATA	Tingo Maria 138 kv		55.87	8.10	0.84	0.05		405000
Hidroeléctrica	NUEVA ESPERANZA ENERGY C.H. CHALUPYACU	Tingo Maria 138 kv		63.88	11.70	0.84	0.08		585000
Hidroeléctrica	CONSORCIO ELECTRICO DE V.C.H. COELVIDRO2	Huacho 220 kv		53.50	15.00	0.84	110.00	0.5	750000



ANEXO 2: RELACION DE POSTORES ADJUDICADOS

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (US\$/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Factor de Planta (%)	Energía Ofertada Anual (GWh)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% min Energía Adjudicación Parcial	Condición
Hidroeléctrica	HUALAJA POWER GROUP S.A. C.H. YARUCAYA	Huacho 220 kv		50.50	16.50	0.80	115.00	115.00	0.9	Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA ELECTRICA AGUA A C.H. Potoero	Cajamarca 220 kv		51.77	19.90	0.80	134.21	134.21	0.6	Adjudicado
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS AI C.H. HYDRIKA 5	Huallanca 138 kv		53.90	10.00	0.84	57.93	57.93	0.8	Adjudicado
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS AI C.H. HYDRIKA 3	Huallanca 138 kv		53.90	10.00	0.78	50.81	50.81	0.8	Adjudicado
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS AI C.H. HYDRIKA 2	Huallanca 138 kv		54.50	4.00	0.78	20.02	20.02	0.8	Adjudicado
Hidroeléctrica	ANDEAN POWER S.A. C.H. CARHUAC	Callahuana 220 kv		54.80	15.80	0.71	97.00	97.00	0.75	Adjudicado
Hidroeléctrica	NUEVA ESPERANZA ENERGY C.H. NUEVA ESPEI	Tingo Maria 138 kv		54.87	9.34	0.68	0.05	0.05		Adjudicado
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS AI C.H. HYDRIKA 1	Huallanca 138 kv		54.90	6.60	0.81	35.61	35.61	0.8	Adjudicado
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS AI C.H. HYDRIKA 4	Huallanca 138 kv		55.50	8.00	0.82	44.79	44.79	0.8	Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. Runatullo II	Huayucachi 220 kv		55.59	19.00	0.67	80.00	80.00	0.5	Adjudicado
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA KARPA S.A. C.H. Karpa	Viscarra 220 kv		55.70	19.00	0.78	115.00	115.00		Adjudicado
Hidroeléctrica	NUEVA ESPERANZA ENERGY C.H. MUJCHCAPATA	Tingo Maria 138 kv		55.87	8.10	0.84	0.05	0.05		Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. COLCA	Huayucachi 220 kv		56.89	12.05	0.70	70.20	70.20	0.5	Adjudicado
Hidroeléctrica	ELECTRO ZAÑA S.A.C. C.H. Zaña 1	Chiclayo Oeste 220 kv		57.50	13.20	0.70	80.94	80.94		Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. CHILCAY	Huayucachi 220 kv		57.53	12.01	0.70	69.96	69.96	0.5	Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. HUASICANCHA	Huayucachi 220 kv		58.89	6.25	0.70	36.41	36.41	0.5	Adjudicado
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA LAGUNA AZ C.H. Laguna Azul	Callalli 138 kv		62.00	20.00	0.82	130.00	130.00	0.846	Adjudicado
Hidroeléctrica	NUEVA ESPERANZA ENERGY C.H. CHALUPYACU	Tingo Maria 138 kv		63.88	11.70	0.84	0.08	0.08		Adjudicado
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION EI C.H. SANTA LOREI	Huancayo 138 kv		64.80	18.70	0.87	140.00	140.00	0.75	Adjudicado

ANEXO 3: RELACION DE POSTORES NO ADJUDICADOS

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (US\$/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Factor de Planta (%)	Energía Ofertada Anual (GWh)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% mín Energía Adjudicación Parcial	Condición	Observación
Hidroeléctrica	CONSORCIO ELECTRICO DE I.C.H. COELVHEDR	Huacho 220 kV		53.50	15.00	0.84	110.00		0.5	Descartado	(C)
Hidroeléctrica	EGEJUNIN-TULIMAYO III SAC C.H. Tulumayo III	Huaycachi 220 kV		69.99	19.00	0.61	100.00			No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS AI C.H. VELLILLE	Cusco 138 kV		70.00	19.60	0.60	81.92			No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	INTERNATIONAL BUSINESS AI C.H. HYDRICA 6	Hualanca 138 kV		70.00	9.00	0.82	48.67		0.8	No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	HMV INGENIEROS LTDA SUCL C.H. Ayna	Mantaro 220 kV		75.00	20.00	0.78	145.00			No Adjudicado	(A)

(A) Excede Energía Requerida
 (B) Barra no comprendida en cuadro del Anexo 8
 (C) Garantía de Seriedad de Oferta (No Equivalente)





ANEXO 4: RESUMEN DE RESULTADOS

I.- ADICIONAL DE ENERGÍA EN PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

RESULTADOS	Hidroeléctrica
Precio Máximo (US\$/MWh)	NO REVELADO
Energía Requerida (GWh/año)	1,300.00
Energía Adjudicada (GWh/año)	1,278.06
N° de Proyectos Propuestos	24
N° de Proyectos Adjudicados	19





ANEXO 5: FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE LA TARIFA DE ADJUDICACIÓN

La siguiente Fórmula de Actualización se aplicará anualmente cuando el Factor_e se incremente o disminuya en más de 5% respecto al valor del mismo factor empleado en la última actualización.

El factor de actualización será redondeado a cuatro (04) dígitos decimales.

La tarifa actualizada deberá ser redondeada a dos decimales antes de su utilización.

Fórmula de Actualización para la Tarifa de Adjudicación:

$$\text{Tarifa} = \text{Tarifa Adjudicación} * \text{Factor}_e$$

Donde:

$$\text{Factor}_e = \frac{IPP}{IPP_0}$$

IPP: Índice WPSOP3500 (Finished Goods Less Food and Energy), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica

IPP₀: IPP correspondiente a la Fecha Real de Puesta en Operación Comercial. El índice inicial será el último valor disponible en el mes de la Fecha Real de Puesta en Operación Comercial.

Anexo 8

Resultados de la Cuarta Subasta RER

Ruth Chusquis Ramos Pizarro
 NOTARIA DE I.T.M.A.

ANEXO 1.2: RELACION DE POSTORES ADJUDICADOS - PRIMERA RONDA
 (TECNOLOGÍAS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR)

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (USD/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Energía Ofertada Anual (GWh)	Energía Adjudicada (GWh/finde)	% mín Energía Adjudicación Parcelal	Condición
Biomasa Residuos Urb.Biogás	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGIA LIMPIA S.A.C.	CT. BIOMASA CALLAO	Ventanilla 220 kV	77.00	2.00	14.500	14.500		Adjudicado
Biomasa Residuos Urb.Biogás	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGIA LIMPIA S.A.C.	CT. BIOMASA HUAYCOLORO II	Santa Rosa 220 kV	77.00	2.00	14.500	14.500		Adjudicado
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Naasca	Poroma 220 kV	37.83	126.00	573.000	573.000	92.13%	Adjudicado
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Ruli	Montalvo 220 kV	47.98	144.48	415.000	415.000	95.90%	Adjudicado

[Handwritten signatures and initials]

Ruth Chusquis Ramos Pizarro
 NOTARIA DE I.T.M.A.

ANEXO 1.3: RELACION DE POSTORES NO ADJUDICADOS - PRIMERA RONDA
 (TECNOLOGÍAS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR)

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (USD/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Energía Ofertada Anual (GWh)	% mín Energía Adjudicación Parcelal	Condición	Observación
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Naasca 2	Poroma 220 kV	37.85	114.00	527.925	90.30%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Naasca 3	Poroma 220 kV	38.35	102.00	478.728	91.82%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Naasca 4	Poroma 220 kV	38.40	93.00	438.209	91.17%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Naasca 5	Poroma 220 kV	39.38	84.00	390.357	90.41%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENERSUR S.A.	Parque Eólico Twister	Poroma 220 kV	30.45	128.60	560.753		No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Naasca 6	Poroma 220 kV	40.15	75.00	361.066	89.42%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Naasca 7	Poroma 220 kV	40.99	66.00	322.880	87.08%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Naasca 8	Poroma 220 kV	41.98	57.00	281.173	86.19%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Naasca 10	Poroma 220 kV	43.77	51.00	253.599	89.37%	No Adjudicado	(A)
Eólica	GR PAÑO S.A.C.	Parque Eólico Huambos	Carhuazero 138 kV	46.79	18.00	84.600	40.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Rubi 2	Montalvo 220 kV	47.99	137.44	397.865	91.47%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Rubi 3	Montalvo 220 kV	48.00	123.34	364.049	91.40%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Rubi 4	Montalvo 220 kV	48.51	112.71	332.353	90.62%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Rubi 5	Montalvo 220 kV	48.02	102.20	301.838	91.67%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Rubi 6	Montalvo 220 kV	48.49	91.82	278.988	92.33%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENERSUR S.A.	ENE San José 5	San José 500 kV	48.50	120.00	311.546	67.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENERSUR S.A.	Milpampa	Mozquehue 138 kV	48.50	40.00	106.404		No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Rubi 7	Montalvo 220 kV	49.49	81.05	255.460	91.60%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Rubi 8	Montalvo 220 kV	49.99	74.00	234.222	90.00%	No Adjudicado	(A)
Eólica	GR TABUCA S.A.C.	Parque Eólico Duna	Carhuazero 220 kV	51.79	18.00	81.000	40.00%	No Adjudicado	(A)
Eólica	INVENERGY PERU WIND S.R.L.	Jose Quiñones	Rauco 220 kV	52.90	90.00	353.548	90.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	FOTONATO RENEABLE VENTURES B.V.	FVR Puro Hielos I	Tarma (Los Hielos) 220 kV	52.99	70.00	190.240	57.10%	No Adjudicado	(A)
Eólica	INVENERGY PERU WIND S.R.L.	Cerro Chocan	Plaza Oeste 220 kV	53.95	80.00	281.577	77.50%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.	Parque Eólico San Juan	Marcona 220 kV	54.67	99.00	402.338		No Adjudicado	(A)
Solar	ENERGY SUN I PERU S.A.C.	Energysun I Paris	Majes 138 kV	54.89	80.00	290.250		No Adjudicado	(A)
Eólica	CONSORCIO ALDEHERY - PETITMONT	CE La Inca	Parillas 220 kV	55.90	60.00	221.443	68.78%	No Adjudicado	(A)
Eólica	CONSORCIO TOROCCO NORTE	Parque Eólico Toroocco Norte	Marcona 220 kV	56.05	55.00	226.153		No Adjudicado	(A)
Eólica	CONSORCIO TOROCCO SUR	Parque Eólico Toroocco Sur	Marcona 220 kV	56.06	44.00	182.418		No Adjudicado	(A)
Eólica	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA MARCONA S.A	Pampa Caracoles IV	Poroma 220 kV	56.15	60.00	188.067		No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita	EI Pedregal 138 kV	56.16	67.72	198.572	90.90%	No Adjudicado	(A)
Solar	SOLARPOCK PERU S.A.C.	La Joya Solar	San José 500 kV	56.25	60.00	220.000	73.30%	No Adjudicado	(A)
Solar	GR CORTARRAMA S.A.C.	Parque Fotovoltaico Matarani	Repartición 138 kV	56.79	85.00	259.037	23.50%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita 2	EI Pedregal 138 kV	57.17	60.59	178.715	88.89%	No Adjudicado	(A)
Solar	HANWHA Q CELLS PERU S.A.C.	PV HCC 2	Majes 138 kV	58.87	40.00	112.040	50.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita 3	EI Pedregal 138 kV	58.91	53.46	150.858	86.47%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Naasca 11	Poroma 220 kV	59.00	45.00	225.725	87.16%	No Adjudicado	(A)
Solar	SOLARPOCK PERU S.A.C.	La Joya Solar II	San José 500 kV	59.25	40.00	110.000		No Adjudicado	(A)
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Rosario 3	Ite3 138 kV	59.46	40.00	119.860	50.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	HANWHA Q CELLS PERU S.A.C.	PV HCC 3	Tarma (Los Hielos) 220 kV	59.87	40.00	98.098	25.30%	No Adjudicado	(A)
Solar	CONSORCIO DE NUEVA ENERGIA SOLAR PERU	Nacacani	Poroma 220 kV	59.88	153.00	415.000	78.31%	No Adjudicado	(A)
Solar	CONSORCIO CONFORMADO POR CANADIAN SOLAR INC. Y RE CUEY HOLDINGS LLC	CS Sacaca	Repartición 138 kV	59.88	40.00	119.528	90.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	CONSORCIO LAS LUNAS	Central Solar Las Dunas	Ica 220 kV	59.90	150.00	395.781		No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita 4	EI Pedregal 138 kV	60.54	49.90	140.550	92.86%	No Adjudicado	(A)
Solar	IC POWER SOLUTIONS TERMINALS S.A.	IC Power Solar	Tarma (Los Hielos) 220 kV	60.58	33.00	106.529	78.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	INVENERGY CLEAN POWER DEVELOPMENT PERU S.R.L.	Puro	Plaza 138 kV	60.60	40.00	115.575	92.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Cerro Blanco Solar	Montalvo 500 kV	60.96	20.00	58.090	75.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita 5	EI Pedregal 138 kV	62.12	42.77	130.510	92.31%	No Adjudicado	(A)
Solar	HANWHA Q CELLS PERU S.A.C.	Central Solar LVR 1	Repartición 138 kV	62.87	20.00	56.217		No Adjudicado	(A)
Solar	CONSORCIO CHICHAN	CSF Continuo Chichan	San José 500 kV	62.98	100.00	298.634	60.00%	No Adjudicado	(A)

[Handwritten signatures and initials]

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monetario (USD/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Energía Ofertada Anual (GWh)	% min Energía Adjudicación Parcial	Condición	Observación
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Parque Eólico Mómpe 1	Chiclayo Oeste 220 KV	63.00	72.00	346.329	83.70%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Parque Eólico Mómpe 2	Chiclayo Oeste 220 KV	63.10	63.00	289.893	91.48%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Parque Eólico Mómpe 3	Chiclayo Oeste 220 KV	63.20	57.00	265.207	90.57%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Parque Eólico Mómpe 4	Chiclayo Oeste 220 KV	63.30	51.00	240.269	90.72%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Parque Eólico Mómpe 5	Chiclayo Oeste 220 KV	63.40	45.00	217.605	87.63%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 15	Poroma 220 KV	63.60	81.00	310.961	89.79%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 16	Poroma 220 KV	63.70	72.00	279.215	88.08%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita 6	El Pedregal 138 KV	63.76	36.20	120.470	92.80%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 17	Poroma 220 KV	63.80	63.00	245.924	86.24%	No Adjudicado	(A)
Solar	HANMWA Q CELLS PERU S.A.C.	PV H2C 4	Tacna (Los Héroes) 220 KV	63.87	30.00	73.665	50.00%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 18	Poroma 220 KV	63.90	54.00	212.094	84.02%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Majes Solar	Majes 138 KV	63.96	20.00	55.581	75.00%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 20	Poroma 220 KV	64.00	45.00	178.204	80.86%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 22	Poroma 220 KV	64.10	36.00	144.003	75.23%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 25	Poroma 220 KV	64.20	27.00	108.399	77.54%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 27	Poroma 220 KV	64.30	21.00	84.046	72.37%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 29	Poroma 220 KV	64.40	15.00	60.825	61.99%	No Adjudicado	(A)
Solar	ACCIONA ENERGIA GLOBAL SL	CSF Pichu Pichu	San José 500 KV	64.90	60.00	167.310	No Adjudicado	(A)	
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita 7	El Pedregal 138 KV	65.32	35.64	111.799	90.91%	No Adjudicado	(A)
Solar	CONSORCIO POWER PLANT (TRE BD S.A.C. Y SERVICIOS ESPECIALIZADOS Y LOGISTICA EN GENERAL)	TRE BD Talara	Talara 220 KV	66.88	20.00	47.300	Descartado	(C)	
Solar	INVENERGY CLEAN POWER DEVELOPMENT PERU S.R.L	Ayaviri	Ayaviri 138 KV	67.90	32.00	92.159	92.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	NEOEN S.A.S.	Parque Solar Pampa Baja	Majes 138 KV	67.91	60.00	165.888	93.33%	No Adjudicado	(A)
Solar	HIPERION SOLAR S.A.C.	Hiperion Solar	San José 500 KV	67.96	100.00	320.000	40.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Solar Santa Rita 8	El Pedregal 138 KV	67.98	32.08	101.634	90.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	CONSORCIO SOLITZ CORPORATION GRUPO T-SOLAR	Majes II	Majes 138 KV	71.70	20.00	52.263	No Adjudicado	(A)	
Solar	CONSORCIO SOLITZ CORPORATION GRUPO T-SOLAR	Repartición II	Repartición 138 KV	71.70	20.00	52.068	No Adjudicado	(A)	
Solar	CONSORCIO LA JOYA	Parque Fotovoltaico La Joya	Majes 138 KV	74.20	40.00	96.030	No Adjudicado	(A)	
Solar	LINDA ENERGY S.A.C.	Los Héroes	Tacna (Los Héroes) 220 KV	74.95	40.00	100.100	92.50%	Descartado	(C)
Solar	CONSORCIO INTORNO	Central Solar Intorino	Tacna (Los Héroes) 220 KV	74.98	20.00	47.450	No Adjudicado	(A)	
Solar	GAIA S3 SHIFT ENERGY S.A.C.	Inti Solar	Memoria 220 KV	76.00	100.00	171.991	20.00%	Descartado	(C)
Solar	ALFA CENTAURO I S.A.C.	Planta Fotovoltaica Santa Bertha	Toacache 138 KV	79.20	49.50	101.600	40.00%	Descartado	(C) (E)

- (A) Excede Energía Requerida
- (B) Barra no comprendida en el ANEXO 8.1 (Eólica y Solar) o ANEXO 8.2 (Biomasa) de las Bases Consolidadas
- (C) No Cumple con Garantía de Seriedad de Oferta
- (D) Potencia ofertada supera la inyección simple en Barra (aplica proyectos Eólica y Solar)

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



**ANEXO 1.4: RESUMEN DE RESULTADOS - PRIMERA RONDA
(TECNOLOGÍAS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR)**

	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

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



**ANEXO 2.1: POSTORES DE LA 4ta. SUBASTA DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD CON RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES - SEGUNDA RONDA
(TECNOLOGÍAS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR)**

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (USD/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Energía Ofertada Anual (GWh)	% min Energía Adjudicación Parcial
Eólica	INVENERGY PERU WIND S.R.L	José Quilones	Reque 220 kV	62.2	90.00	353.548	
Eólica	CONSORCIO TOROCCO NORTE	Parque Eólico Torocco Norte	Marcona 220 kV	53.5	55.00	228.153	
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 16	Poroma 220 kV	45.98	72.00	279.215	90.00%
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 20	Poroma 220 kV	45.99	45.00	178.204	90.00%
Eólica	CONSORCIO ALDENER - PETROMONT	CE La Brea	Paríñas 220 kV	53.88	60.00	221.443	68.76%
Eólica	GR TARUCA S.A.C.	Parque Eólico Duna	Carhuaquero 220 kV	37.79	18.00	81.000	40.00%
Eólica	GR PAINO S.A.C.	Parque Eólico Huambos	Carhuaquero 138 kV	36.84	18.00	84.600	40.00%
Solar	FOTOWATIO RENEWABLE VENTURES B.V.	FVR Perú Héroes I	Tacna (Los Héroes) 220 kV	51.9	70.00	190.240	57.10%
Solar	SOLARPACK PERU S.A.C.	La Joya Solar	San José 500 kV	55.5	80.00	220.000	75.00%
Solar	GR CORTARRAMA S.A.C.	Parque Fotovoltaico Matarani	Repación 138 kV	53.99	85.00	259.037	23.50%
Solar	CONSORCIO CONFORMADO POR CANADIAN SOLAR INC. Y RE CUEY HOLDINGS LLC	CS Sachaca	Repación 138 kV	57.98	40.00	119.526	90.00%
Solar	INVENERGY CLEAN POWER DEVELOPMENT PERU S.R.L	Puno	Puno 138 kV	60.6	40.00	115.575	92.00%
Solar	ACCIONA ENERGIA GLOBAL SL	CSF Pichu Pichu	San José 500 kV	64.9	60.00	167.310	50.00%
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Misti Solar	Majes 138 kV	59.5	20.00	55.581	50.00%
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Cerro Blanco Solar	Montalvo 500 kV	56.50	20.00	58.090	50.00%
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Rosario Solar	Ilo 138 kV	55	40.00	119.860	25.00%
Solar	ENERSUR S.A.	Intipampa	Moquegua 138 kV	48.5	40.00	108.404	
Solar	ENERSUR S.A.	ENE San Jose 5	San José 500 kV	46.98	120.00	311.546	90.80%
Solar	NEOEN S.A.S.	Parque Solar Pampa Baja	Majes 138 kV	58.98	60.00	165.888	93.33%
Solar	HIPERION SOLAR S.A.C.	Hiperion Solar	San José 500 kV	67.98	100.00	320.000	20.00%

[Handwritten signature]



**ANEXO 2.2: RELACIÓN DE POSTORES ADJUDICADOS - SEGUNDA RONDA
(TECNOLOGÍAS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR)**

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (USD/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Energía Ofertada Anual (GWh)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% min Energía Adjudicación Parcial	Condición
Eólica	GR PAINO S.A.C.	Parque Eólico Huambos	Carhuaquero 138 kV	36.84	18	84.600	84.600	40.00%	Adjudicado
Eólica	GR TARUCA S.A.C.	Parque Eólico Duna	Carhuaquero 220 kV	37.79	18	81.000	81.000	40.00%	Adjudicado
Solar	ENERSUR S.A.	Intipampa	Moquegua 138 kV	48.5	40	108.404	108.404		Adjudicado

[Handwritten signature]



ANEXO 2.3: RELACION DE POSTORES NO ADJUDICADOS - SEGUNDA RONDA
(TECNOLOGÍAS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR)

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Mononómico (USD/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Energía Ofertada Anual (GWh)	% min Energía Adjudicación Parcial	Condición	Observación
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 16	Poroma 220 kV	45.96	72	279.22	90.00%	No Adjudicado	(A)
Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Central Eólica Parque Nazca 20	Poroma 220 kV	45.96	45	179.20	90.00%	No Adjudicado	(A)
Eólica	INVENERGY PERU WIND S.R.L.	José Ouilones	Roque 220 kV	52.2	90.00	353.55		No Adjudicado	(A)
Eólica	CONSORCIO TOROCCO NORTE	Parque Eólico Toroocco Norte	Marcona 220 kV	53.5	55.00	228.15		No Adjudicado	(A)
Eólica	CONSORCIO ALDENER - PETROMONT	CE La Brea	Panñas 220 kV	53.88	60	221.44	68.76%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENERSUR S.A.	ENE San José 5	San José 500 kV	46.98	120.00	311.55	90.80%	No Adjudicado	(A)
Solar	FOTOWATIO RENEWABLE VENTURES B.V.	FVR Perú Héroes I	Tacna (Los Héroes) 220 kV	51.9	70	190.24	57.10%	No Adjudicado	(A)
Solar	GR CORTARRAMA S.A.C.	Parque Fotovoltaico Matarani	Repuración 138 kV	53.99	85	299.04	23.50%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Rosario Solar	It3 138 kV	55	40	119.86	25.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	SOLARPACK PERU S.A.C.	La Joya Solar	San José 500 kV	55.5	80	220.00	75.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Cerro Blanco Solar	Moravia 500 kV	56.50	20.00	59.09	50.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	CONSORCIO CONFORMADO POR CANADIAN SOLAR INC. Y RE CUEY HOLDINGS LLC	CS Sachaca	Repuración 138 kV	57.96	40	119.53	90.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	NEGEN S.A.S.	Parque Solar Pampa Baja	Majes 138 kV	58.98	60	165.89	93.33%	No Adjudicado	(A)
Solar	ENERGIA FV PERU S.A.C.	Maji Solar	Majes 138 kV	59.5	20	55.58	50.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	INVENERGY CLEAN POWER DEVELOPMENT PERU S.R.L.	Puno	Puno 138 kV	60.6	40	115.58	92.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	ACCIONA ENERGIA GLOBAL SL	CSF Pichu	San José 500 kV	64.9	60	167.31	50.00%	No Adjudicado	(A)
Solar	HIPERION SOLAR S.A.C.	Hiperion Solar	San José 500 kV	67.98	100	320.00	20.00%	No Adjudicado	(A)

- (A) Excede Energía Requerida
- (B) Barra no comprendida en el ANEXO 8.1 (Eólica y Solar) o ANEXO 8.2 (Biomasa) de las Bases Consolidadas
- (C) No Cumple con Garantía de Seriedad de Oferta
- (D) Potencia ofertada supera la inyección simple en Barra (aplica proyectos Eólica y Solar)
- (E) Potencia Ofertada supera la inyección max. simple en Barra de Carta de No Objeción (aplica proyectos Eólica y Solar)
- (F) Oferta Supera Precio Máximo
- (G) No adjudicado, oferta supera la inyección Simple en Barra o Área
- (H) Oferta supera el precio ofertado de 1era. Ronda

* B A G H F E D C



ANEXO 2.4: RESUMEN DE RESULTADOS - SEGUNDA RONDA
(TECNOLOGÍAS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR)

	SEGUNDA RONDA
Energía Requerida Remanente (GWh/año)	283.0
Energía Adjudicada (GWh/año)	274.0
N° de Proyectos Propuestos	20
N° de Proyectos Adjudicados	3

B A G H F E D C

**ANEXO 3.1: POSTORES DE LA 4ta. SUBASTA DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES
(TECNOLOGÍA HIDROELÉCTRICA)**

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (USD/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Energía Ofertada Anual (GWh)	% min Energía Adjudicación Parcial	Garantía de Seriedad de Oferta (USD)
Hidroeléctrica	CONSORCIO HIDROELÉCTRICO SUR-MEDIO	C.H. Kusa	Marcona 220 kV	45,40	15,55	72,53	90,00%	777 500
Hidroeléctrica	CONSORCIO HIDROELÉCTRICO SUR-MEDIO	C.H. Sumaq	Marcona 220 kV	47,00	12,87	62,52	90,00%	643 500
Hidroeléctrica	CONSORCIO HIDROELÉCTRICO SUR-MEDIO	C.H. Allí	Marcona 220 kV	45,40	14,51	69,32	90,00%	725 500
Hidroeléctrica	EDEGEL S.A.A.	C.H. Her 1	Callahuanca 220 kV	58,20	0,70	4,66		40 000
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA RIO BAÑOS S.A.C.	C.H. Rucuy	Zapallal 220 kV	40,00	20,00	110,00	5,00%	1 000 000
Hidroeléctrica	EMPRESA ELECTRICA SANTA BARBARA S.A.	C.H. Santa Bárbara	Huayucachi 220 kV	50,69	3,44	24,71		172 000
Hidroeléctrica	ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.	C.H. Ayanunga	Tingo María 138 kV	43,98	20,00	131,65		1 000 000
Hidroeléctrica	CONSORCIO ELÉCTRICO DE VILLACURI S.A.C.	C.H. Coelvihidro II	Huacho 220 kV	51,00	15,00	110,00	50,00%	750 000
Hidroeléctrica	GCZ S.A.C.	C.H. Pallay	Huayucachi 220 kV	46,99	20,00	130,00		1 000 000
Hidroeléctrica	GCZ S.A.C.	C.H. Runatullo I	Huayucachi 220 kV	48,50	10,00	55,00		500 000
Hidroeléctrica	GCZ S.A.C.	C.H. San Rafael	Huayucachi 220 kV	46,99	20,00	135,00		1 000 000
Hidroeléctrica	GCZ S.A.C.	C.H. Rumichaca	Huayucachi 220 kV	47,50	20,00	120,00	50,00%	1 000 000
Hidroeléctrica	GENERADORA CATACHE S.A.C.	C.H. Zafra II	Chiclayo Oeste 220 kV	47,90	9,22	44,74		461 000
Hidroeléctrica	HIDROELÉCTRICA COLA S.A.	C.H. Cola I	Trujillo Norte 220 kV	47,98	13,10	85,00	90,00%	655 000
Hidroeléctrica	CONSORCIO PATAPO	C.H. Patapo	Chiclayo Oeste 220 kV	48,48	1,00	6,82		50 000
Hidroeléctrica	CONSORCIO PIEDRA HUECA	C.H. Piedra Hueca	Paramonga Nueva 138 kV	49,80	19,80	125,00	90,00%	990 000
Hidroeléctrica	CONSORCIO HYDRIKA 6	C.H. Hydrika 6	Huallanca 138 kV	45,90	8,90	60,00	90,00%	450 000
Hidroeléctrica	MPJ CONSULTING S.A.C.	C.H. Campanayoc	Mantaro 220 kV	49,00	0,00	36,00		250 000
Hidroeléctrica	CONSORCIO TINAJONES	C.H. Canteras	Chiclayo Oeste 22,9 kV	44,80	0,44	2,24		20 000
Hidroeléctrica	CONSORCIO TINAJONES	C.H. Desaguadero	Chiclayo Oeste 22,9 kV	54,85	0,44	2,17		20 000
Hidroeléctrica	CONSORCIO TINAJONES	C.H. Saltos Bajos 2	Carhuaqueiro 22,9 kV	54,85	0,32	1,88		16 000
Hidroeléctrica	CONSORCIO TINAJONES	C.H. Saltos Bajos 3	Carhuaqueiro 22,9 kV	45,85	0,40	2,28		20 000
Hidroeléctrica	CONSORCIO TINAJONES	C.H. Saltos Bajos 4	Carhuaqueiro 22,9 kV	45,85	0,40	2,28		20 000
Hidroeléctrica	CONSORCIO TINAJONES	C.H. Saltos Bajos 5	Carhuaqueiro 22,9 kV	52,48	0,48	2,94		24 000
Hidroeléctrica	NUEVA ESPERANZA ENERGY S.A.C.	C.H. Nueva Esperanza	Tingo María 138 kV	53,89	9,30	50,00	75,00%	465 000
Hidroeléctrica	TAMBOGRANDE HYDRO S.A.C.	C.H. San Lorenzo	Piura Oeste 220 kV	49,50	9,50	31,20		475 000
Hidroeléctrica	TAMBOGRANDE HYDRO S.A.C.	C.H. Yuscay	Piura Oeste 220 kV	59,90	3,00	11,70		150 000

* B G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z

**ANEXO 3.2: RELACION DE POSTORES ADJUDICADOS
(TECNOLOGÍA HIDROELÉCTRICA)**

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Monómico (USD/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Energía Ofertada Anual (GWh)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% min Energía Adjudicación Parcial	Condición
Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA RIO BAÑOS S.A.C.	C.H. Rucuy	Zapallal 220 kV	40,00	20,00	110,00	110,00	5,00%	Adjudicado
Hidroeléctrica	ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.	C.H. Ayanunga	Tingo María 138 kV	43,98	20,00	131,65	131,65		Adjudicado
Hidroeléctrica	CONSORCIO HIDROELÉCTRICO SUR-MEDIO	C.H. Kusa	Marcona 220 kV	45,40	15,55	72,53	72,53	90,00%	Adjudicado
Hidroeléctrica	CONSORCIO HIDROELÉCTRICO SUR-MEDIO	C.H. Allí	Marcona 220 kV	45,40	14,51	69,32	69,32	90,00%	Adjudicado
Hidroeléctrica	CONSORCIO HYDRIKA 6	C.H. Hydrika 6	Huallanca 138 kV	45,90	8,90	60,00	60,00	90,00%	Adjudicado
Hidroeléctrica	EDEGEL S.A.A.	C.H. Her 1	Callahuanca 220 kV	58,20	0,70	4,66	4,66		Adjudicado

* B G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z

**ANEXO 3.3: RELACION DE POSTORES NO ADJUDICADOS
(TECNOLOGÍA HIDROELÉCTRICA)**
NOTARIA DE LIMA

Tecnología	Postor	Proyecto	Barra de Oferta	Precio Mónomico (USD/MWh)	Potencia de la Central (MW)	Energía Ofertada Anual (GWh)	Energía Adjudicada (GWh/año)	% min Energía Adjudicación Parcial	Condición	Observación
Hidroeléctrica	CONSORCIO TINAJONES	C.H. Canteras	Chiclayo Oeste 22.9 kV	44,80	0,44	2,24			Descartado	(B) (C)
Hidroeléctrica	CONSORCIO TINAJONES	C.H. Saltos Bajos 3	Carhuacero 22.9 kV	45,85	0,40	2,28			Descartado	(B)
Hidroeléctrica	CONSORCIO TINAJONES	C.H. Saltos Bajos 4	Carhuacero 22.9 kV	45,85	0,40	2,28			Descartado	(B)
Hidroeléctrica	GCZ S.A.C.	C.H. San Rafael	Huayucachi 220 kV	46,99	20,00	135,00			No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	GCZ S.A.C.	C.H. Paltay	Huayucachi 220 kV	46,99	20,00	130,00			No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	CONSORCIO HIDROELÉCTRICO SUR-MEDIO	C.H. Sumeq	Marcona 220 kV	47,00	12,87	62,52		90,00%	No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	GCZ S.A.C.	C.H. Rumichaca	Huayucachi 220 kV	47,50	20,00	120,00		50,00%	No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	GENERADORA CATACHE S.A.C.	C.H. Zaña II	Chiclayo Oeste 220 kV	47,90	9,22	44,74			No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	HIDROELÉCTRICA COLA S.A.	C.H. Cola I	Trujillo Norte 220 kV	47,98	13,10	85,00		90,00%	No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	CONSORCIO PATAPO	C.H. Patapo	Chiclayo Oeste 220 kV	48,48	1,00	6,82			No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	GCZ S.A.C.	C.H. Runatullo I	Huayucachi 220 kV	48,50	10,00	55,00			No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	MPJ CONSULTING S.A.C.	C.H. Campanayoc	Mantaro 220 kV	49,00	0,00	36,00			Descartado	(E)
Hidroeléctrica	TAMBOGRANDE HYDRO S.A.C.	C.H. San Lorenzo	Piura Oeste 220 kV	49,50	9,50	31,20			No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	CONSORCIO PIEDRA HUECA	C.H. Piedra Hueca	Paramonga Nueva 138 kV	49,80	19,80	125,00		90,00%	No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	EMPRESA ELECTRICA SANTA BARBARA S.A.	C.H. Santa Bárbara	Huayucachi 220 kV	50,69	3,44	24,71			No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	CONSORCIO ELÉCTRICO DE VILLACURI S.A.C.	C.H. Coelvhidro II	Huacho 220 kV	51,00	15,00	110,00		50,00%	No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	CONSORCIO TINAJONES	C.H. Saltos Bajos 5	Carhuacero 22.9 kV	52,48	0,48	2,94			Descartado	(B)
Hidroeléctrica	NUEVA ESPERANZA ENERGY S.A.C.	C.H. Nueva Esperanza	Tingo Maria 138 kV	53,89	9,30	50,00		75,00%	No Adjudicado	(A)
Hidroeléctrica	CONSORCIO TINAJONES	C.H. Desaguadero	Chiclayo Oeste 22.9 kV	54,85	0,44	2,17			Descartado	(B) (C)
Hidroeléctrica	CONSORCIO TINAJONES	C.H. Saltos Bajos 2	Carhuacero 22.9 kV	54,85	0,32	1,88			Descartado	(B)
Hidroeléctrica	TAMBOGRANDE HYDRO S.A.C.	C.H. Yuscay	Piura Oeste 220 kV	59,90	3,00	11,70			No Adjudicado	(A)

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

- (A) Excede Energía Requerida
- (B) Barra no comprendida en cuadro del Anexo 8.2
- (C) No Cumple con Garantía de Seriedad de Oferta
- (D) Oferta supera el Precio Máximo
- (E) No Presentó Potencia en su Oferta

Ruth Mercedes Ramos Ferra
NOTARIA DE LIMA

**ANEXO 3.4: RESUMEN DE RESULTADOS
(TECNOLOGÍA HIDROELÉCTRICA)**

Precio Máximo (USD/MWh)	60
Energía Requerida (GWh/año)	450
Energía Adjudicada (GWh/año)	448,17
N° de Proyectos Propuestos	27
N° de Proyectos Adjudicados	6

[Handwritten signatures and initials in blue ink]