

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**ALMACENAMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA
CENTRAL FOTOVOLTAICA DE MOQUEGUA Y SU
INYECCION EN HORAS DE MAXIMA DEMANDA DEL SEIN**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA**

AUTORES :

Bach. James Lener Maza Chauca
Bach. Miguel Ángel Pérez Félix

ASESOR :

Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayan

NUEVO CHIMBOTE, ENERO DEL 2022

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando en cuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D: N°492-2017-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA

ALMACENAMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA CENTRAL
FOTOVOLTAICA DE MOQUEGUA Y SU INYECCION EN HORAS DE
MAXIMA DEMANDA DEL SEIN

AUTORES :

Bach. James Lener Maza Chauca
Bach. Miguel Ángel Pérez Félix

Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayan
ASESOR



ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los tres días del mes de enero del año dos mil veintidós, siendo las ocho horas de la noche, se reunieron en forma virtual a través de la aplicación zoom, el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución N°505-2021-UNS-CFI**, integrado por los siguientes docentes:

- **Mg. GILMER JUAN LUJAN GUEVARA** : **PRESIDENTE**
- **Dr. EDGAR PAZ PEREZ** : **SECRETARIO**
- **Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN** : **INTEGRANTE**

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: **“ALMACENAMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE MOQUEGUA Y SU INYECCION EN HORAS DE MAXIMA DEMANDA DEL SEIN”** elaborado por la Bachiller de Ingeniería en Energía: **JAMES LENER MAZA CHAUCA** con código de matrícula N° 0201011037, teniendo como asesor al docente Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayan, según Resolución Decanal N° 109-2021-UNS-FI, de fecha 02 de marzo del 2021.

Terminada la sustentación de la Bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
JAMES LENER MAZA CHAUCA	Diecisiete (17)	MUY BUENO

Siendo las nueve horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.

Mg. Gilmer Juan Lujan Guevara
PRESIDENTE

Dr. Edgar Paz Pérez
SECRETARIO

Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayán
INTEGRANTE



ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los tres días del mes de enero del año dos mil veintidós, siendo las ocho horas de la noche, se reunieron en forma virtual a través de la aplicación zoom, el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución N°505-2021-UNS-CFI**, integrado por los siguientes docentes:

- **Mg. GILMER JUAN LUJAN GUEVARA** : PRESIDENTE
- **Dr. EDGAR PAZ PEREZ** : SECRETARIO
- **Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN** : INTEGRANTE

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: **“ALMACENAMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE MOQUEGUA Y SU INYECCION EN HORAS DE MAXIMA DEMANDA DEL SEIN”** elaborado por la Bachiller de Ingeniería en Energía: **MIGUEL ANGEL PEREZ FELIX** con código de matrícula N° 0201311008, teniendo como asesor al docente Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayan, según Resolución Decanal N° 109-2021-UNS-FI, de fecha 02 de marzo del 2021.

Terminada la sustentación de la Bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
MIGUEL ANGEL PEREZ FELIX	DIECISIETE (17)	MUY BUENO

Siendo las nueve horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Gilmer Juan Lujan Guevara
PRESIDENTE


Dr. Edgar Paz Pérez
SECRETARIO


Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayán
INTEGRANTE



Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega:	Miguel Perez James Maza
Título del ejercicio:	tesis
Título de la entrega:	Tesis
Nombre del archivo:	TESIS_MIGUEL-JAMES.pdf
Tamaño del archivo:	2.69M
Total páginas:	136
Total de palabras:	38,662
Total de caracteres:	175,773
Fecha de entrega:	02-dic.-2021 11:10p. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega:	1719086107



DEDICATORIA

A Dios, por ser mi refugio y mi fortaleza; y haberme brindado la sabiduría y el entendimiento necesario para poder llegar hasta este momento tan importante y crucial en mi formación profesional.

A mi madre Danitt Chauca y mi padre Teófilo Maza, quienes han sido el motor y motivo a lo largo de mi vida, debido a su apoyo y amor incondicional, sus invaluable enseñanzas y sacrificios, los cuales me han permitido continuar vivo, ser una persona de bien y seguir adelante con mis objetivos para poder lograr cada meta trazada.

A mis difuntas abuelas Enma Neira y María Ponte, por las grandes cosas que han dejado en mí y haber sido parte de los mejores momentos de mi vida, siempre las tendré presentes en mi mente y en mi corazón.

A M.M., por sus invaluable consejos desde el primer día que Dios padre me brindó el privilegio de poder conocerla, los cuales han sido un pilar fundamental para poder seguir adelante y crecer en diversos aspectos de mi vida.

James Lener Maza Chauca

DEDICATORIA

Con todo mi cariño, respeto y admiración a mi abuelita María Mejía Sáenz, por darme fortaleza en los momentos de flaqueza, ser una de las personas que siempre confió en mí, y desde el cielo me sigue cuidando.

A mis padres Antenor y Laura, quienes me enseñaron el espíritu de superación. Por sus sacrificios y dedicación, gracias.

A mis tías, quienes me instruyeron académicamente desde pequeño, además por todo el apoyo moral, económico y buenos consejos recibidos.

A mis dos amores: mi novia Zulema y mi hija Dariana, por ser mi fuente de motivación e inspiración para poder superarme cada día más.

Miguel Ángel Pérez Félix

AGRADECIMIENTO

*Al Mg. Robert Guevara
por su asesoría en el desarrollo
y culminación de esta tesis.*

*A mis profesores de la
E.P de Ingeniería en Energía
por invaluable labor desarrollada.*

*Para mis compañeros de trabajo
Y mis colegas de la promoción 2010 de la
Escuela de Ingeniería en Energía*

Atentamente,

James Lener Maza Chauca

AGRADECIMIENTO

Un agradecimiento especial al Ingeniero Robert Guevara, por su apoyo incondicional en el ámbito académico, siendo un ejemplo a seguir.

Miguel Ángel Pérez Félix

Índice General

Índice General

Resumen

Capítulo I: Introducción	1
1.1 Realidad Problemática	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Justificación	6
1.4 Hipótesis	6
1.5 Objetivos	7
Capitulo II: Marco teórico	8
2.1 Problemática de la cobertura de la demanda de energía	8
2.2 Sistemas de almacenamiento de energía	13
2.3 Sistema de almacenamiento BESS	26
2.4 Despacho de energía	45
Capítulo III: Material y método	50
3.1 Material	50
3.2 Método	62
Capitulo IV: Calculas y resultados	64
4.1 Análisis energético en la central fotovoltaica Moquegua	64
4.2 Sistema BESS	70
4.3 Inyección de energía almacenada	79
4.4 Discusión de resultados	89
Conclusiones	92
Recomendaciones	94
Referencias bibliográficas	95
Anexos	106

INDICE DE FIGURAS

Figura 01 Comportamiento de una curva de carga diaria	09
Figura 02 Esquema de gestión de carga valley filling y peak shaving	11
Figura 03 Esquema de un sistema load shifting con PV generation	12
Figura 04 Esquema de un sistema híbrido hidráulico Eólico de almacenamiento de energía	18
Figura 05 Esquema de un sistema de almacenamiento de energía con aire Comprimido	19
Figura 06 Esquema energético de un sistema de almacenamiento de energía Térmica	21
Figura 07 Esquema energético de un Flywheel	23
Figura 08 Energía y potencia específica de batería	27
Figura 09 Batería de NaS en Dubai's Electricity & Water Authority (DEWA)	28
Figura 10 Batería de Flujo redox de Vanadio de gran capacidad para centrales solares y eólicas del Indian Institute of Technology Madras	29
Figura 11 Proceso de carga y descarga de una batería de litio	31
Figura 12 Sistema BESS con iones de litio de Central Térmica de Ventanilla para regulación de tensión y frecuencia	32
Figura 13 Sistema BESS con componentes	33
Figura 14 Energía y potencia específica de batería	41
Figura 15 Comportamiento de la regulación de un sistema eléctrico	42
Figura 16 Almacenamiento de energía en horas valle para inyección en horas Punta	45
Figura 17 SFV de Central fotovoltaica de Moquegua.	50
Figura 18 Conexión del inversor de Central fotovoltaica de Moquegua	51
Figura 19 Diagrama unifilar de conexión al SEIN de Central fotovoltaica de Moquegua	52
Figura 20 Diagrama de carga desde 01.06.2021 al 10.06.2021 par Central Fotovoltaica de Moquegua. Potencia Activa (MW)vs Tiempo	54
Figura 21 Diagrama de carga desde 01.06.2021 al 10.06.2021 par Central Fotovoltaica de Moquegua. Potencia Activa (MW)vs Tiempo	55
Figura 22 Diagrama de carga desde 21.06.2021 al 30.06.2021 par Central Fotovoltaica de Moquegua. Potencia Activa (MW)vs Tiempo	56
Figura 23 Diagrama de carga de servicios auxiliares desde 01.06.2021 al	

10.06.2021 para Central Fotovoltaica de Moquegua. Potencia Activa (MW) vs Tiempo	57
Figura 24 Diagrama de carga de servicios auxiliares desde 11.06.2021 al 20.06.2021 para Central Fotovoltaica de Moquegua. Potencia Activa (MW) vs Tiempo	58
Figura 25 Diagrama de carga de servicios auxiliares desde 21.06.2021 al 30.06.2021 para Central Fotovoltaica de Moquegua. Potencia Activa (MW) vs Tiempo	59
Figura 26 Diagrama de participación porcentual de 01.06.2021 de los recursos energéticos en la generación de energía.	61
Figura 27 Diagrama de carga para aplicación de la inyección de energía eléctrica	63
Figura 28 Comportamiento de la generación de energía años 2019-2020 Central Solar Moquegua	64
Figura 29 Curva de generación de energía del día 11.06.2021 Central Solar Moquegua	65
Figura 30 Reporte de valores de dispersión para la generación de energía mes de junio 2021. Central Solar Moquegua	67
Figura 31 Histograma de dispersión para la generación de energía mes de junio 2021. Central Solar Moquegua	68
Figura 32 Curva de autoconsumo de energía del día 18.06.2021 Central Solar Moquegua	70
Figura 33 Cuadro de control de banda de frecuencia del SEIN día 27.11.2021	71
Figura 34 Diagrama de carga Caso 1 Almacenamiento e inyección de energía en HFP y HP día 11.06.2021	75
Figura 35 Diagrama de carga Caso 2 Almacenamiento e inyección de energía en HFP y HP día 11.06.2021	78
Figura 36 Diagrama de cobertura de la máxima demanda en horas punta 11.06.2021	82
Figura 37 Diagrama de cobertura de la máxima demanda en horas punta 11.06.2021 Caso 1	83
Figura 38 Diagrama de cobertura de la máxima demanda en horas punta 11.06.2021 Caso 2	85

INDICE DE TABLAS

Tabla 01 Especificación de la Categoría de Aplicación de Almacenamiento de Energía	17
Tabla 02 Ciclabilidad de la celda de ion litio en función al DoD	37
Tabla 03 Producción de Energía Año 2021	52
Tabla 04 Producción de Energía Año 2020-2019	53
Tabla 05 Producción de Energía SEIN Año 2019	60
Tabla 06 Producción de Energía SEIN Año 2020	60
Tabla 07 Producción de Energía SEIN Año 2021	61
Tabla 08 Análisis de la generación de energía Junio 2021 Central Fotovoltaica de Moquegua	66
Tabla 09 Análisis del autoconsumo de energía por servicios auxiliares Junio 2021 Central Fotovoltaica de Moquegua	69
Tabla 10 Energía inyectada en HP y HFP según Caso 1 junio 2021 Central Fotovoltaica de Moquegua	76
Tabla 11 Energía inyectada en HP y HFP según Caso 2 junio 2021 Central Fotovoltaica de Moquegua	79
Tabla 12 Generación y máxima demanda días del mes de junio 2021 SEIN	80
Tabla 13 Lectura de Horas Punta día 11.06.2021 SEIN	81
Tabla 14 Contribución a la máxima demanda Horas Punta día 11.06.2021 SEIN	82
Tabla 15 Contribución a la máxima demanda Horas Punta día 11.06.2021 SEIN Caso 1	84
Tabla 16 Contribución a la máxima demanda Horas Punta día 11.06.2021 SEIN Caso 2	85
Tabla 17 Energía desplazada en horas punta para los años 2019-2021	86
Tabla 18 Resumen de emisiones de CO2 emitidas por energía desplazada en horas Punta	89

RESUMEN

La central solar Moquegua de 16 MW según contrato subasta de recursos energéticos renovables opera en el sistema eléctrico interconectado nacional inyectando energía eléctrica durante las horas fuera de punta con un factor de carga promedio de factor de carga de 31,97% y un factor de carga en función a las horas sol de 71,38%., en este último caso según la disponibilidad de radiación solar diaria. La investigación trata del efecto de la inyección de la energía acumulada en sistemas BESS durante las horas punta en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

La presente investigación utilizo el método descriptivo, deductivo y cuantitativo, el diseño de la investigación es no experimental y de tipo longitudinal.

En los resultados obtenidos se tiene que inyectando 80 MWh en forma constante durante las horas punta le permite ubicarse en el despacho de generación antes de las CTG Independencia, CTG las Flores, CTG Malacas TG6 y CTG Santa Rosa TG8, en donde la última central reduce su potencia despachada desde 185,20 MW a 169,2 MW (reducción de su potencia en 8,63%), dejando de marginar en el sistema eléctrico. Como principales efectos tenemos 82 840 MWh la energía desplazada a las centrales termoeléctricas que utilizan gas natural, lo que representa el 0,235 % de la energía eléctrica generada durante las horas punta. Del mismo modo el precio de la energía en el bloque de generación se reduce 0,71 % y se dejan de emitir 4 877 588 Ton CO₂. Con lo cual se demuestra que la inyección de la energía almacenada en la central solar de Moquegua en horas de máxima demanda, permite hacer uso de energía eléctrica producida por sistemas renovables en horas punta en el SEIN.

PALABRA CLAVE: Cobertura de demanda, central solar, peak shaving

ABSTRACT

The 16 MW Moquegua solar plant according to the renewable energy resources auction contract operates in the national interconnected electrical system, injecting electrical energy during off-peak hours with an average load factor of 31.97% and a load factor According to the hours of sunshine of 71.38%, in the latter case according to the availability of daily solar radiation. The research deals with the effect of the injection of accumulated energy in BESS systems during peak hours in the National Interconnected Electric System.

The present investigation I use the descriptive, deductive and quantitative method, the design of the investigation is not experimental and of longitudinal type.

In the results obtained, injecting 80 MWh constantly during peak hours allows it to be located in the generation office before the CTG Independence, CTG las Flores, CTG Malacas TG6 and CTG Santa Rosa TG8, where the last plant reduces its dispatched power from 185.20 MW to 169.2 MW (reduction of its power by 8.63%), ceasing to be marginalized in the electrical system. The main effects of 82,840 MWh are the energy displaced to thermoelectric plants that use natural gas, which represents 0.235% of the electrical energy generated during peak hours. In the same way, the price of energy in the generation block is reduced by 0.71% and 4,877,588 tons of CO₂ are no longer emitted. With which it is demonstrated that the injection of the energy stored in the Moquegua solar power plant in hours of maximum demand, allows the use of electrical energy produced by renewable systems at peak hours in the SEIN.

KEYWORD: Demand coverage, solar power plant, peak shaving

Capítulo I: Introducción.

1.1 Realidad problemática.

La necesidad del almacenamiento de energía se vincula directamente a que la generación y el consumo de electricidad no son constantes, pues estos tienen variaciones durante todo el año. Existen plantas de generación (termoeléctricas, hidroeléctricas y RER) que proporcionan energía de modo continuo (suministran energía de base o se catalogan como centrales de energía de base). Existen centrales de energía que se ponen en marcha para abastecer a la red en momentos de alto consumo y luego se detienen: generan energía de pico.

Por ejemplo, la central Hidroeléctrica de Huinco en Lima opera al 50 % de su capacidad, y tan solo la incrementa en periodos de máxima de demanda en horas punta en función al volumen de agua embalsada. Por lo normal este tipo de plantas requieren salir periódicamente de servicio por distintas razones como: detenciones accidentales o de urgencia, mantenimiento planificado, incremento de fluctuaciones en la provisión de energía; esto ocasiona que los generadores produzcan más energía que la demandada, y en ciertos momentos la cantidad de energía demandada excede la ofrecida dando lugar al problema como la pérdida de abastecimiento de energía.

Las centrales solares fotovoltaicas (en este caso también la Central Solar Fotovoltaica de Moquegua) a nivel mundial están limitadas su operación al horario diurno, en función a las horas sol del día, contribuyendo con la cobertura de la demanda de energía eléctrica en horas en las cuales la demanda de energía es inferior a las máximas demandas de los periodos nocturnos dentro del sistema interconectado nacional. La gran ventaja de las centrales solares fotovoltaicas es la nula emisión de gases de efecto invernadero.

En los periodos de hora punta, las centrales termoeléctricas con gas natural cubren la máxima demanda, influyendo su costo variable combustible en la determinación del costo de la energía eléctrica del Sistema Interconectado con valores entre 33-38 U\$/MWh. El empleo del gas natural resulta menos dañino al medio ambiente que el uso del petróleo BD5 o Residual 500, pero su disponibilidad es función del buen estado de la red de transporte de gas natural (vulnerable 500 km) la cual no está libre de alguna contingencia, para lo cual surge la necesidad de encontrar tecnologías eficientes que den una mejor confiabilidad a la cobertura de la máxima demanda del SEIN.

La central solar fotovoltaica de Moquegua de 16 MW, genero para el año 2,020 un total de 47.68 GWh, inyectando la energía eléctrica en los periodos del día, en función a su capacidad de generación limitada por el recurso solar. Su compromiso contractual tiene una energía anual ofertada de 45 GWh y con costo de energía de 119.9 U\$/MWh. Si bien es cierto a superado en 1.06 % la producción de energía contractual y su operación es diurna, la inyección de la energía eléctrica que genera lo realiza durante los periodos de horas de fuera, donde la máxima demanda (por ejemplo, para el día 23 de abril del presente año) alcanzó el valor de 6,620 MW, mientras que la máxima demanda en horas punta tuvo un valor de 6,800 MW.

Por teoría de despacho económico, el precio de la generación de energía (que representa el 50 % de la facturación) se obtiene en función al costo de operación de la central termoeléctrica operando en el pico de la demanda en horas punta. Actualmente margina la central termoeléctrica de Santa Rosa, lo que representa un costo de la energía entre 33-36 U\$/MWh, además la operación de esta central termoeléctrica está asociada a las emisiones de gases de efecto invernadero, lo cual no ocurre con las Centrales solares fotovoltaicas, salvo su elevado costo de operación ofertado.

Se presenta la oportunidad de presentar una propuesta para inyectar energía eléctrica almacenada de la central fotovoltaica Moquegua en horas distintas a la de operación diurna de la central, se plantea el siguiente problema:

¿Cuáles son los efectos de inyectar la energía eléctrica almacenada en la central fotovoltaica de Moquegua en horas de máxima demanda al SEIN?

1.2 Antecedentes:

Se tienen los siguientes estudios que sirven como antecedente al presente informe de tesis:

Guacaneme, Velasco y Trujillo. (2014) en su informe de investigación Revisión de las características de sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en redes, realizado para el Laboratorio de Fuentes Alternas de energía en Colombia, manifiestan que: la columna vertebral de un sistema energético se basa en la capacidad para generar energía suficiente, con el fin de atender la demanda a precios razonables y en condiciones medioambientales y de confiabilidad adecuadas. El almacenamiento de energía eléctrica ha sido un desafío en la implementación de sistemas energéticos, en razón a que diferentes factores afectan la generación de energía eléctrica, como son, la

época del año (energía hidroeléctrica y eólica) y la intermitencia (solar), esto sin tener en cuenta los cambios de carga presentes en el sistema.

Estrada, Alarcón, Chavarri y Quispe (2019) en su tesis titulada “Diagnóstico, Análisis y Evaluación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías para su aplicación en la regulación primaria de frecuencia en una Central de Ciclo Combinado del Sistema Eléctrico Peruano” para optar el grado de Magister en gestión de la energía en la Escuela Superior de Administración de Negocios ESAN en Perú, concluyen lo siguiente: Se efectuó un análisis técnico para la operación de una BESS para regulación de frecuencia primaria para operar con una central termoeléctrica de ciclo combinado. Mediante un análisis económico se identificó la rentabilidad del proyecto. Se demostró que el sistema BESS ha demostrado ser una herramienta factible y rentable, existencias experiencias muy favorables en Estados Unidos, Australia y Japón, que han instalado estaciones BESS también para peak shaving y desplazamiento de cargas consiguiendo valiosos resultados.

Letona (2014) en su tesis titulada Proyecto de generación de energía eléctrica e inyección hacia la red distribuidora de energía eléctrica proveniente de módulos fotovoltaicos en los edificios TEC, A, B, C, D, E Y F de la universidad Rafael Landívar para obtener el título de Ingeniero Industrial en la universidad Rafael Landívar de Guatemala manifiesta lo siguiente: Se determinó que se necesitan 4,539.24 m² de área superficial para la instalación y el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos; distribuidos en los techos de los edificios que conforman Tec Landivar así como en el área de parqueos. Se determinó que para el escenario más esperado el valor de la Tasa Interna de Retorno (TIR) después de 10 años es de 16.58% Se determinó que para el escenario más esperado el Valor Actual Neto (VAN) después de 10 años es de Q5,774,644.29 El tiempo de retorno de la inversión en un escenario más esperado es de 6.85 años.

López (2013) en su tesis Efecto del almacenamiento de energía en el mercado eléctrico mayorista de Colombia para optar el título de Ingeniero de Sistemas en la Universidad Nacional de Colombia , concluye lo siguiente : Las dos tecnologías más clásicas de almacenamiento de energía son las baterías y la hidro-bombeo, las baterías con el auge

de las tecnologías con recursos renovables, tal como la energía eólica y las centrales hidroeléctricas de bombeo las cuales son las tecnologías de almacenamiento de mayor uso en Colombia. Tiene un efecto sobre la curva del precio de la energía, generando una disminución del precio durante las horas de máxima demanda en una reducción de 5 \$/KWh. La tecnología de almacenamiento de energía a través de batería genera una mejora en el diagrama de demanda, la cual tiene una capacidad de 100,5 MW y por otro lado esta tecnología no tiene efecto en la curva de precio de energía con ninguna política.

McClure (2014) en su tesis Dimensionamiento y localización óptima de sistemas de almacenamiento de energía en redes de distribución para optar el grado de Maestro en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Chile, concluye lo siguiente: Este trabajo evaluó el efecto que posee la localización óptima de BESS en un proyecto que busca disminuir los costos de una Red de distribución RD. Para ello se plantea la función objetivo de reducir las 90 pérdidas de la RD, considerando las restricciones del flujo de potencia y que los módulos de batería deben cumplir el scheduling obtenido a partir del proceso de dimensionamiento óptimo. Los resultados muestran que se reducen los costos de la RD entre 4 y el 8 %, dependiendo del tamaño y la cantidad de módulos a utilizar. Por otro lado, se observa que variaciones en el precio de la energía tiene repercusiones importantes en el beneficio que provoca la localización óptima en el proyecto completo. Las reducciones corresponden a valores cercanos al 11% para precios en torno a los 150 \$USD/MWh (valor que es actualmente está por debajo de los costos marginales promedio del año 2013) de la batería agregada de 42 MW y 84 MWh.

Ordoñez (2017) en su tesis “Análisis de viabilidad técnico-económico de sistemas con energías renovables a pequeña escala con nuevas tecnologías de almacenamiento “para optar el grado de maestro en Ingeniería en Energía y Medio Ambiente en el Instituto Tecnológico de Leiria en Portugal concluye lo siguiente: En este sistema conectado a la red, las soluciones integran la red eléctrica en todos los resultados evaluados por Homer. Esto se debe a que, el costo de energía en kWh distribuido por la red eléctrica para el consumo, es bastante bajo comparado con lo que costaría el kWh generado por un sistema renovable autónomo. Cabe indicar que para este caso la simulación puede

o no incluir baterías como almacenamiento, pero se incluyó para ver su efecto en su integración dentro de este sistema. En este caso Homer emitió cuatro soluciones que integran en común a la red eléctrica, una capacidad instalada de 2 KW en paneles y un inversor con capacidad de 1 KW. A partir de esto las cuatro soluciones están ordenadas en función de, si integran o no algún tipo baterías.

Paz (2018) en su tesis titulada Dimensionamiento óptimo y análisis técnico económico de un Sistema de Almacenamiento de Energía, para optar el título de Ingeniero Civil Eléctrico en la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso en Chile, dentro de sus resultados tenemos que el sistema de almacenamiento de energía de baterías Ion litio “AES Angamos” de 20 MW, se encuentra en operación en Chile desde el año 2012, compartiendo la instalación con la central termoeléctrica a carbón “Angamos” de 544 MW destinada a operaciones de reserva rodante y tiene la posibilidad de estar presente con una capacidad de reserva avanzada. El almacenamiento BESS permite que la central termoeléctrica Angamos de AES Gener incremente su cuota de generación de energía en 4 % y además tenga una capacidad de respuesta a la variación de la frecuencia de 20 MW para el sistema interconectado norte. Esto permitió la generación de casuísticas centrándose el análisis en la gestión de la energía en el cumplimiento del abastecimiento de la demanda por medio de contratos de suministro, los cuales permitirán suministrar energía continua a partir del año 2021, optimizando los activos disponibles y sobre todo permite el almacenamiento de energía en periodos de sobreoferta.

Torres (2019) en su tesis titulada “Evaluación técnica económica de la integración de un sistema de almacenamiento de energía a un PMGD solar fotovoltaico” para optar el grado de Maestro en economía energética en la Universidad Técnica Federico Santa María de Chile , concluye lo siguiente: El desarrollo de los proyectos Pequeño medio de generación distribuida con tecnología solar ha proliferado de gran manera en Chile debido a una serie de factores que han permitido su masificación, como la posibilidad de comercializar la energía generada a través del precio estabilizado, mostrándose como una alternativa atractiva comparada con el precio spot. Su implementación ha provocado que los costos marginales se prevén favorables para la S/E San Vicente de Tagua Tagua en Chile en 13.2 kV. La operación comercial del proyecto en el caso base

bajo el mercado spot, muestra que los costos tienden a estabilizarse en torno a los 65.8 USD/MWh lo que se traduce en un VAN positivo para un 93.6% de casos probables para una rentabilidad exigida de un 7.5%.

1.3 Justificación.

La justificación es la siguiente:

Un Sistema de Almacenamiento de Energía es cualquier dispositivo (reservorio o batería por lo general) que permite conservar la energía, en alguna de sus formas, para que posteriormente pueda ser utilizada en el momento que se requiera, ya sea en la misma forma energética o en otra diferente. La tendencia del uso de fuentes renovables favorece la investigación y el desarrollo de los sistemas de almacenamiento, ya que no se puede hablar de ambos conceptos de forma independiente. Esto se debe al comportamiento errático e intermitente de las fuentes renovables, que no podrían suministrar potencia de forma controlada sin hacer uso de un sistema de almacenamiento de energía, a modo que se pueda satisfacer la demanda instantánea.

Del mismo modo la existencia de diversos problemas cotidianos en las redes de distribución o de transmisión de un sistema interconectado al cual se acoplan las centrales de generación de energía, van desde incrementos de demanda en las horas de mayor requerimiento de carga (horas punta), control y regulación de la frecuencia y tesis y también de la regulación de las distorsiones en la red que ocasionan la operación de las centrales eólicas. Todas estas contingencias pueden ser controladas o reguladas al tener energía almacenada disponible, y es de allí la importancia de los sistemas de almacenamiento que permitan cubrir las máximas demandas de un sistema eléctrico interconectado con diversos beneficios como: desplazamiento de la operación en horas punta a las centrales termoeléctricas, reducción de emisión de gases de efecto invernadero, reducción del costo de generación en horas de máxima demanda entre otras.

1.4 Hipótesis.

El efecto de la inyección de la energía almacenada en la central fotovoltaica de Moquegua en horas de máxima demanda, permite hacer uso de energía eléctrica producida por sistemas renovables en horas punta en el SEIN.

1.5 Objetivos.

Objetivo general

Determinar el efecto de la inyección de la energía eléctrica almacenada en la central fotovoltaica de Moquegua en horas de máxima demanda del SEIN

Objetivos específicos:

- Caracterizar la generación de energía generada por la central fotovoltaica de Moquegua.
- Dimensionar el sistema de almacenamiento de alta capacidad BESS para la central fotovoltaica Moquegua.
- Estimar el comportamiento de la inyección de la energía almacenada en horas de máxima demanda del SEIN.
- Estimar los efectos de la inyección de la energía almacenada en horas de máxima demanda del SEIN.

Capítulo II : Marco Teórico.

2.1 Problemática de la cobertura de la demanda de energía.

2.1.1 Generalidades.

La demanda de energía varía en cada instante de tiempo en el bloque horario diurno, los sistemas de generación están compuestos por centrales eléctricas con diferentes características operativas con lo cual se clasifican en:

Centrales de base: Son aquellas centrales que están destinadas a la generación de energía eléctrica de manera permanente; la central de energía permanece en operación durante un alto número de horas con un alto factor de carga. Estas unidades tienen bajos costos variables de operación, y se caracterizan por ser de elevada potencia, en este grupo tenemos a las centrales hidroeléctricas de pasada y de embalse, así como las centrales termoeléctricas de ciclo combinado, en el Perú también incluyen las centrales termoeléctricas con turbinas de vapor como la central de Ilo 1 con carbon. (Castro, 20017)

Las centrales intermedias presentan la flexibilidad de responder a cambios en la demanda, por lo que se utilizan para una generación regulada. Su capacidad de salida puede variar dentro de los límites técnicos especificados. Generalmente se trata de centrales térmicas grandes y centrales hidráulicas pequeñas.

Las centrales de carga máxima o punta están conformadas por las centrales térmicas de mediana y pequeña capacidad, tienen como función principal cubrir los períodos de demanda máxima de energía de un sistema eléctrico. Trabajan en intervalos de tiempo cortos durante horas específicas, su funcionamiento es periódico y pueden cambiar rápidamente su nivel de generación. Estas centrales presentan un alto costo marginal y sirven de apoyo a las centrales de carga base. La figura 01 proporciona un ejemplo de un típico perfil de carga de un sistema eléctrico de 24 horas, con el funcionamiento de las diversas unidades de generación en un sistema pool de generación. Durante las horas pico o de máxima demanda, las centrales de energía disponibles estarán funcionando (incluyendo las menos eficientes), mientras que en horas fuera del período pico, solo las plantas con los menores costos marginales estarán en servicio, dependiendo de la capacidad de oferta de generación del sistema eléctrico. El resultado es un costo elevado para la energía producida durante el período pico, esencialmente conformado por los

costos de combustible para los sistemas donde predominan las plantas térmicas, para nuestro caso con gas natural y en una mínima fracción con biodiesel. (Castro, 20017)

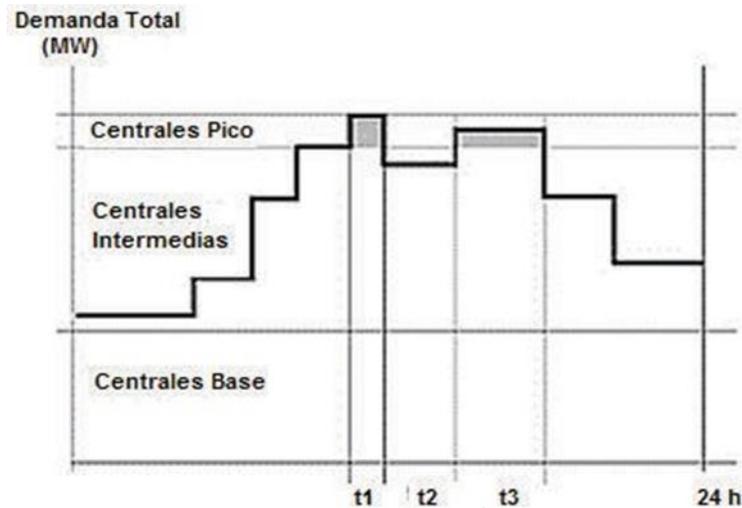


Figura 01 Comportamiento de una curva de carga diaria
Fuente: Castro (2017)

En el perfil de carga se observa que existe 02 demanda pico en los periodos: t1 y t3, en los cuales cuando la demanda se aproxima a los límites de capacidad de las centrales base e intermedias, necesariamente entran en operación las centrales de punta (las cuales incluyen centrales termoeléctricas de arranque rápido, centrales hidroeléctricas regulación o embalse o centrales termoeléctricas que modulan su carga en función aun porcentaje de reserva de generación en plena operación) para cubrir la demanda de estos periodos pico, esto provoca automáticamente un aumento en los costos de producción, debido a la utilización de combustibles.(Castro, 2017)

Dentro de las alternativas para ajustar la forma de carga o lo que se denomina como gestión de la carga se puede hacer mención cinco métodos diferentes de los cuales dependiendo de la aplicación y de las condiciones en las cuales pueden ser utilizadas estas pueden ser para usos diferentes, las cuales dependen del tipo de carga en la cual se la va a utilizar. Las diferentes alternativas de ajuste de forma de carga que se pueden obtener mediante los programas de gestión de demanda se presentan a continuación:

Peak Shaving o Clipping (Recorte o rasurado de pico)

Load shifting. (Desplazamiento de carga).

Load Valley filling. (Llenado de carga en horas valle)

Strategic Conservation.

Strategic Growth (Crecimiento estratégico)

2.1.2 Peak Shaving.

Tiene por objetivo reducir la demanda durante las horas de máxima demanda, especialmente si la capacidad instalada no es suficiente para cubrir la máxima demanda de un sistema eléctrico. Esto es un problema muy importante para países en desarrollo y si además se cuenta con una problemática para ejecutar inversiones para nuevas instalaciones e incrementar su capacidad de generación. (Mauriño, 2019)

La reducción de la demanda durante el bloque de horas se realiza planificando la operación y despacho de las centrales de energía disponibles con la finalidad de poder reducir la demanda eléctrica del sistema eléctrico. La reducción de la demanda permite la disminución del consumo de energía en las horas de máxima demanda y en la facturación final. Existen varias formas de hacer peak shaving, desde las más simples hasta soluciones tecnológicas que involucran controladores digitales avanzados. (Orozco, 2005)

A continuación, mencionamos algunas formas y que efectos pueden tener:

Apagado de equipos (total o parcial): es la forma más simple y solo contempla el apagar los equipos que el usuario considera prescindibles en el horario punta. Puede tener efectos tales como insatisfacción de clientes o disminución de la producción.

Redistribución de horarios de trabajo: en algunas empresas existe la forma de cambiar los horarios de producción de manera que no se labore en horas punta, esta medida reducirá o eliminará el efecto económico del horario punta. Como consecuencia se puede tener insatisfacción de los empleados que modificarán su rutina diaria. (Orozco, 2005)

Almacenamiento térmico (thermal storage): Para aquellas empresas en las cuales el uso de aire acondicionado es un factor importante en su carga eléctrica, cabe la posibilidad de tener un equipo que almacene energía térmica y ésta se utilice para satisfacer los requerimientos en horario punta. De esta manera, los equipos eléctricos operan en horario base o intermedio (cuando la energía es relativamente económica) para almacenar energía térmica (agua helada o hielo) y se apagan en horario punta ya que se abastecerá la carga con la energía térmica almacenada. En este esquema la demanda punta se reduce, pero no

se elimina completamente, además el almacenaje térmico generalmente es un proceso costoso que requiere utilizar cierto nivel de tecnología.

Generación en sitio de energía eléctrica (On-site electric power): en este proceso, el usuario genera su propia energía eléctrica para abastecer parcial o totalmente sus requerimientos. En algunos sitios ya se cuenta con plantas propias de generación que operan solo en emergencias, pero pueden ser utilizadas para peak shaving. De acuerdo al tipo de equipo que se tenga o se planee adquirir se podrá realizar el peak shaving con o sin necesidad de apagar y encender la carga en horario punta. (Orozco, 2005)

2.1.3 Load Valley filling. Es una forma de gestión de la carga (p. Ej., Electricidad, recursos, etc.) que aumenta o aumenta las cargas no pico. El llenado de las horas valle es deseable si la carga se puede distribuir a la capacidad excedente en las horas de menor actividad, la tasa promedio para la carga se puede reducir cuando el costo incremental a largo plazo es menor que el precio promedio. (por ejemplo, servicios de carga de vehículos eléctricos durante las horas pico de demanda de electricidad. (Montaser y Abdelfatah, 2015)

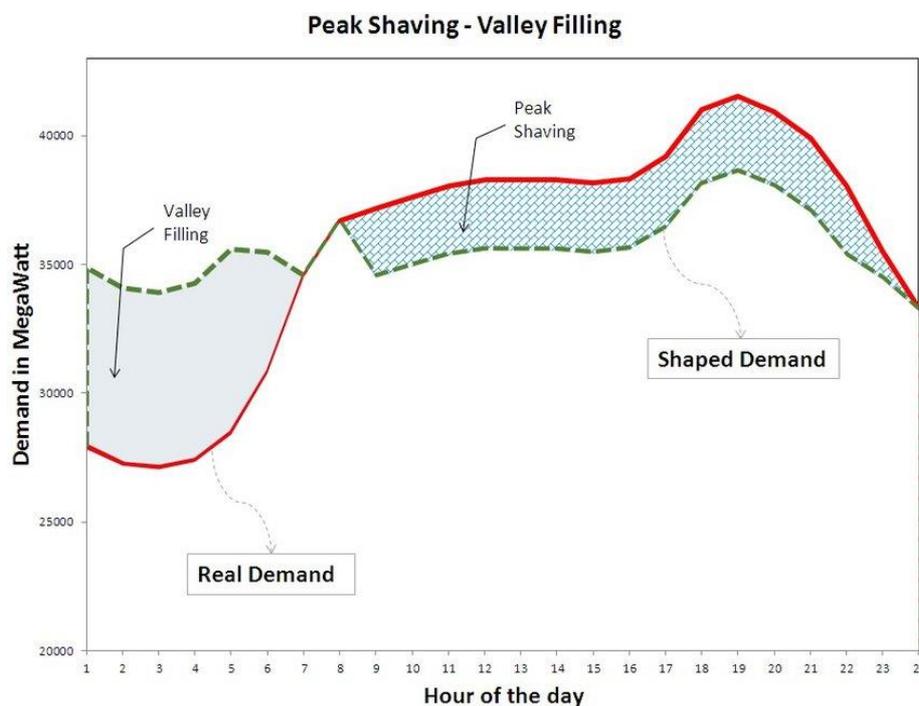


Figura 02 Esquema de gestión de carga valley filling y peak shaving
Fuente: Powervall (2015)

La nivelación de carga suele involucrar almacenamiento de energía durante períodos de poca demanda (valle) en el sistema y de entrega de energía en periodos donde la demanda

es alta (punta). Durante estos períodos de alta demanda, el sistema BESS suministra potencia, reduciendo la carga de las centrales generadoras más costosas, permitiendo un ahorro. Esto permite posponer la inversión de nuevas centrales de generación para aumentar la capacidad del sistema. (Ramirez,2018)

2.1.4 Load shifting. Se basa en el traslado de carga desde el período pico hacia los períodos de menor actividad, para cumplir con el recorte de pico y llenado del período valle. El efecto neto a obtenerse es una disminución de la demanda máxima, pero no un cambio en el consumo total de energía. Es uno de los métodos más simples de gestión de la carga, consiste en reducir la carga durante el período de demanda máxima trasladando el uso de aparatos y equipos a períodos fuera de pico. Esta técnica se adapta mejor a las empresas de servicios públicos y a los clientes cuando el costo incremental de la electricidad es menor que el costo promedio. de electricidad. Agregar carga al precio correcto puede reducir el coste medio de la electricidad para todos los consumidores y mejorar factores de carga del sistema. Uno de los métodos más prometedores. de llenado de valles es la producción industrial fuera de pico, que desplaza cargas alimentadas por combustibles fósiles con electricidad. (Montaser y Abdelfatah, 2015)

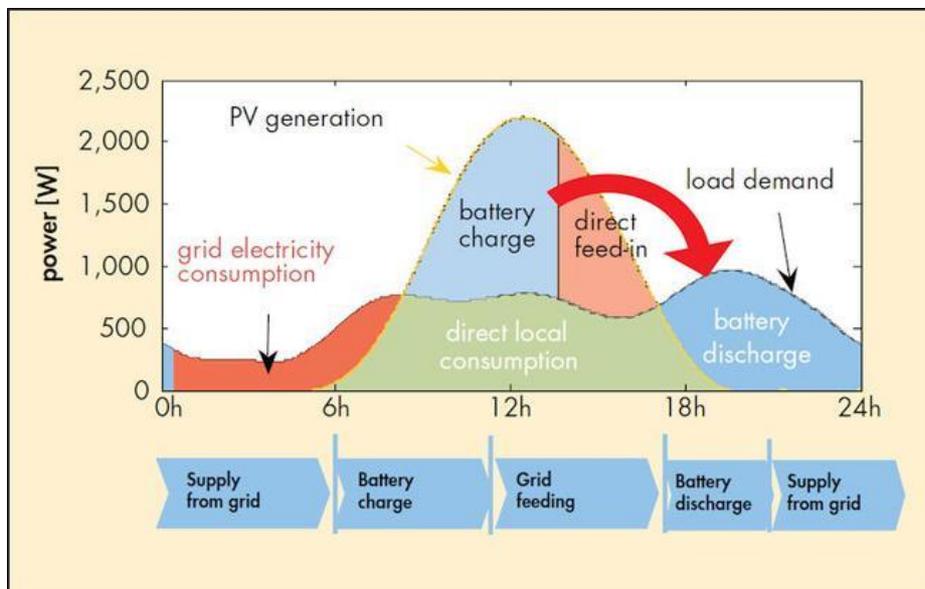


Figura 03 Esquema de un sistema load shifting con PV generation
Fuente: Powervall (2015)

2.1.5 Strategic Conservation.

La reserva operativa es la capacidad de generación disponible para el operador del sistema dentro de un corto intervalo de tiempo para satisfacer la demanda en caso de que un

generador se caiga o exista una interrupción del suministro. Para proveer una reserva operativa efectiva, el sistema BESS debe mantener un mínimo nivel de carga preparado para responder en caso de que se den problemas de generación o transporte de energía. Dependiendo de la aplicación, el sistema puede responder en milisegundos o minutos y suministrar la potencia necesaria para mantener la continuidad de la red mientras el generador de apoyo empieza a generar energía, haciendo posible un uso óptimo de los generadores. También puede eliminar la necesidad de tener un generador de apoyo inactivo. (Ramirez,2018)

2.1.6 Regulación de frecuencia.

Una red eléctrica debe procurar mantener la frecuencia dentro de una banda de operación para el correcto funcionamiento de los equipos conectados al sistema, que en el caso de Chile es entre 49 Hz y 51 Hz (rango de operación estable). Uno de los factores más influyentes en posibles desviaciones de este valor es el desbalance de carga y generación, por lo que se establece que, en todo momento, la potencia generada debe buscar satisfacer a la potencia demandada más las pérdidas asociadas. En situaciones en que la carga (más pérdidas) supera la inyección, la frecuencia decrece. Por el contrario, en momentos en que la inyección supera a la carga, la frecuencia aumenta. (Fuchs y Prudencio, 2020)

2.2 Sistemas de Almacenamiento de energía de alta potencia.

2.2.1 Generalidades.

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) son claves para la descarbonización de los sistemas energéticos, ya que son una herramienta muy versátil para proveer flexibilidad a los sistemas. Una mayor participación de las energías renovables también implica una mayor generación solar fotovoltaica y la eólica. Estas tecnologías variables exigen mayor flexibilidad en los sistemas eléctricos para mantener el balance continuo entre la generación y la demanda. En este sentido los SAE juegan un papel muy importante, gracias a que pueden actuar como una carga o como una fuente de electricidad de manera alterna, para compensar las variaciones tanto de la generación como de la demanda. (Malagón, 2021)

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, en un escenario de cero emisiones netas, los SAE se convertirán en la principal fuente de flexibilidad para los sistemas

eléctricos, reemplazando la generación con carbón y gas natural, que ocupan hoy los primeros lugares para esta función, junto con la hidroelectricidad de gran escala. Los SAE son capaces de proveer múltiples servicios a los sistemas eléctricos, más allá del arbitraje entre horas de menor y mayor precio, como la regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia, la regulación de tensión. Asimismo, pueden mejorar la eficiencia en los costos y posponer inversiones en la ampliación de las redes de transporte y distribución de energía al reducir los picos de demanda máxima de las redes. A nivel global la penetración de los SAE aún se encuentra en una etapa incipiente. Su aprovechamiento pleno depende en gran parte de que los marcos regulatorios habiliten su participación en los mercados para proveer estos servicios eléctricos, se reconozca su valor económico y sean remunerados adecuadamente. (Malagón, 2021)

La energía eléctrica no puede almacenarse como tal y es necesario transformarla en otros tipos, como la energía mecánica o la química. Los sistemas de almacenamiento pueden aportar valor en todos y cada uno de los eslabones de la cadena de suministro. Un sistema de almacenamiento se utiliza para acumular energía que luego será consumida, ya sea a corto o largo plazo, de forma intensiva o de forma mantenida en el tiempo; diferenciándose en función del tipo de mecanismo que permite almacenar y liberar la energía. El almacenamiento, dependiendo de la escala de potencia, se puede clasificar en:

- Sistemas de almacenamiento a gran escala (gigavatios, GW)
- Sistemas de almacenamiento medio (megavatios, MW)
- Sistemas de almacenamiento pequeño (kilovatios, kW) (Ordoñez,2017)

La clasificación se basa en rangos de potencia (magnitud del sistema de almacenamiento) y la determinación de la energía dependerá del trabajo realizado en alguna actividad (accionamiento de un motor, dotar de energía a una vivienda, etc.), en el momento de utilizar la potencia almacenada un tiempo que no siempre puede ser determinado con exactitud. La disponibilidad aleatoria de la energía primaria (radiación solar, velocidad del viento, etc.) da como consecuencia períodos con exceso y deficiencia de energía. Esto ha llevado a que se desarrollen diferentes formas para almacenar la energía sobrante a fin de utilizarlo cuando sea necesario, siempre y cuando las condiciones de operación del sistema eléctrico lo permitan. (Ordoñez,2017)

Así mismo también a sus aplicaciones se dividen en:

Aplicaciones a nivel de generación y del sistema eléctrico: Estas aplicaciones asocian, por un lado, con la capacidad de estos sistemas para facilitar un mayor nivel de penetración de las energías renovables de manera que permita su integración en la red y, por otro lado, con su potencial para ofrecer servicios complementarios como el aporte de regulación en la frecuencia del sistema eléctrico. **Aplicaciones a nivel de transmisión y distribución:** Estas aplicaciones permiten mejorar el factor de utilización en las redes, reduciendo la congestión de líneas, con lo cual evita la necesidad temprana de nuevas ampliaciones del sistema de transporte. (Ordoñez, 2017)

Aplicaciones a nivel de usuario: Ayudarían a garantizar una mejor calidad del suministro eléctrico a comercios, industrias y hogares, minimizando el riesgo de interrupciones de suministro. Además, pueden permitir al usuario gestionar su consumo de tal manera que éste se produzca principalmente durante los periodos de tiempo en que el kWh sea más bajo. También permitirían optimizar la curva de consumo del usuario reduciendo la potencia máxima necesaria al aportar energía durante ese instante y por tanto reduciría el coste de la potencia contratada. (Ordoñez, 2017)

El actual desarrollo de las energías renovables implica la generación de energía usando fuentes renovables. Muchas de ellas tienen comportamiento aleatorio, como, por ejemplo: la velocidad del viento sobre las turbinas eólicas, la radiación solar en las fuentes fotovoltaicas, la altura de las olas del mar en las fuentes mareomotrices, entre otros. Las fuentes renovables están conectadas a las redes eléctricas o microrredes de electricidad. Pero la disponibilidad aleatoria de la energía primaria da como consecuencia períodos con exceso y deficiencia de energía. Esto ha llevado a que se desarrollen diferentes formas para almacenar la energía sobrante a fin de utilizarlo cuando sea necesario y las condiciones de operación del sistema eléctrico lo permitan. (Mirez, 2012)

El almacenamiento de energía tiene un rol crítico en asegurar el futuro energético y que incluye:

- Servirán como una “reserva de electricidad” de mucho mayor capacidad que cualquier reserva de combustibles fósiles.
- Estabiliza la red de distribución y transmisión.

- Permite un uso más eficiente de la generación existente.
- Hace viable económicamente las energías renovables.
- Sirve como un amortiguador de precios, es decir, es un elemento para suministrar energía cuando los costos de electricidad son altos, como, por ejemplo, en las horas punta.
- Reduce o disminuye la necesidad de instalar nuevas generadoras.
- Realiza un seguimiento de la carga, alternando la respuesta ante variaciones entre el suministro de electricidad y de demanda.
- Permite tener una capacidad de reserva.
- Realiza un soporte de estabilidad de voltaje.
- Realiza también un soporte y mejor performance de los sistemas de transmisión y distribución.
- Da una asistencia a lo que es la integración de fuentes solares y eólicas reduciendo la volatilidad de la salida y su variabilidad, mejorando la calidad de la energía, reduciendo los problemas de congestión, entre otras. (Mirez, 2012)

Se presenta una caracterización de las tecnologías de almacenamiento de energía de baja y larga duración. Son examinadas para tres categorías: almacenamiento de energía masivo para ser usado a nivel de carga, generación distribuida (DC) para atender los picos locales y calidad de energía (PQ) para alta fiabilidad en usuario final, con importantes variaciones en el tiempo de descarga y la capacidad de almacenamiento. Un objetivo específico ha sido el diferenciar las tecnologías de almacenamiento de energía sobre la base de tiempo de descarga: corto y largo. Las tecnologías de almacenamiento incluido en esta propuesta son los capacitores de alta densidad de energía de carbón – plomo, baterías (de ácido y plomo y avanzados, incluyendo baterías flotantes), supercapacitores, almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES), bombeo de agua e hidrógeno. Las diferentes categorías son distinguidos por el nivel de potencia y tiempo de descarga requerido. Estas especificaciones a la vez determinan los requerimientos de energía almacenada. (Mirez, 2012)

Los niveles de potencia y tiempos de almacenamiento para las varias categorías se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 01 Especificación de la Categoría de Aplicación de Almacenamiento de Energía

Categoría de Aplicación	Rango de Potencia de descarga	Rango de Tiempo de descarga	Rango de Energía Almacenada	Aplicaciones representativas
Bulk energy storage	10- 1 000 MW	1 - 8 horas	10 -8 000 MWh	Nivelación de carga (leveling load) Reserva rodante (spinning reserve)
Generación distribuida	100 – 2 000 kW	0,5 – 4 horas	50 – 8 000 MWh	Rasurado de picos de demanda (peak shaving) Congestión de la transmisión (transmisión deferal)
Power quality	0,1 – 2 MW	0 – 1 minuto	0 028 – 16,67 kWh	Calidad y confiabilidad de la energía de uso final.

Fuente: Mirez (2012)

2.2.3 Tipos de Sistemas de Almacenamiento.

a. Acumulación por bombeo.

Esta tecnología es usada por las centrales hidroeléctricas. Su funcionamiento consiste en que, cuando hay un excedente de energía, se bombea agua desde un embalse a otro (situado a una mayor altura) aumentando la energía potencial de la masa de agua bombeada. Asimismo, cuando se requiera de energía, se deja caer el agua del embalse superior al inferior haciéndola pasar por una turbina donde se generará la electricidad. Una de sus ventajas es su larga vida útil, que puede superar los 50 años. (Naturgy, 2021) Esta tecnología posibilita la utilización de la energía eléctrica en horas valle, para bombear agua

Se realiza desde un depósito o embalse inferior a otro situado a mayor altitud. Cuando el agua almacenada en el embalse superior pasa a través de una tubería hidráulica produce energía eléctrica, que puede ser inyectada a la red en las horas punta. Las principales ventajas que presenta son el bajo coste de la energía y la posibilidad de regular la

frecuencia. Estos sistemas de bombeo están basados en máquinas eléctricas e hidráulicas reversibles, es decir, un generador-motor y una turbina-bomba. Los tiempos de transición completa entre el estado de generación y de acumulación han de ser breves para responder a los cambios bruscos de las necesidades de potencia de la red eléctrica. Para evaluar la eficiencia global del sistema de almacenamiento de energía mediante el bombeo de agua, se debe considerar la ratio de energía suministrada a la red y la energía consumida mientras se bombea. (San Martín, Zamora, Aperribay y Eguía, 2019)

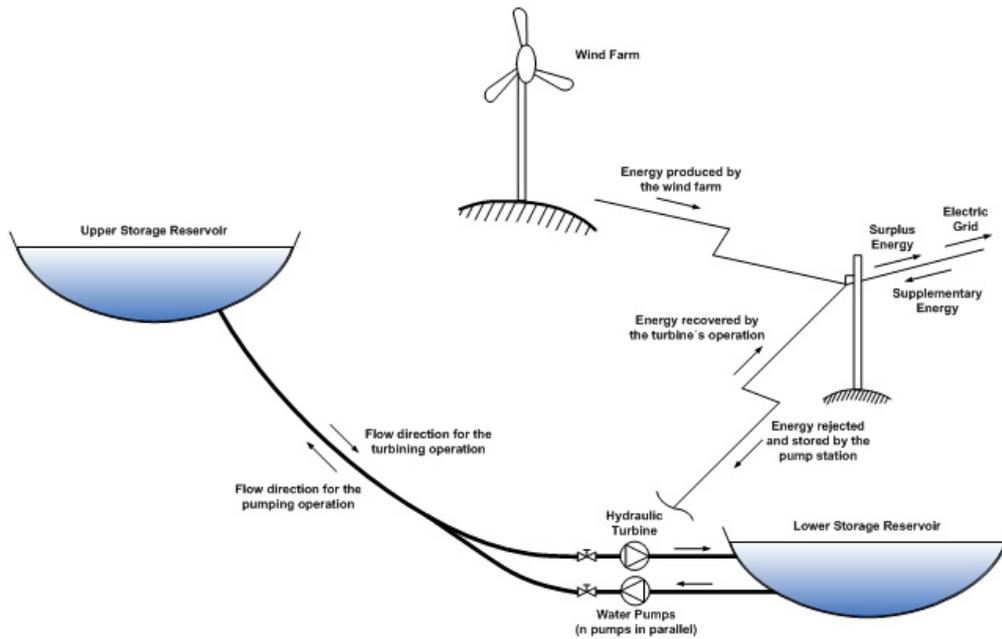


Figura 04 Esquema de un sistema híbrido hidráulico Eólico de almacenamiento de energía

Fuente: San Martín, Zamora, Aperribay y Eguía (2019)

b. Aire comprimido. (CAES).

Los sistemas de almacenamiento de aire comprimido se basan en turbinas de gas, con gran rango de actuación. Los sistemas que son utilizados para la red eléctrica son los que el aire comprimido se almacena en tanques bajo tierra, o en instalaciones subterráneas a presiones entre 6-7 MPa. Cuando es necesario, este aire es calentado en una cámara de combustión y se expande aumentando de esta forma su volumen y transformando, mediante las turbinas, energía cinética en eléctrica. Si la demanda es baja estos sistemas enfrían el aire y lo almacenan. Sus principales ventajas son la alta capacidad energética y una vida útil elevada, superior a 25 años, frente al lento tiempo de respuesta, su baja eficiencia y las limitaciones geográficas de los emplazamientos. (Iñigo, 2018)

Como se aprecia en la figura siguiente este sistema de almacenamiento consta de diferentes elementos: Un compresor de aire que trabaja conjuntamente a intercambiadores de calor, consiguiendo una correcta compresión y una reducción del contenido en humedad. El motor/ generador en cargado de facilitar el buen acoplamiento de turbina y compresor. Y finalmente el sistema de turbinación formado por turbinas de alta y baja presión. Cabe destacar la presencia de la caverna o cavidad de almacenamiento. (Iñigo, 2018)

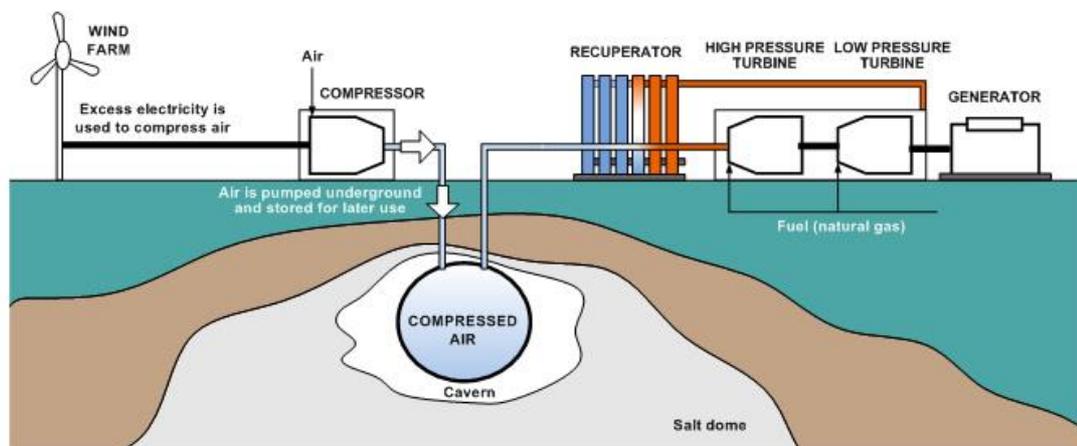


Figura 05 Esquema de un sistema de almacenamiento de energía con aire comprimido
Fuente: CAES (2015)

c. Almacenamiento Térmico (ETES).

Esta técnica acumula energía mediante el calor, subiendo o bajando la temperatura de una sustancia y/o cambiando la fase. Este sistema de almacenamiento consta de dos tanques de sales, uno caliente y otro frío, donde se hará un bombeo del frío al caliente que llevará a la mezcla a alcanzar temperaturas de 390° C. En el momento en el que se necesite la energía, las sales se bombean desde el tanque caliente pasando por un tren de intercambiadores de carcasa y tubos donde devuelven la energía térmica al tanque frío y lo calientan. De este modo, la mezcla de sales fundidas puede suministrar el calor necesario para operar la planta durante los periodos en los que sea necesario. (Naturgy, 2021)

El almacenamiento de energía térmica eléctrica (ETES). Se basa en ideas similares del sueco estadounidense John Ericsson desde la década de 1850. Miles de toneladas de

pedras volcánicas trituradas se calientan a 600 ° C o más con una especie de “secador de pelo” gigante que convierte la electricidad, generada, por ejemplo, a partir de energías renovables, en calor. Bien aisladas, las pedras pueden permanecer calientes durante semanas. Si se necesita electricidad, una turbina de vapor clásica vuelve a convertir el calor en electricidad. Con costos de alrededor de € 100 por kWh, esta tecnología es mucho más asequible que cualquier planta de energía de gas o sistema de baterías. En teoría, no existe un límite superior para el tamaño potencial de un proyecto. Basándonos en el conocimiento que tenemos hoy, un proyecto de almacenamiento de 1 GWh podría ponerse en marcha a partir de 2025. Este principio no solo funciona en combinación con las energías renovables, sino que también puede transformar las centrales eléctricas convencionales. El almacenamiento de energía térmica puede hacer innecesario el desmantelamiento de centrales eléctricas antiguas. Dondequiera que hoy en día el gas, el carbón o la energía nuclear generen calor, hay lugar para las pedras volcánicas. El resto de componentes, la infraestructura eléctrica y civil, se puede reutilizar. Con este enfoque de “brownfield”, una vieja planta de energía puede convertirse en un almacenamiento de energía gigante y moderno. (Siemens GAMESA, 2021)

El almacenamiento también puede optimizar las industrias intensivas en energía, como la industria química o la industria del metal. Muchos procesos que consumen mucha energía deben alimentarse de la manera más estable y continua posible para alcanzar una determinada calidad de producto. Esos procesos difícilmente pueden reaccionar a las señales de precios en los mercados de electricidad a corto plazo. ETES proporciona la flexibilidad para reaccionar a los precios fluctuantes mientras mantiene la más alta calidad del producto. Las empresas siderúrgicas, por ejemplo, podrían desvincular su suministro de combustible de su generación de electricidad: una forma de almacenar el calor de los gases de combustión y utilizarlo para generar electricidad y venderla a precios máximos. (Siemens GAMESA, 2021)

Tres aplicaciones de almacenamiento para máxima flexibilidad

- ETES Base: pueden almacenar y suministrar electricidad, procesar vapor y calor independientemente de las condiciones geográficas. La potencia de entrada y salida tiene un amplio rango de MW, mientras que la capacidad de almacenamiento varía desde MW hasta GW. Es la opción ideal para un activo de energía renovable.

- ETES Add, adjunta a una planta de energía de combustibles fósiles o una planta industrial de uso intensivo de energía. Flexibiliza la operación y amplía la base de ingresos. El calor almacenado se agrega a los ciclos existentes.
- Las centrales térmicas de combustibles fósiles ahora pueden convertirse en plantas de almacenamiento de energía sin CO₂, combinando equipos existentes con nueva tecnología. Esta transformación minimiza los efectos negativos del cierre de la planta con el reemplazo del horno por ETES, mientras que el ciclo de vapor y los procesos de operación permanecen en su lugar. (Siemens GAMESA, 2021)

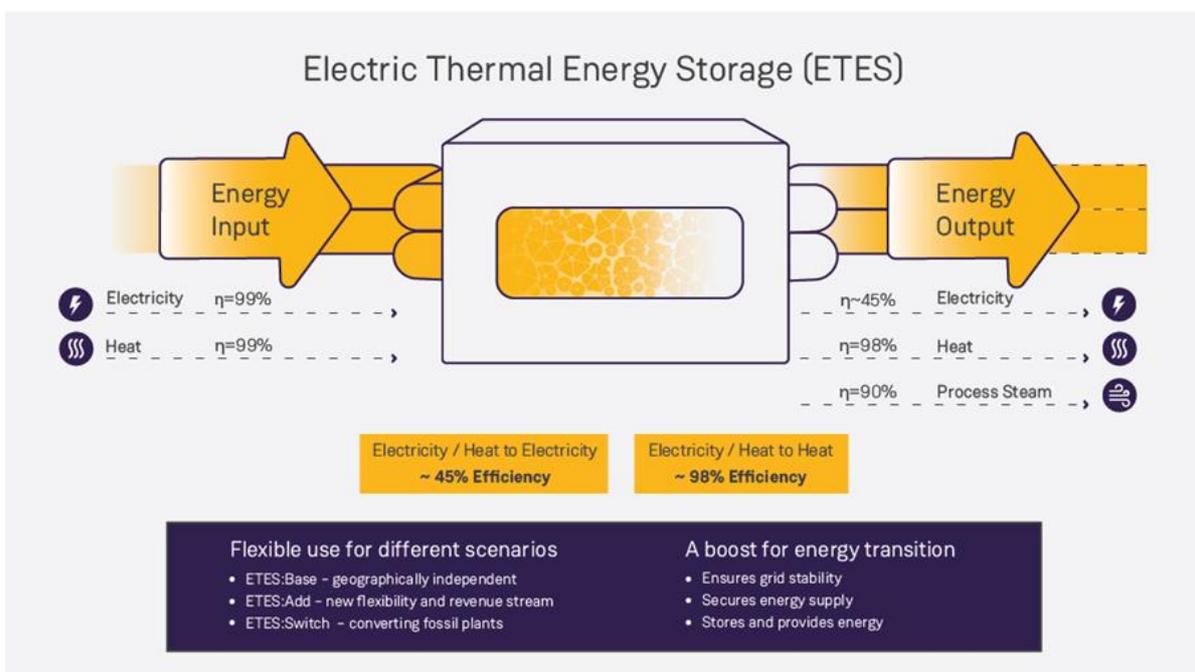


Figura 06 Esquema energético de un sistema de almacenamiento de energía térmica
Fuente: Siemens GAMESA (2021)

d. Supercondensadores.

Este tipo de almacenamiento se basa en el uso de capacitores para almacenar energía en forma de campo eléctrico. Su funcionamiento es el mismo que cualquier capacitor regular usado en electrónica, se basa en almacenar cargas electrostáticas para formar un campo eléctrico, y así almacenar la energía. La diferencia que poseen estos capacitores con los regulares es que poseen capacitancias muy altas en un espacio reducido (alta densidad de capacitancia), llegando incluso a las decenas de Faraday (hasta 6 órdenes de magnitud mayores que un capacitor común y corriente). Lo que los hace deseables para aplicaciones

de energía, es su gran capacidad de rampa, pudiendo descargarse y cargarse con mucha velocidad, y pueden usar su carga completamente. (Rudnick, 2017)

Existen diferentes tipos de supercondensadores, que se clasifican según su construcción, los principales son capacitores electroquímicos de doble capa (ECDL), que funcionan a través de electrodos de carbón activado, sumergidos en un electrolito líquido. Además, existen pseudo capacitores, contruidos con metales y polímeros, y capacitores híbridos, que tienen tanto características electroquímicas como electroestáticas. Los primeros son los que están más desarrollados, y se pueden obtener comercialmente. Los supercapacitores ECDL llegan a alcanzar densidades de energía de hasta los 60 Wh/kg, y densidades de potencia de 100.000 W/kg. Son en general, tecnologías muy eficientes, alcanzando eficiencias de hasta al 98%. El problema de estas tecnologías es su precio, el cual ronda los 20.000 USD/kWh instalado. Este precio es mucho mayor a tecnologías como los bancos de baterías, los cuales, debido a su gran avance tecnológico, han reducido sus precios considerablemente. A pesar de esto, se espera que esto cambie, y que el futuro los precios bajen. (Rudnick, 2017)

e. Volantes de Inercia térmica o Flywheel. (FEES)

Consiste en un sistema de almacenamiento cinético, en el que la energía se almacena en la energía cinética de una masa giratoria que gira a gran velocidad y está conectada a una maquina eléctrica, la cual puede trabajar como generador o como motor, al trabajar como generador nuestro sistema suministra energía, transformando la energía cinética del volante en energía eléctrica y suministrándola a la red. Al trabajar como motor, el sistema absorbe energía de la red, aumentando la velocidad del sistema y almacenando esta energía en forma de energía cinética. La cantidad de energía almacenada en un volante depende de las dimensiones del volante, su masa y la velocidad a la que gira. Los volantes se consideran una de las tecnologías de almacenamiento más rentables para aplicaciones de alta potencia (descarga rápida), donde compiten directamente con las baterías. (Iñigo, 2018)

A pesar de los altos costos de fabricación y construcción, la ventaja de la larga vida útil de los volantes lo ha convertido en una opción sólida para aplicaciones de calidad de energía. Además, hay muchas otras características que hacen que los sistemas de

almacenamiento de volantes sean una solución prometedora para las futuras necesidades energéticas como son: gran eficiencia (90 %) y mantenimiento mínimo. Entre sus principales desventajas se encuentra la necesidad de un sistema de control complejo, convertidores AC/DC y sistemas auxiliares. (Iñigo, 2018)

El disco inercial (en sistemas actuales) está generalmente construido con fibras de carbono de alta resistencia, la que aumenta las velocidades de giro que se les puede dar, a pesar de ser de menor densidad que las de metal que se usaban en sistemas antiguos. Lo esencial de estos sistemas es evitar pérdidas por roce, por lo que el disco se pone dentro de una cámara al vacío, con rodamientos de mínimo roce y soportado por cojinetes magnéticos. La generación de energía se realiza a mucha frecuencia, para luego ser convertida mediante electrónica de potencia para ser inyectada o utilizada. Los sistemas nuevos de almacenamiento en flywheels tienen una densidad de energía de alrededor de 100 kWh/kg del disco inercial. Una de las principales características, que lo hacen una opción favorable para sistemas muy fluctuantes, es su capacidad de carga y descarga, la cual puede ser muy rápida, y puede ser descargado completamente. En la actualidad las principales plantas de almacenamiento de energía en base a flywheels tienen una capacidad instalada de 20 MW en la ciudad de Nueva York, y Ontario. Ambas son utilizadas principalmente para regulación de frecuencia de la red. (Rudnick, 2017)

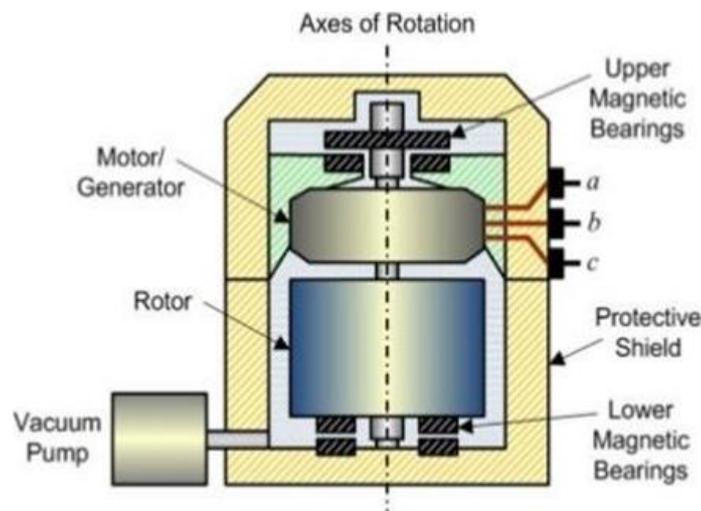


Figura 07 Esquema energético de un Flywheel
Fuente: Iñigo (2018)

f. Baterías de ion litio.

El litio tiene un especial atractivo para los sistemas de baterías debido a dos factores que permiten aumentar notablemente la densidad de energía. El litio metálico es el más liviano

de todos los metales, lo cual le confiere una gran capacidad gravimétrica. Además, posee el más alto de todos los potenciales de reducción, permitiendo la fabricación de celdas con potenciales de más de 3 V. El lado negativo de la gran reactividad del litio es que descompone muy rápidamente los electrolitos a base de agua, generando hidrógeno. Esto demoró la posibilidad de su implementación en celdas hasta la invención de los primeros electrolitos no acuosos. Las primeras baterías a base de litio fueron sistemas primarios donde el ánodo estaba formado por litio metálico y el cátodo por diferentes materiales según el fabricante (SO_2 , $(\text{CF}_x)_n$, MnO_2 , CuO , I_2). (Otero, 2018)

El litio atrae un gran interés en la producción de vectores energéticos debido a su baja densidad y su alta reactividad. El litio es un sólido a temperatura ambiente, dado que su punto de fusión es de $181\text{ }^\circ\text{C}$ y es el más ligero de todos los sólidos. Esto se debe a que el núcleo del isótopo más frecuente está formado únicamente por tres protones y cuatro neutrones (92,5 % de abundancia, el que le sigue tiene tres neutrones) y posee una estructura cristalina BCC (cúbica centrada en el cuerpo, con un parámetro de red de $3,5\text{ \AA}$). La estructura electrónica del átomo tiene el primer nivel energético (1s) completo y un único electrón en el segundo nivel (2s), esto le confiere una gran reactividad debido a que le es energéticamente muy favorable unirse a otros átomos y ceder su electrón, llegando a la configuración electrónica del gas noble más próximo, el helio. Por lo tanto, presenta un potencial de reducción muy alto y permite generar diferentes estructuras para diseñar baterías con altos potenciales de celda³. También cabe destacar que el litio en su estado sólido es un metal con gran conductividad eléctrica ($10,8 \times 10^6\text{ S/m}$) y no requiere ser mezclado con materiales conductores para operar como ánodo (como sí le sucede a otros posibles materiales para electrodo). (Otero, 2018)

Esta batería tiene una excelente relación volumen - capacidad energética y masa - capacidad energética, alcanzando alta densidad de energía volumétrica y gravimétrica. En general, las baterías de litio son muy sensibles a la temperatura durante el proceso de carga y descarga fuera de su rango de operación. Es por ello que se incorpora un sistema de gestión de baterías o BMS a este, el cual monitorea y administra la operación de la batería para que siempre opere dentro de su rango de operación. Una batería de litio sobrecargada o con una corriente de descarga alta genera un incremento abrupto interno de temperatura, lo cual es potencial riesgo de incendio y liberación de gases tóxicos. (Fuchs y Prudencio, 2020)

g. Pilas combustibles de hidrogeno.

El hidrógeno es un importante portador de energía, puede ser considerado como una alternativa a los mejores combustibles fósiles: carbón, petróleo crudo, gas natural y sus derivados. Tiene un potencial de ser una fuente de energía limpia, fiable y disponible. Tiene su mejor ventaja en que el producto de su combustión con oxígeno es agua, en vez de CO y CO₂, los cuales son considerados gases invernaderos. Es llamada a jugar un mayor rol en el futuro de los sistemas de energía. Se ha demostrado que el hidrógeno puede ser usado directamente en máquinas de combustión interna recíproca, requiriendo mínimas modificaciones, también en turbinas y procesos de calentamiento. (Mirez, 2012)

Una pila de combustible es un dispositivo electroquímico que transforma de forma directa la energía química en eléctrica. Parte de un combustible (generalmente hidrógeno) y de un comburente (en muchos casos oxígeno) para producir agua, electricidad en forma de corriente continua y calor. Tiene diversas partes:

Electrodos (ánodo, donde se reduce el H₂ en dos protones H⁺ y cátodo, donde reaccionan los protones H⁺ y O₂)

Electrolito (separa los gases, permite el paso de iones H⁺ al cátodo y separa los e⁻)

Placas bipolares (que separan las celdas, “conducen” los gases y evacúan H₂O)(Centro nacional del Hidrógeno, 2021)

Las pilas de combustible comprenden una amplia variedad de aplicaciones:

- Portátiles, orientadas a pequeños dispositivos eléctricos, cada vez más abundantes a nuestro alrededor (ordenadores, Smart phones, pequeños electrodomésticos).
- Estacionarias, que tras emplear el hidrógeno como sistema de almacenamiento puede ser utilizado para la generación de electricidad y calor en empresas, hospitales, zonas residenciales, y como generadores de potencia en casos de emergencia cuando falle el suministro principal.
- Aplicaciones al transporte, se contempla el uso de hidrógeno como combustible en pilas de combustible para vehículos eléctricos de todo tipo (coches, autobuses, barcos), apareciendo cada vez con más frecuencia, prototipos y modelos de prueba

propulsados con estas tecnologías. Incluso está prevista la comercialización de este tipo de vehículos para los próximos años.)(Centro nacional del Hidrógeno, 2021)

2.3 Sistemas de Almacenamiento BESS.

2.3.1 Generalidades.

Los sistemas de almacenamiento mediante energía electroquímica, también conocidos por las siglas en inglés BESS, se caracterizan por convertir energía eléctrica en energía electroquímica mediante baterías a gran escala de distinta composición química. (Paz, 2018)

Los sistemas de baterías engloban a variados tipos de tecnologías y su característica común es que la energía es guardada en forma de energía electroquímica. Al realizar distintos arreglos de celdas en serie y en paralelo, se puede variar el voltaje y la capacidad de las baterías. Una de las ventajas de los BESS con respecto a sistemas de tipo CAES y PH es que poseen menores restricciones de localización, ya que es posible instalarlas en casi cualquier lugar, y además disminuciones importantes en los tiempos de construcción y diseño. Entre sus desventajas se encuentran los altos costos totales por unidad de energía y la baja densidad energética de algunas tecnologías. Las tecnologías de baterías difieren entre ellas en distintos parámetros técnicos y económicos: la eficiencia y la profundidad de descarga máxima para mantener una cierta vida útil (número de ciclos). La densidad de energía y potencia reflejan que tan eficientes son las distintas tecnologías con respecto al uso del espacio. (McClure,2014)

Las características técnicas principales para un el dimensionamiento de un sistema BESS son:

- Capacidad energética: Cantidad máxima de energía almacenada (en kWh o MWh).
- Duración del almacenamiento: En función a la potencia y la energía almacenada
- Ciclo de vida/vida útil: Es la cantidad de tiempo o ciclos de almacenamiento que una batería puede proporcionar de carga y descarga.
- Eficiencia de carga-descarga (round-trip efficiency): Expresado en porcentaje. Es una relación entre la energía cargada y descargada de una batería, considerando la eficiencia total del BESS, las pérdidas por autodescarga y otras pérdidas eléctricas. de baterías, los convertidores y la profundidad de descarga.

- Energía de ciclo de vida efectiva (effective energy throughput): energía total que el banco de baterías puede entregar durante su vida útil. (Fuchs y Prudencio,2020)

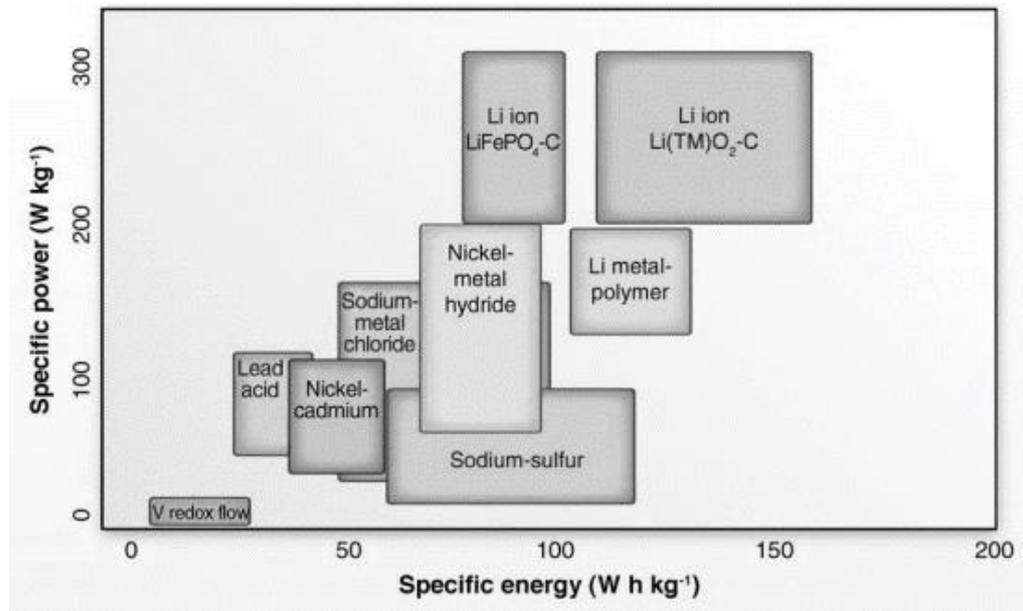


Figura 08 Energía y potencia específica de batería
Fuente: McClure (2014)

2.3.2 Tipos.

Baterías de sulfuro de Sodio (NaS).

El comienzo de la investigación de la batería de NaS se remonta a los años 60, cuando investigadores descubrieron que el cerámico β -alúmina ($\text{NaAl}_{11}\text{O}_{17}$), permitía una alta conductividad iónica para iones de sodio a una alta temperatura. Este efecto es muy beneficioso, pues al utilizar la β -alúmina como electrolito sólido en una celda electroquímica de alta temperatura, se produce intercambio de iones de manera sencilla. La Figura 2.8 muestra esquemáticamente el funcionamiento de la batería de NaS. Por diseño, en el centro se encuentra el sodio (electrodo negativo) derretido, contenido en un tubo que forma el electrolito sólido de β -alúmina. Cuando la batería se descarga el sodio se combina con el electrodo de sulfuro formando polisulfuro de sodio. Cuando se carga las reacciones se invierten y el sodio vuelve al interior del tubo. (McClure,2014)

Esta tecnología tiene la ventaja de que las reacciones son exotérmicas (liberan calor), por lo que es fácil mantener la temperatura de operación. Además, posee una alta densidad energética, gran cantidad de ciclos de vida variando entre 2500 (100% DoD) y 5000 (90% DoD) con eficiencia de ciclo completo del 75 al 80%. Operando de manera diaria es posible llegar a los 15 años de operación. A lo anterior se puede sumar que las baterías tienen poca auto-descarga, bajo mantenimiento y se puede reciclar cerca del 99% de los materiales utilizados. Las desventajas de esta tecnología se encuentran en la producción en gran escala de -alumina, pues sus costos están en aumento y que su uso está limitado a aplicaciones estacionarias, debido a la alta temperatura que alcanzan. Esto sumado a la dificultad de mantener la batería sellada de manera de no exponer los reactivos al aire. (McClure,2014)



Figura 09 Batería de NaS en Dubai's Electricity & Water Authority (DEWA)

Fuente: Ingeteam (2019)

Baterías de flujo redox.

Las baterías de flujo redox (“red” de reducción y “ox” de oxidación de electrones o liberación) con electrolito de vanadio funcionan haciendo circular un electrolito líquido bombeado desde unos tanques hacia un stack de celdas electroquímicas con una membrana que separa ánodo y cátodo. Las reacciones de oxidación y reducción en los electrodos generan una diferencia de potencial entre las disoluciones a cada lado de la membrana que permiten almacenar energía. Esta configuración particular de las baterías de flujo, además de cumplir con los requerimientos de los sistemas de potencia, permite desacoplar energía y potencia y adecuarla perfectamente a la capacidad requerida,

evitando así el sobredimensionamiento que se requiere con otras baterías cuando se requieren largas descargas y largos tiempos de almacenamiento. Investigadores de la India han desarrollado una batería de flujo redox de vanadio de 5 kW/25 kWh con una densidad de energía de 30 vatios-hora a 40 vatios-hora por litro. Actualmente se encuentra en construcción un BESS de flujo de zinc, de 25 MW y 75 MWh en Modesto, California. Esta planta tiene el objetivo de controlar la intermitencia de la energía del viento y desplazar la construcción de una central de gas natural de 50 MW de potencia nominal de 78 millones de dólares. (Ferret, 2020)

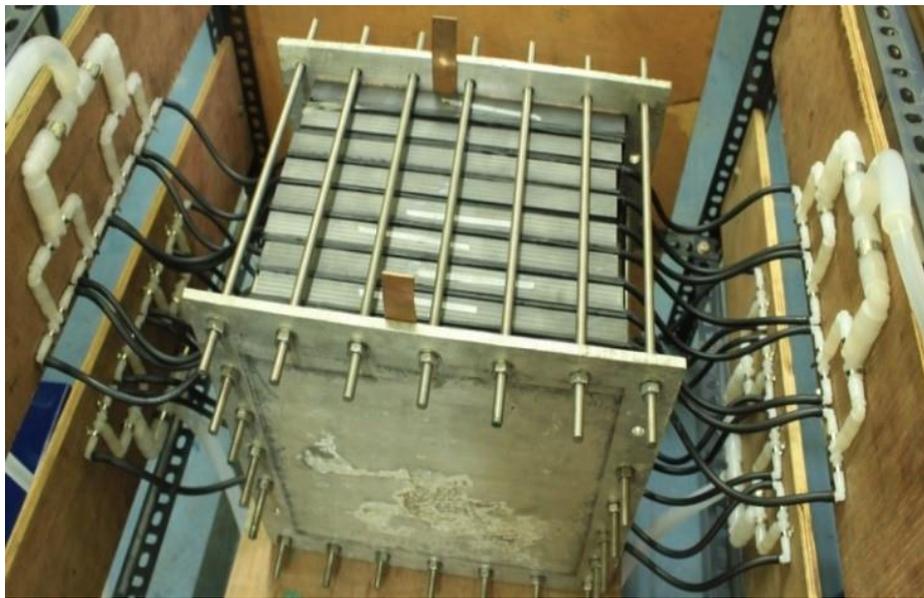


Figura 10 Batería de Flujo redox de Vanadio de gran capacidad para centrales solares y eólicas del Indian Institute of Technology Madras

Fuente: Bellini (2020)

Baterías de Níquel Cadmio.

Se caracterizan porque el material del electrodo positivo es hidróxido de níquel $\text{Ni}(\text{OH})_2$ mientras que el electrodo negativo es de cadmio (Cd). La solución alcalina KOH (hidróxido de potasio) actúa como el electrolito. Ambos electrodos están aislados por un separador, y son enrollados en forma espiral dentro de la carcasa, este diseño reduce la resistencia interna ya que hay una mayor cantidad de electrodo en contacto con el material activo en cada celda. Las baterías de Ni-Cd presentan un largo ciclo de vida, más de 3500 ciclos combinados con bajos requerimientos de mantenimiento. Sin embargo, su vida útil depende principalmente de los niveles de descarga en cada ciclo, pudiendo alcanzar hasta 50.000 ciclos con un 10% de descarga. (Gonzales, 2015)

El sistema instalado por Golden Valley Electric Association corresponde al sistema BESS de mayor potencia instalado en el año 2003. Corresponde a un sistema de casi 14.000 celdas divididas en cuatro baterías de 3440 celdas, cada una alcanzando una tensión de 5.2kV. El sistema está diseñado para aportar 27MW por 15 minutos, 40MW por 7 minutos, estando limitado a 46MVA a causa del convertidor DC/AC. Este sistema fue diseñado para tener una vida útil de 20 años, operando con 500 descargas parciales y 100 descargas completas, aportando a la reserva del sistema eléctrico de Alaska. (Gonzales, 2015)

Baterías de ion litio.

Complementando lo detallado el ítem 2.2, las características que favorecen la utilización de batería de litio son: el bajo potencial redox del litio; bajo peso molecular; y el pequeño radio atómico, que favorece la difusión del ion, permite que los arreglos de celdas de litio tengan un alto voltaje de salida y además altas densidades energéticas. Estas interesantes características, sumado a ciclos de vida largos ha logrado que la batería de litio tenga un lugar importante en la industria de la electrónica portátil. El electrodo negativo es un carbón en forma de grafeno (configuración plana de los átomos de carbono) que mantiene litio entre sus capas, mientras que el electrodo positivo se constituye por un compuesto (un ejemplo de ello es el LiMO_2) que permite que el litio se una a él mediante un enlace covalente, manteniendo también estructura tipo capa. Ambos electrodos pueden insertar o remover litio de sus estructuras. Durante la carga el electrodo positivo remueve iones de litio de su estructura tipo capa, mientras que en el electrodo negativo los iones de litio se insertan al grafeno. El proceso se revierte durante la descarga. Los electrodos están separados por un electrolito líquido orgánico. (McClure,2014)

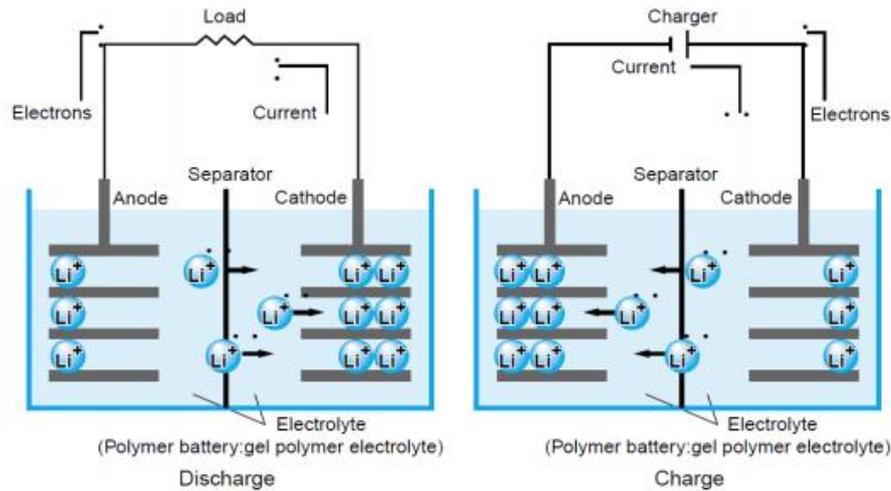


Figura 11 Proceso de carga y descarga de una batería de litio

Fuente: Gonzales (2015)

Uno de los aspectos importantes a mencionar sobre las baterías de litio es su alta densidad de energía; 75–125 Wh/kg. Otra característica es la rápida capacidad de carga/descarga; pueden alcanzar el 90% de su potencia nominal en 200 ms y una alta eficiencia, alrededor del 78% con más de 3500 ciclos. Las baterías de litio son de menor peso en comparación con las otras baterías recargables de la misma capacidad, comparándolas con las baterías de Pb-ácido pueden almacenar 6 veces la cantidad de energía en el mismo espacio. Poseen una baja tasa de pérdida de energía, y un menor efecto memoria comparadas con las baterías Ni-MH, las cuales pueden llegar a perder hasta 20% de carga por mes. (Gonzales,2015)

Enel Perú el 2020 inauguró el primer Sistema de Almacenamiento de Energía con Batería (BESS) de Litio Ion de gran capacidad del Perú, BESS Ventanilla. La infraestructura tiene como objetivo entregar y absorber energía hacia y desde el sistema eléctrico para compensar las desviaciones de frecuencia del sistema interconectado, lo cual es fundamental para mejorar la calidad de la energía entregada a los clientes e incrementar la estabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Este sistema, cuya inversión fue de USD 10 millones, aproximadamente, está ubicado en el Callao, dentro de la Central Térmica Ventanilla, tiene un tamaño de emplazamiento de 2500 metros cuadrados, cuenta con 14.6MW de potencia incorporado y 469.4MW de potencia efectiva. El Grupo Enel ya ha implementado con éxito baterías similares a nivel mundial, en países

como Italia (30 MW Stand Alone), Reino Unido (25 MW para RPF), Alemania (22 MW para RPF) y España (20 MW para RSF (Revista Perú Construye, 2020)



Figura 12 Sistema BESS con iones de litio de Central Térmica de Ventanilla para regulación de tensión y frecuencia

Fuente: Revista Perú Construye (2020)

2.3.3 Componentes.

Los sistemas de almacenamiento en baterías son modulares y se acomodan a las necesidades y aplicaciones que les dará el comprador. Dependiendo del proveedor se ofrecen sistemas integrados donde vienen todos los equipos necesarios para entregar la potencia y energía requerida. Los equipos necesarios dependen entre muchas cosas de: condiciones ambientales; tecnología de las baterías; nivel de tensión de la barra de conexión. Los componentes esenciales de un BESS son: baterías; conversor CC-CA; sistema de gestión de baterías en inglés Battery Management System (BMS); controlador maestro; y un sistema de protecciones y relés. Además el BESS podría necesitar un sistema de gestión térmico en caso de temperaturas extremas; filtros de armónicos; convertidores DC-DC tipo chopper; tableros de potencia en caso de servicios auxiliares; sistema de comunicación y algún otro elemento dependiendo de la situación.(Parada, 2018)

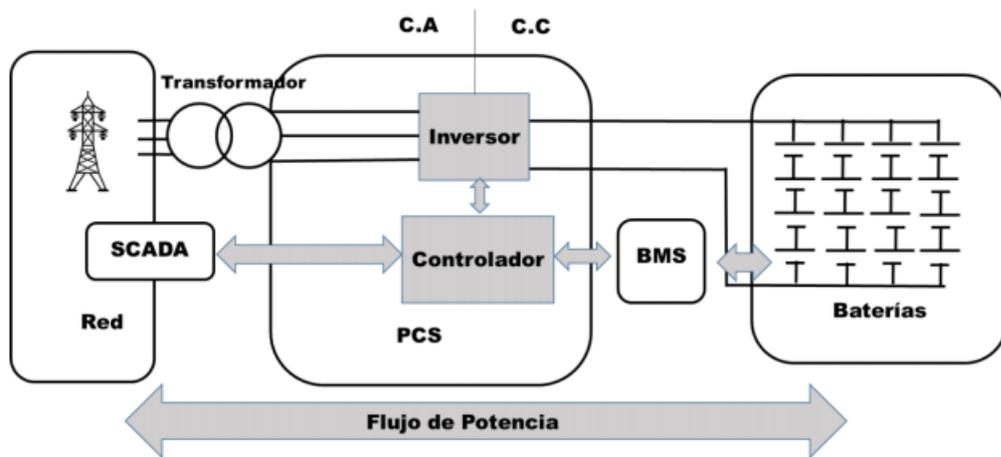


Figura 4: BESS con equipos esenciales

Figura 13 Sistema BESS con componentes

Fuente: Parada (2018)

Baterías.

Son el elemento funcional del BESS, y por lo general son el componente más caro por lo que representan gran porcentaje de la inversión. Como ya se explicó en la sección correspondiente las baterías están compuestas de celdas conectadas en arreglos de serie y paralelo para formar un módulo con una tensión y capacidad determinada. La disposición o conexión de las baterías depende del nivel de tensión que se necesite, que por lo general varía en tensiones DC entre 400 [V] y 1.200 [V]. Las tensiones máximas dependen de la tecnología escogida y sus respectivos valores de seguridad. Por ejemplo en un sistema que utilice plomo-acido se permiten tensiones máximas de 2 000 Vdc; en sistemas NiCd se puede usar tensiones de 4 000 V. La cantidad de energía almacenada también depende de la cantidad, configuración y tecnología de baterías a utilizar. Sin embargo, la relación no es lineal debido a que bajo altas corrientes de descarga la capacidad disminuye por lo que se necesitan más celdas para mantener al nivel necesario la potencia de descarga. Esto se debe al efecto Peukert que tiene mayor relevancia en tecnologías como el plomo-ácido y mucha menor importancia en tecnología de ion-litio. (Parada, 2018)

Inversor.

Dispositivo eléctrico que convierte y/o manipula un tipo de energía eléctrica de una fuente de tensión o corriente en otro tipo de energía eléctrica con respecto a la tensión, corriente y/o frecuencia. El inversor bidireccional funciona en más de un modo u operación, con

diferentes puertos de entrada y salida, los cuales se detallan a continuación y no son excluyentes:

- Puerto de almacenamiento CC.
- Puerto de fuente de energía CC.
- Puerto de conexión a la red CA.
- Puerto de almacenamiento CA.
- Puerto de comunicaciones (Ministerio de Energía de Chile, 2020)

Sistema de gestión de baterías.

Un sistema de gestión de baterías o BMS (Battery Management System) está compuesto por un hardware y un software que controlan la carga y descarga de una batería garantizando al mismo tiempo una operación confiable y segura. Esto implica el control de los niveles de corriente y tensión, de las condiciones de carga y descarga, de la limitación de la ventana de operación respecto al SOC y/o la temperatura, de la gestión térmica, del balance en tensión entre las celdas, etc. Un BMS no solo ayuda a aumentar la vida útil, eficiencia y seguridad de la operación, sino que también entrega una precisa estimación del estado de la batería para la gestión energética. Por lo tanto, los BMS cuentan con dos importantes enfoques operacionales, monitoreo y control, que no pueden ser separados durante la operación, por ejemplo, para garantizar un apropiado, rápido y preciso control de la carga y descarga de las baterías es necesario un sistema de monitoreo que analice el voltaje, la corriente, la temperatura interna, SOC y SOH, y así se proteja la batería contra situaciones peligrosas como sobrecargas y descargas profundas. (Parada, 2018)

Controlador.

Es un elemento muy importante dentro del BESS ya que se encarga del buen funcionamiento de este. Se encarga de diferentes funciones, entre ellas es comunicarse con el BMS y poder actuar en caso de que algún factor de importancia se encuentre fuera de los valores permitidos, ya sea temperatura y así activar los sistemas de control de temperatura o la tensión en celdas para activar interruptores y sistemas de protección y evitar fallas permanentes en los equipos. Además, manda señales moduladoras a las válvulas de inversores y poder controlar la cantidad de potencia activa y reactiva inyectada. El controlador puede incluir un sistema de comunicación para poder tener

interacción con el usuario, permitiendo así llevar una gestión de la potencia inyectada de modo automático y manual. (Parada, 2018)

El regulador de carga, controlador de carga o regulador de batería es un equipo encargado de controlar la energía que entra a la batería, de forma que ésta opere dentro de un rango seguro (de tensión y corriente). Es común encontrar estos equipos conectados a unidades de generación, como arreglos de paneles fotovoltaicos, de forma que cargan la batería de forma controlada con la energía proveniente del arreglo FV. Además, es posible que puedan alimentar cargas en CC. (Fuchs y Prudencio, 2020)

Sistemas de Protección.

Las instalaciones de un sistema de almacenamiento de energía conectadas a la red estarán equipadas con un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de una falla en la red o fallas internas en la instalación del propio sistema, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente. Las instalaciones de almacenamiento aisladas de la red también deberán contar con las mismas protecciones eléctricas que garanticen su desconexión en caso de fallas internas o de los consumos asociados. Todos los sistemas de batería deberán ser capaces de aislarse eléctricamente de los demás equipos dentro del BESS, para lo cual deberán contar con los dispositivos de aislamiento adecuados, los que deberán poder abrir en forma automática y simultánea en condiciones de funcionamiento normales y de fallas. (Ministerio de Energía de Chile, 2020)

Transformador.

En la mayoría de las instalaciones de BESS, se debe considerar un transformador el cual es el que eleva la tensión que sale de los inversores, que generalmente son bajas tensiones y llevarla a 15 media tensión, en Chile es común tener transformadores de 6,6/13,6 [KV]; 6,6/23[KV]. El valor del transformador depende de la potencia nominal, para la aplicación para la cual se requiere, no es necesario un transformador de gran potencia a menos que el BESS tenga una potencia nominal muy alta. (Parada, 2018)

2.3.4 Dimensionamiento.

Para determinar el tamaño del banco de baterías se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

Días de autonomía: cantidad de días que la batería es capaz de suministrar una corriente constante.

Capacidad: cantidad de carga que el banco de baterías puede almacenar para asegurar los días de autonomía.

Profundidad de descarga (DOD): Nivel máximo de descarga que una batería puede entregar antes de afectar su ciclo de vida útil. (Gonzales,2015)

Un ciclo de Descarga/Carga se entiende como la entrega de toda la energía almacenada, pero esto no es siempre la situación. En lugar de una profundidad de descarga de 100% (Depth of Discharge - DoD), los fabricantes prefieren rankear las baterías al 80% DoD, lo que significa que sólo el 80% de la energía disponible se está entregando y un 20% se mantiene en reserva. Una descarga menor que la capacidad de carga completa aumenta la vida útil, y los fabricantes argumentan que esto es más cercano a una representación sobre lo que realmente sucede en el arte del uso por parte de los clientes, porque las baterías casi nunca están completamente descargadas antes de la recarga. Sin embargo, no existe una definición estándar de lo que constituye un ciclo de descarga. Una batería inteligente que realiza un seguimiento del recuento de ciclo puede requerir una profundidad de descarga del 70% para definir un ciclo de descarga; cualquier valor inferior no es registrado como un ciclo. (Blanc, 2015)

La Profundidad de Descarga (Depth of Discharge - DoD) se define como el porcentaje de la capacidad de carga que la batería entrega de una vez. Si la batería estaba cargada y luego se utiliza completamente, entonces se genera un DoD de 100%. Si solamente se utilizó la mitad de la energía acumulada y luego empezó nuevamente un proceso de carga, entonces esa descarga fue de un 50% DoD. La importancia de la profundidad de descarga y poner límites a estos valores tiene que ver con la vida útil o mejor dicho ciclabilidad de las celdas de la batería. En el ámbito técnico de las baterías, ya es sabido que en el caso del Litio, (al contrario de lo que se tenía por aceptado como una buena práctica a realizar con baterías) profundas descargas y cargas generan un estrés tal que la Vida Útil se ve muy reducida. Esto invita a pensar como recomendables ciclos de menor DoD, esto es; de menor Profundidad de Descarga. (Blanc, 2015)

La pérdida vida útil del BESS se debe al desvanecimiento de los materiales activos causado por los ciclos de carga y descarga. Par el caso de BESS con profundidad de descarga por debajo de un 20% de su capacidad de carga o más del 80% de profundidad de descarga (DoD), envejecen más rápido. Por ejemplo, una celda de batería de litio-níquel-manganeso-cobalto (litio-NMC) de 7 vatios-hora puede realizar más de 50.000 ciclos al 10% de profundidad de ciclo, lo que produce un rendimiento energético de por vida (la cantidad total de energía cargada y descargado de la celda) de 35 kWh. Pero la misma celda ciclada al 100% de profundidad de ciclo puede funcionar solo 500 ciclos, lo que produce un rendimiento energético de por vida de solo 3,5 kWh. (Asian Development Bank, 2018)

Tabla 02 Ciclabilidad de la celda de ion litio en función al DoD

Profundidad de descarga	Ciclos de descarga
100% DoD	300-500
80% DoD	1 200- 1 500
50% DoD	2 000- 2 500
25% DoD	3 750- 4 700

Fuente: Blanc (2015)

Profundidad de carga (DoC) Este concepto es muy similar al DoD, y se denomina DoC (Depth of Charge), indica el porcentaje de carga que se le quiere suministrar a la batería. Se utiliza este valor en los Modelos matemáticos para fijar un estado de carga obligatorio de la batería, a objeto ésta empiece a descargarse. Con ello, se busca sostener certeza de ciclos realizados con la batería. En la actualidad existen estudios en desarrollo que persiguen definir la relación entre la Vida Útil y la frecuencia de ciclos parciales, lo que no es menor si ello afecta directamente la inversión. Un caso típico es responderse de si es aconsejable para la batería cargar desde un rango de 60% -30% de energía existente para luego proceder a la recarga, ú otros rangos. Ciertamente esta restricción de descarga puede ser omitida o relajada en el Modelo, asignándole un valor porcentual nulo o muy bajo.

Como ocurre con la eficiencia, la rentabilidad del almacenamiento de energía está directamente relacionada con su vida operativa. La vida útil de un ESS depende de muchos factores, incluida la carga y la descarga. ciclo, profundidad de descarga y condiciones ambientales. Para cualquier aplicación, maximizando la profundidad de descarga minimiza la capacidad de almacenamiento de energía requerida. El programa de ciclismo ofrece, por tanto, el mayor grado de libertad en el diseño. Para aplicaciones residenciales y comerciales, uno o dos ciclos por día, o entre 7.300 y 22.000 ciclos de vida útil, sería suficiente para permitir la energía fotovoltaica almacenamiento por turnos y durante la noche de la red eléctrica barata. Aumentar la magnitud o el porcentaje de picos de potencia que se tolera sin intervención también reducen el requisito de ciclo de por vida. Un sistema de almacenamiento de energía diseñado para responder a picos de potencia que son más del 10% de la potencia fotovoltaica de la placa de identificación en una sola carga y ciclo de descarga puede experimentar muchos más de 100.000 ciclos durante su vida útil, especialmente en ubicaciones más nubladas. (Asian Development Bank, 2018)

Para calcular la capacidad del banco de baterías se utiliza la siguiente fórmula:

$$Capacidad\ BESS\ (MWh) = \frac{Potencia\ requerida\ (MW) * Duracion\ de\ descarga(h)}{Profundidad\ de\ descarga * Eficiencia\ de\ la\ Bateria} \cdot (1)$$

En donde:

Capacidad del BESS en MWh.

Potencia requerida por el BESS en MW.

Duración de la descarga en horas, es el periodo destinado a realizar la inyección de la energía en el horario pre-establecido, en este caso durante las horas punta.

Profundidad de descarga en %.

Eficiencia de la batería en %.

Un sistema BESS se caracteriza por dos parámetros: la capacidad energética (MWh), dada por el sistema de baterías, y la potencia máxima de pico (MW), dada por el inversor. El fabricante, además, debe proporcionar una estimación de la vida de la batería en función del número de ciclos de carga/descarga diarios que el cliente estime. De esta manera, se pueden escoger las baterías para dar la máxima potencia al principio de la vida útil de la misma (Beginning Of Life o BOL) o al final (End Of Life o EOL). Adicionalmente, las

baterías se pueden clasificar según un factor “C” o “C Rating”, es decir, un indicador de la velocidad de descarga continua a la que puede llegar, como máximo. Tal indicador se obtiene a partir de la relación entre la potencia del inversor instalado y la capacidad energética de la batería.

$$\text{Potencia requerida BESS} = \frac{\text{Potencia del inversor (MW)}}{\text{Capacidad de la batería (MWh)}} \dots \dots \dots (2)$$

Las aplicaciones en red de las BESS para la regulación de frecuencia y arranque en negro o arranque de emergencia o en frío, se dimensionan de acuerdo al efecto de la inyección de la potencia en la red sobre los límites admitidos mínimo y máximo para la estabilidad de la frecuencia de un sistema eléctrico. Estas otras aplicaciones a la red se dimensionan de acuerdo con la capacidad de almacenamiento de energía (en MWh): integración renovable, reducción de picos y nivelación de carga y microrredes

Para el caso de regulación de frecuencia primaria se tiene en cuenta la siguiente ecuación:

$$\text{Recuperación de frecuencia} \left(\frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \right) = \frac{\text{Potencia inyectada}}{\text{desviación de frecuencia} * \text{Frecuencia del sistema}} \dots (3)$$

Donde la desviación de la frecuencia máximas para el SEIN es:

±1% de 60 Hz para regulación primaria. Valores mínimos admitidos en el SEIN para la estabilidad del sistema eléctrico.

±3% de 60 Hz para regulación secundaria.

Proporción de desviación de la frecuencia al ingresar al SEIN

$$\text{Desviación de la frecuencia} = \frac{\text{Potencia inyectada}}{\text{Maxima Demanda SEIN}} * 100 \% \dots (4)$$

De esta manera, una batería con clasificación C1 podrá proporcionar su totalidad de la energía durante una hora como mínimo; una batería C2 durante media hora; una de C4 durante un cuarto de hora. Cuanto mayor es el coeficiente, más rápido se podrá descargar la batería, pero más se encarece. Si el coeficiente es menor que 1, podrá dar energía

durante más tiempo, limitada siempre por la potencia del inversor o por la capacidad de la batería. (Suarez, 2019)

Así, por ejemplo:

- 1 MW-1 MWh 1C 1 MW durante 1 hora.
- 2 MW-2 MWh 1C 2 MW durante 1 hora.
- 1 MW-2 MWh 0,5C 1 MW durante 2 horas.
- 2 MW-1 MWh 2C 1 MW durante 30 minutos.
- 4 MW-1 MWh 4C 1 MW durante 15 minutos.
- 4 MW-2 MWh 2C 2 MW durante 30 minutos.

El número de baterías está en función a la siguiente ecuación:

$$N_B = \frac{C}{C_B} \dots \dots \dots (5)$$

Dónde:

N_B = Número de baterías que se necesitan

C = Capacidad de energía requerida por el banco de baterías (Amp-hr)

C_B = Capacidad de la batería (Amp-hr)

Para el cálculo de la disposición de las baterías: $N_B = N_B \text{ serie} \times N_B \text{ paralelo}$

Para el cálculo del número de baterías en serie se tiene:

$$N_B \text{ serie} = \frac{\text{Tension del Sistema Fotovoltaico}}{\text{Tension nominal de la bateria}} \dots \dots (6)$$

Ahora el número de baterías en paralelo será:

$$N_B \text{ paralelo} = \frac{\text{Numero de baterias total}}{\text{Numero de baterias en serie}} \dots \dots \dots (7)$$

2.3.5 Aplicaciones actuales en gestión de la carga.

Se tienen las siguientes aplicaciones en los servicios auxiliares.

- **Seguimiento de la carga.**

La capacidad para el seguimiento de la carga se caracteriza porque la potencia requerida cambia con frecuencia en pocos minutos. Luego la salida del sistema debe ser un balance cambiante entre la generación y la demanda. La carga basada en la generación convencional, aumenta sus recursos para poder seguir a la demanda a medida que aumenta la carga del sistema. A la inversa, ocurre que, los recursos de seguimiento de la carga disminuyen para seguir a la demanda que disminuye a medida que la carga del sistema disminuye. Típicamente, la cantidad de energía necesaria aumenta cada día, a medida que aumenta dicha cantidad por la mañana. Por la noche ocurre lo contrario. (Cejudo, 2017)

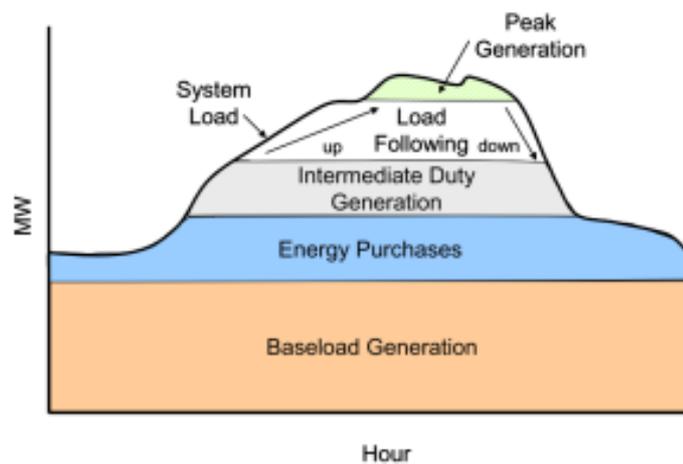


Figura 14 Energía y potencia específica de batería
Fuente: Cejudo (2017)

La generación se utiliza para el seguimiento de la carga. Para el seguimiento de la carga, la generación se hace funcionar de manera que su salida sea inferior a su diseño o potencia nominal. Lo que permite al operador incrementar la potencia de salida del generador, si es necesario, para proporcionar el seguimiento de la carga, hasta acomodarse a la nueva demanda. El almacenamiento es adecuado para el seguimiento de la carga por varias razones. En primer lugar, la mayoría de los tipos de almacenamiento pueden funcionar a niveles de carga de salida parcial con penalizaciones de rendimiento relativamente pequeñas. En segundo lugar, la mayoría de los tipos de almacenamiento pueden responder muy rápidamente (en comparación con la mayoría de los tipos de generación) cuando se necesita más o menos salida para seguir la carga. Considere también que el almacenamiento puede utilizarse eficazmente tanto para el seguimiento de la carga (a medida que aumenta la carga)

como para la carga que sigue hacia abajo (a medida que disminuye la carga), ya sea descargándola o cargando. (Cejudo, 2017)

- **Capacidad de Reserva.**

En la operación de las redes eléctricas se debe contar con la presencia de capacidad de reserva. Esta capacidad debe ser utilizada en caso de que una fracción de las fuentes de energía convencionales no estén disponibles. Existen tres tipos de reservas: primaria, terciaria y secundaria. La regulación, es entonces una forma de reestablecer el sistema ante posibles perturbaciones o diferencias momentáneas entre la generación y la demanda. Es decir, en cualquier momento dado, la capacidad de generación que está funcionando puede exceder o puede ser menor que la carga. La regulación se utiliza para amortiguar esa diferencia. Se puede observar la línea roja que correspondería a la demanda con muchas fluctuaciones y sin la actuación de la regulación. La línea negra corresponderá a la demanda tras haber corregido dichas fluctuaciones con este tipo de regulación. (Cejudo, 2017)

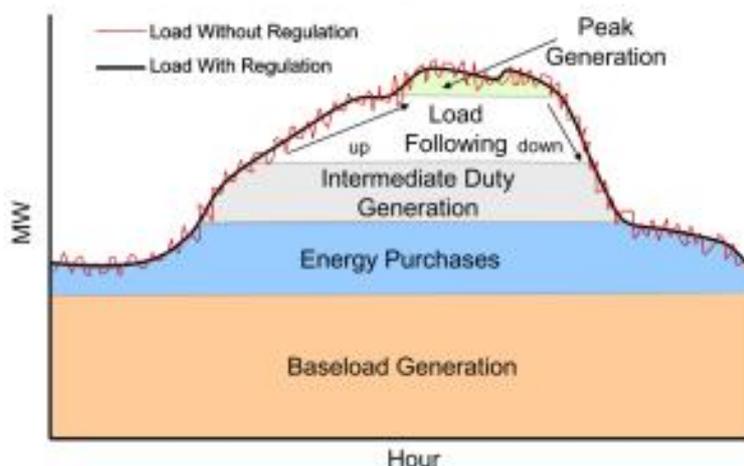


Figura 15 Comportamiento de la regulación de un sistema eléctrico
Fuente: Cejudo (2017)

Se debe tener en cuenta, que la generación de base compuesta principalmente por generación hidráulica y con ciclos combinados, no es muy adecuada para los servicios de regulación. La mayor parte de estos sistemas no están diseñados para variar de forma rápida su potencia de salida y/o operar a carga parcial. Por otra parte, el

almacenamiento eléctrico por lo general presenta una mayor eficiencia al tratar con cargas parciales y puede proveer de forma rápida la capacidad necesaria. (Cejudo, 2017)

- Control de tensión.

Uno de los principales problemas en los sistemas eléctricos de potencia es el de mantener la tensión dentro de unos límites establecidos. Tanto los equipos de las instalaciones eléctricas como los de los consumidores están diseñados para trabajar en un rango determinado de tensión, por lo que la operación de los mismos fuera de este rango puede afectar a su funcionamiento o dañarlos. Por otra parte, un buen nivel de tensión, mejora la estabilidad del sistema. Las tensiones en una red eléctrica, dependen en gran medida del flujo de potencia reactiva. Si las líneas son muy inductivas, situación habitual en las redes, a mayor tensión, más inductivas son. Puede afirmarse en general, que para subir tensiones en un nodo debe inyectarse reactiva y al contrario para disminuir la tensión. Para esta aplicación puede resultar muy interesante el almacenamiento distribuido debido a que la potencia reactiva nos puede ser transmitida de forma eficaz a largas distancias. . (Cejudo, 2017)

- Regulación Primaria de Frecuencia (CPF) Históricamente este servicio ha sido entregado por unidades sincrónicas (termoeléctricas) que poseen un controlador de carga/velocidad que active el despacho adicional necesario, y también puede ser brindado por unidades basadas en equipos de conversión de potencia que tengan un controlador de potencia/frecuencia. La finalidad de este control es evitar aumentos sostenidos en la diferencia entre demanda y generación. El CPF deberá activarse de forma automática frente a desviaciones instantáneas de la frecuencia del sistema eléctrico. Las instalaciones que participen del CPF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 10 segundos, y deberán ser capaces de mantener su aporte por un tiempo de 5 minutos. La prestación de esta categoría de servicio, al igual que el CRF, se realiza a través de bandas simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.(Fuchs y Prudencio, 2020)

- Alivio en la congestión.

En algunas zonas de la red, las capacidades de transmisión, no siguen el mismo ritmo de crecimiento que la demanda eléctrica en esos puntos. En consecuencia, los sistemas eléctricos se congestionan en puntos determinados de la red, durante los periodos de mayor demanda. Esto impulsa la necesidad de mayores capacidades de transmisión. Gracias a los sistemas de almacenamiento, es posible aliviar esta congestión, inyectando la potencia necesaria allí donde se necesite. Evitando así, la congestión de determinadas áreas del sistema. . (Cejudo, 2017)

- La innovación en los SAE ha permitido el desarrollo de una variedad de tecnologías y seguirá siendo un elemento clave para ganar participación en el mercado. En cuanto a las tecnologías, existen diversas alternativas como las baterías electroquímicas de ion litio, que son las de mayor crecimiento en su uso. Su versatilidad, tiempos de respuesta y madurez de la tecnología la hacen la solución más atractiva para los SAE. Sus costos han bajado significativamente en la última década desde los US\$1.000 en 2010 hasta US\$137 en 2020, y se espera continúen cayendo en los próximos años. Otra tecnología en crecimiento son las baterías de flujo, también electroquímicas, como las baterías redox de vanadio que presenta ventajas como una vida útil más extensa, mayor facilidad para reciclar sus componentes y un mejor desempeño en términos de seguridad y temperatura. (Malagón, 2021)
- También existen los SAE mecánicos, como las centrales hidroeléctricas de bombeo, que son la tecnología con mayor capacidad instalada en el mundo. Hoy se estima que almacenan cerca de 9.000 GWh a nivel global (IHA). Esta tecnología presenta la ventaja de poder almacenar energía por periodos más largos de tiempo, algo que limita a las baterías de litio cuya duración llega a 4 o 6 horas. Por otro lado, el hidrógeno promete dar un impulso muy fuerte a la descarbonización de los sistemas, de acuerdo con la AIE. Para alcanzar emisiones netas cero en 2050 se requerirá de una capacidad de 3.000 GW de electrolizadores. Finalmente, también están los sistemas de almacenamiento eléctricos y térmico, como las centrales termo solares de sales fundidas. Estos últimos aún en una fase de desarrollo. Así el panorama los SAE constituyen un mercado donde el desarrollo y la investigación, marcarán la pauta de cuáles serán las tecnologías más competitivas en costo y cuáles se adaptarán mejor

a los servicios que los sistemas energéticos requieren en su proceso de descarbonización. (Malagón, 2021)

- **Aplicaciones del time shifting.**

Muchos recursos de generación de energía renovable producen una parte significativa de la energía eléctrica cuando esa energía no es necesaria y no se puede verter directamente a la red (por ejemplo, durante la noche, los fines de semana o durante días festivos), generalmente denominada horas valle. El almacenamiento de energía utilizado junto con la generación renovable podría ser utilizado en los momentos en los que sea necesario. Esto es así, debido a la intermitencia de los sistemas renovables.

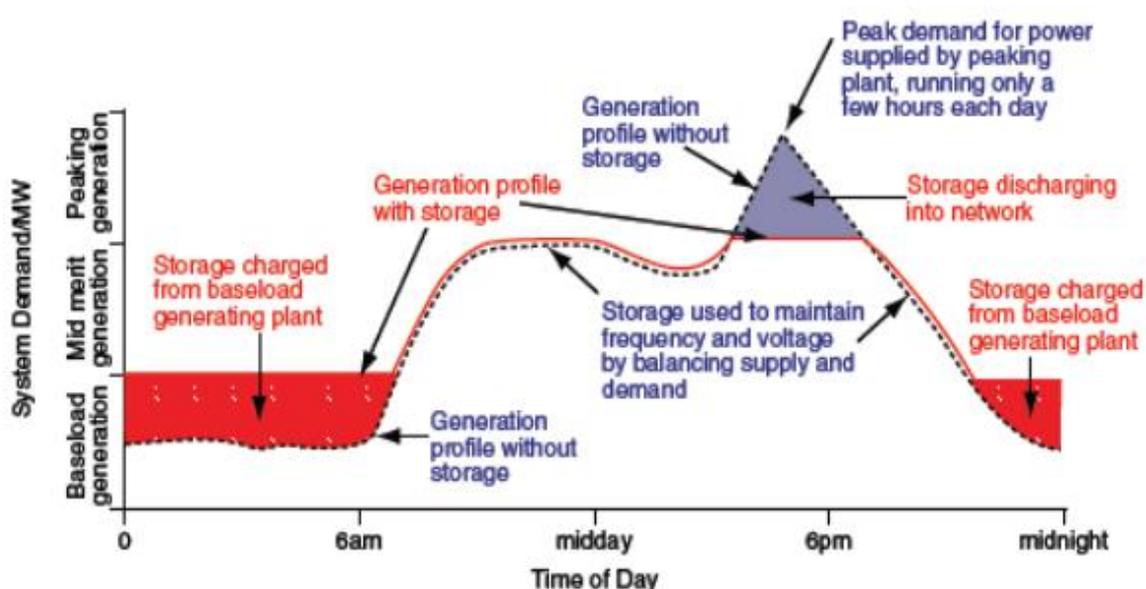


Figura 16 Almacenamiento de energía en horas valle para inyección en horas punta
Fuente: Whittingham (2008)

2.4 Despacho de energía.

Los mercados eléctricos, incluye al sistema eléctrico peruano, se han diseñado de forma tal que la inversión y la operación de la infraestructura energética la realicen operadores privados, promoviendo la eficiencia económica través de mercados competitivos en todos aquellos segmentos no monopólicos. El sistema de Peak Load Pricing, teóricamente asegura que, cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo marginal de la energía (E), más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta (P), cubren exactamente los costos

de inversión (I) más los costos de operación (O) de los productores considerados en su conjunto. (Parada, 2018)

El modelo pool, por medio de un mecanismo regulado y reconocido por todos sus miembros (administrado y operado por el COES), establece el precio de mercado de corto plazo de la electricidad (“clearing price” o “precio spot”), que es el precio de despeje del mercado (mercado spot). Este precio resulta de la realización de una operación económica centralizada por parte del operador de mercado, en este caso el Comité de Operación Económica del Sistema COES. El despacho de generación centralizado a cargo del COES se basa en la entrega de costos de operación por parte de las empresas generadoras (costos susceptibles de ser auditados). Como consecuencia, se obtiene el despacho horario del sistema que corresponde a un orden de mérito en función del costo variable de operación, que da lugar a las transferencias o intercambios comerciales de energía del sistema entre las empresas antes descritas. El diseño de mercado peruano no contempla en forma explícita la figura de un comercializador, aunque la Empresa Atria Perú ejerce a partir del año 2021. Son las empresas de generación y empresas de distribución las que ejercen este rol.

La producción de energía eléctrica para el 1 trimestre del año 2021, fue de 13 628,4 GW.h; El porcentaje de generación hidráulica, térmica, eólica, fotovoltaica y biomasa, por sistema eléctrico, fue como sigue: El 70,1% (9 554,2 GW.h) fue generación hidráulica, el 24,9% (3 388,5 GW.h) fue generación térmica, el 3,0% (409,1 GW.h) fue generación eólica, el 1,5% (199,8 GW.h) fue generación fotovoltaica y el 0,6% (76,7 GW.h) fue generación de biomasa. El 99,1% (13 628,4 GW.h) se generó en el sistema interconectado y el 0,9% (120,5 GW.h) se generó en los sistemas aislados. Con una potencia instalada de 13 387 MW. (Osinergmin, 2021)

El despacho económico de la operación: Es aquella actividad relacionada a la operación conjunta de todas las Centrales de Energía conformantes de un sistema eléctrico. La operación económica que involucra la generación de potencia y el suministro, se puede subdividir en dos partes: una, llamada despacho económico, que se relaciona con el costo mínimo de producción de potencia y otra, la de suministro con pérdidas mínimas de la potencia generada a las cargas. Para cualquier condición de carga, el despacho económico

determina la salida de potencia de cada central generadora que minimizará el costo de combustible necesario. El conocimiento del flujo de cargas en un sistema eléctrico de potencia permite hallar la potencia activa y reactiva que debe entregar cada unidad generadora para atender una demanda de potencia determinada. El reparto de cargas o potencias entre generadores depende de las condiciones de operación que se impongan. La demanda de potencia en un sistema eléctrico puede ser generada de diversas formas; de todos los posibles repartos de carga interesa aquel que supone un mínimo coste de generación. El problema que se plantea es el siguiente: conocida la demanda de potencia total en un sistema determinado, se debe determinar la potencia que debe entregar cada unidad para que el costo total de generación y transmisión sea el mínimo posible. Este estudio recibe el nombre de despacho económico. (Guevara, 2020)

La demanda de potencia a lo largo de un día será variable, dependiendo esta variabilidad del día de la semana considerado, de la estación del año, e incluso de la ubicación geográfica en la que se halla situado el sistema. A pesar de estas matizaciones, la curva de carga presentará siempre unas características comunes; las puntas, llanos y valles; en la curva de la figura se puede distinguir un valor mínimo, la carga de base, y un valor máximo, la punta de carga. La selección de unidades que trabajan en paralelo durante un determinado intervalo de tiempo se realiza considerando el coste de operación y ciertos aspectos técnicos, como son las características de regulación o los límites de estabilidad. A los costos de operación, que incluyen costes de combustible, de mantenimiento y amortización de las instalaciones, hay que añadir el coste de arranque y de parada que presenta cada unidad generadora. (Guevara, 2020)

Cada tipo de central tendrá una zona o régimen de carga donde será más útil; de forma resumida el reparto de cargas de un sistema de potencia será atendido de la siguiente forma:

- La potencia base será atendida por unidades de regulación muy lenta, cuya potencia de salida se mantendrá sensiblemente constante y que presenten una gran producción de energía eléctrica; dentro de esta categoría se incluyen las centrales hidroeléctricas y las centrales térmicas de ciclo combinado.
- El exceso de demanda sobre la carga base puede ser atendida por unidades regulables, como pueden ser las centrales hidroeléctricas de embalse y, en caso de no existir una generación suficiente de este tipo, por unidades térmicas de

mediana potencia. Estas centrales son más regulables, aunque presentan el inconveniente de no ser grandes productoras de energía.

- Las puntas de carga serán alimentadas por unidades cuya regulación y puesta en marcha sea muy rápida; dentro de esta categoría se encuentran las mini centrales hidroeléctricas y las pequeñas unidades térmicas con turbina de gas. La potencia que pueden entregar estas unidades es inferior a las restantes. (Guevara, 2020)

El despacho real se realiza según las imperfecciones del sistema de generación y transmisión eléctricas, la disponibilidad del recurso energético agua y combustible, el despacho del sistema sufre alteraciones, los cuales para una operación real se toma en cuenta el Procedimiento N° 9 “Coordinación de la Operación a Tiempo Real del SEIN” , para la ejecución de la operación en tiempo real, las actividades del Coordinador se limitarán a seguir el Programa de Operación en función a la disponibilidad de las Centrales de Generación Disponibles ordenadas en función a sus costos variables de operación (costos marginales de corto plazo) llamado PDO o su Reprogramación, dando origen a los Despachos en tiempo real con la aplicación de las acciones correctivas del caso. (Guevara, 2020)

Para el despacho teórico se toma el criterio de la teoría de costos marginales, en la cual se da un ordenamiento de las centrales de generación de energía en función de sus costos marginales de corto plazo o costos variables totales (CVT), según el siguiente ordenamiento:

- Centrales hidroeléctricas de pasada.
- Centrales hidroeléctricas de embalse o de regulación horaria, semanal, etc.
- Centrales Termoeléctricas con Ciclo Combinado con Gas Natural.
- Centrales Termoeléctricas de Ciclo Joule Brayton Simple Abierto MCI a Gas Natural.
- Centrales Termoeléctricas con Carbón.
- Centrales Termoeléctricas con Petróleo Residual 500 o Bunker 6(Ciclo Rankine)
- Centrales Termoeléctricas con M.C.I con Petróleo BD5 o BD2.
- Centrales Termoeléctricas con Ciclo Joule Brayton Simple Abierto con Petróleo BD5 o BD2.

Según la normatividad las Centrales con Recursos Energéticos Renovables no marginan y se ubican primero, antes del despacho que tienen las Centrales Termoeléctricas así como las Centrales de Cogeneración. (Guevara, 2020)

Capítulo III : Material y Método.

3.1 Material

3.1.1 Referente a la Central Fotovoltaica de Moquegua:

a. Información técnica.

La Central Fotovoltaica Moquegua ubicada a 1 140 msnm en el distrito de Moquegua, Provincia de Mariscal Nieto y departamento de Moquegua de propiedad de la Empresa Moquegua Solar FV inversiones de Solar Pack de España.

Las características operativas son las siguientes:

Potencia Aparente 20 MVA

Potencia instalada 16 MW

Punto de oferta: Barra 138 kV SE ILO.

Punto de conexión: Barra Panamericana Sur de 23 kV.

Factor de Planta 30.5 %

Nivel de Tensión de transformadores 0.3/23 kV

Módulos: 63 480 módulos de silicio policristalinos marca YL305P-35b

La central está constituida por Módulos Fotovoltaicos de 280 Wpico c/u, instalados sobre estructuras metálicas en acero galvanizado. La estructura está anclada sobre pilotes circulares de hormigón. La central está equipada con sistemas de seguimiento solar. El seguidor solar de un eje horizontal consta de una serie de vigas de torsión orientadas en dirección Norte-Sur sobre las que se encuentran montados los módulos solares fotovoltaicos en filas.



Figura 17 SFV de Central fotovoltaica de Moquegua.
Fuente: Osinergmin (2020)

Numero de inversores: 26 (24 x 625 kW + 2 x 500 kW).

Marca NGECON SUN 880TL X345 de 98 % de eficiencia.

Rango de Tensión para el Seguimiento del Punto de Máxima Potencia de 580-800 V.

Tensión Continua Máxima Admisible 1 000 V.

Corriente Continua Máxima Admisible 1 800 A.

Tensión de entrada de inversores: 0,5 - 0,825 kV – DC (Corriente Continua)

Tensión de salida de inversores: 0,3 kV – AC (Corriente Alterna)

Versión del Software: AAV1003.

Control de la inversión (continua/alterna): Convertidor estático.

Control del Factor de Potencia: Regul. (0.95Ind-0.95Cap)

Frecuencia de conmutación: 3,5 kHz.

Ajuste de las protecciones: Sobretensión 1,2 V, Subtensión 0,85 V, Sobre frecuencia 62 Hz, Sub frecuencia 57 Hz.



Figura 18 Conexionado del inversor de Central fotovoltaica de Moquegua.
Fuente: Osinergmin (2020)

La central consta de 16 Centros de Transformación (C.T.) de 1 250 kVA c/u

Celdas de Media Tensión: Compactas de Marca Ormazabal CGCOSMOS.

Transformador: Transformador de Marca Ormazabal de aceite éster vegetal.

Red de media tensión: 0,431 km con conductor de aluminio AAAC 240 mm² con tipo de aislamiento RHZ1- OL. Tensión de aislamiento 18/30 kV. Resistencia 0.206 Ohm/Km.

Reactancia 0.124 Ohm/Km. Susceptancia 0 μS/km.



Figura 19 Diagrama unifilar de conexión al SEIN de Central fotovoltaica de Moquegua.
Fuente: Osinergmin (2020)

Energía anual ofertada según contrato 2 Subasta RER: 46 000 MWh.

Precio de la energía ofertada: 119,9 U\$/MWh

El monto de inversión aproximado fue de 43 Millones de US\$.

Horas de Utilización Equivalentes a Plena Potencia para el Periodo Anual: 2 480 horas.

Horas de Utilización Equivalentes a Plena Potencia Mes a Mes (% con respecto al año) :
6-10%

Temperatura de operación: 46 ± 2 °C.

b. Información comercial.

Se presenta la información comercial de operación consolidada mensual de la Central Fotovoltaica Moquegua. (Ver información diaria en Anexo).

Tabla 03 Producción de Energía Año 2021

Mes	Producción (MWh)
Enero	4 520
Febrero	4 064
Marzo	4 046
Abril	3 720
Mayo	3 462
Junio	3 272
Julio	3 654
Agosto	4 049
Setiembre	4 336
Octubre	4 676

Fuente: COES (2021)

Tabla 04 Producción de Energía Año 2020-2019

Mes	Producción 2020 (MWh)	Producción 2019 (MWh)
Enero	3 402	3 338
Febrero	3 452	3 545
Marzo	3 629	4 396
Abril	3 768	3 445
Mayo	3 633	3 450
Junio	3 277	3 275
Julio	3 731	3 669
Agosto	3 941	4 190
Setiembre	4 289	4 132
Octubre	4 789	4 665
Noviembre	4 908	4 501
Diciembre	4 547	4 716

Fuente: COES (2021)

Para el mes de junio 2021 se presenta los diagramas de carga diario de generación de energía eléctrica y de servicios auxiliares por consumo propio de la Central Fotovoltaica Moquegua. (Punto de medición N° 278 COES SINAC)

La Información de meses posteriores se ubican en el Anexo de la presente investigación.

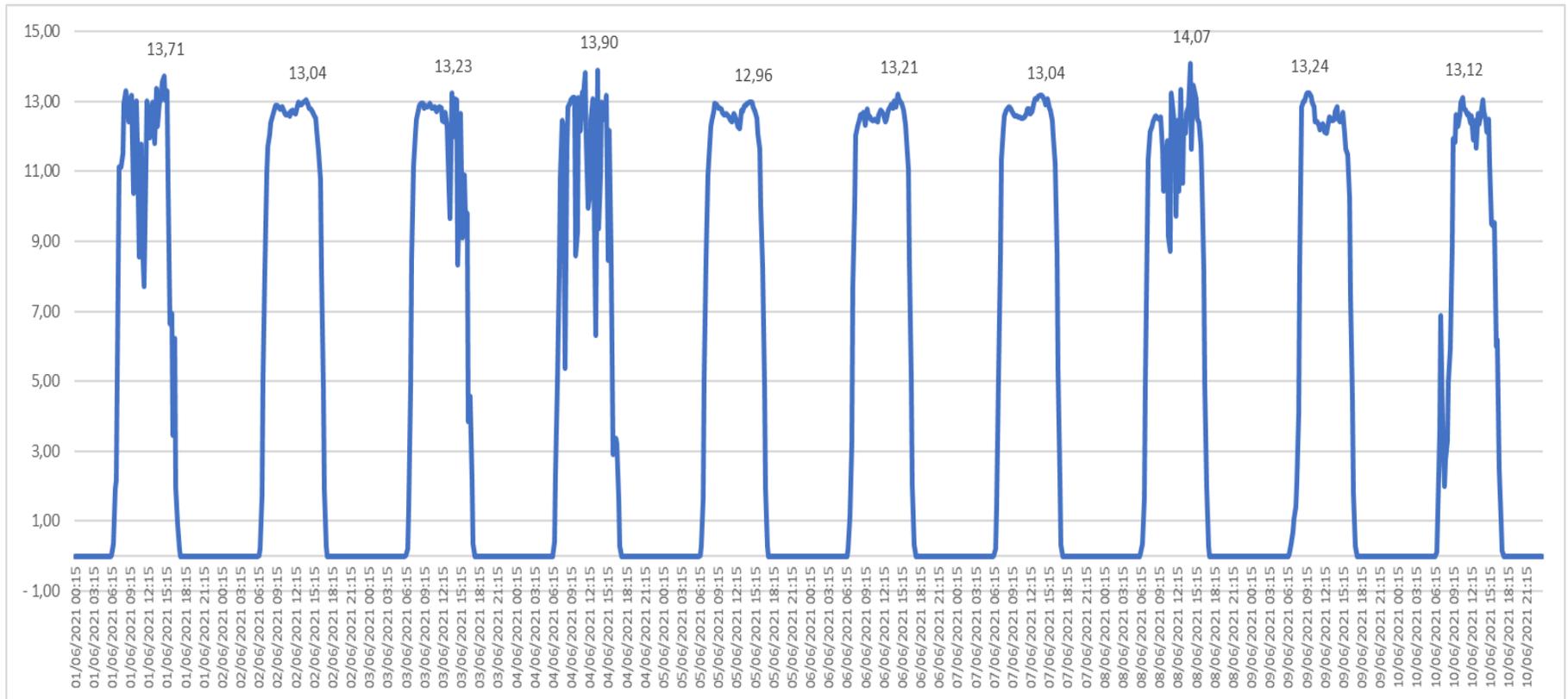


Figura 20 Diagrama de carga desde 01.06.2021 al 10.06.2021 par Central Fotovoltaica de Moquegua. Potencia Activa (MW)vs Tiempo
Fuente: COES (2021)

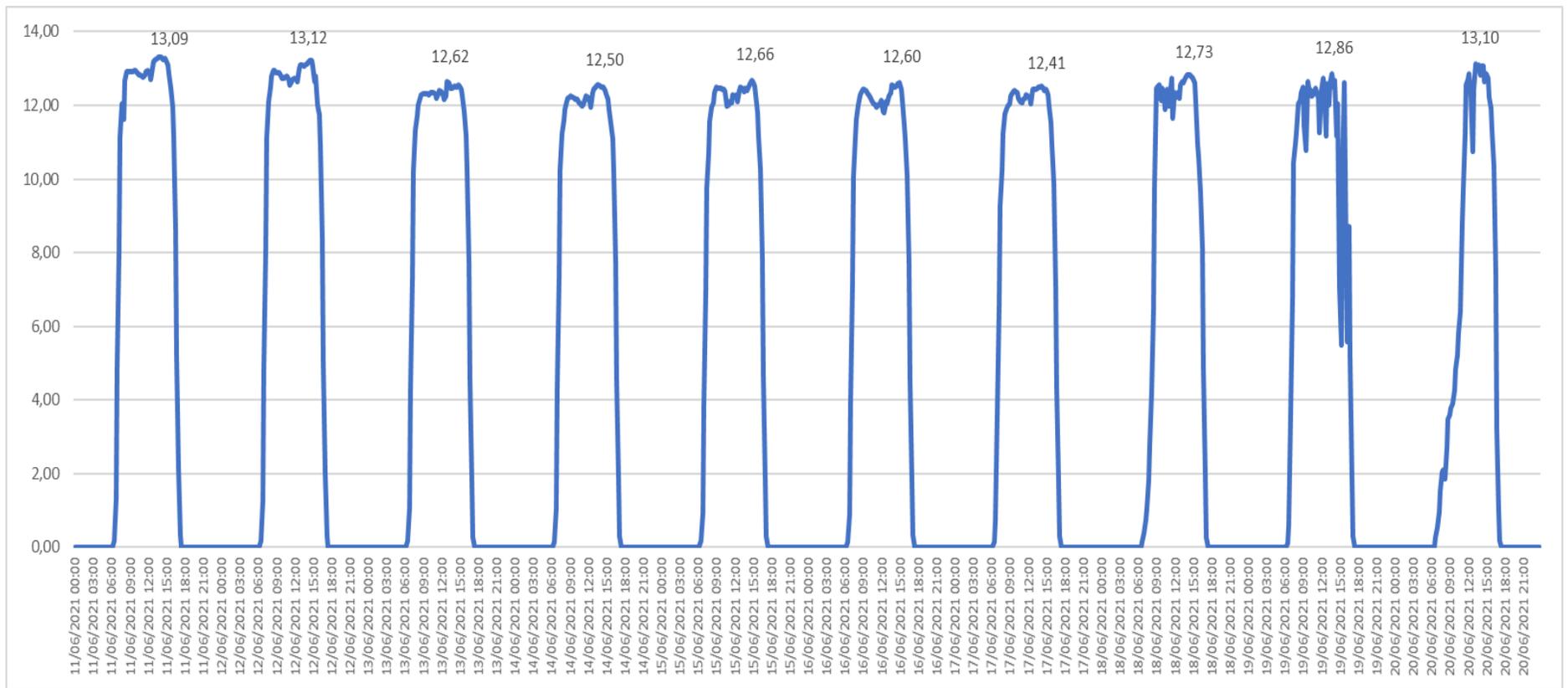


Figura 21 Diagrama de carga desde 11.06.2021 al 20.06.2021 par Central Fotovoltaica de Moquegua. Potencia Activa (MW)vs Tiempo
Fuente: COES (2021)

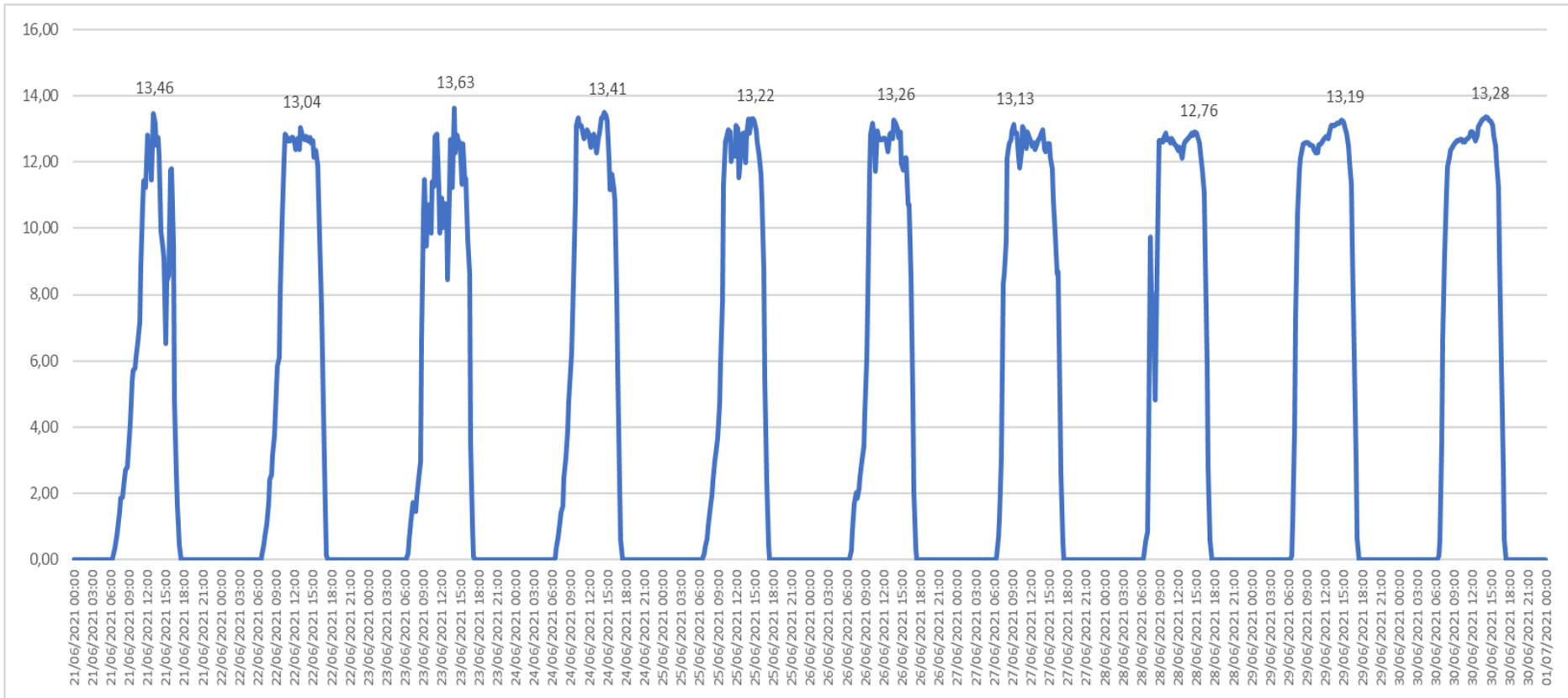


Figura 22 Diagrama de carga desde 21.06.2021 al 30.06.2021 par Central Fotovoltaica de Moquegua. Potencia Activa (MW)vs Tiempo
Fuente: COES (2021)

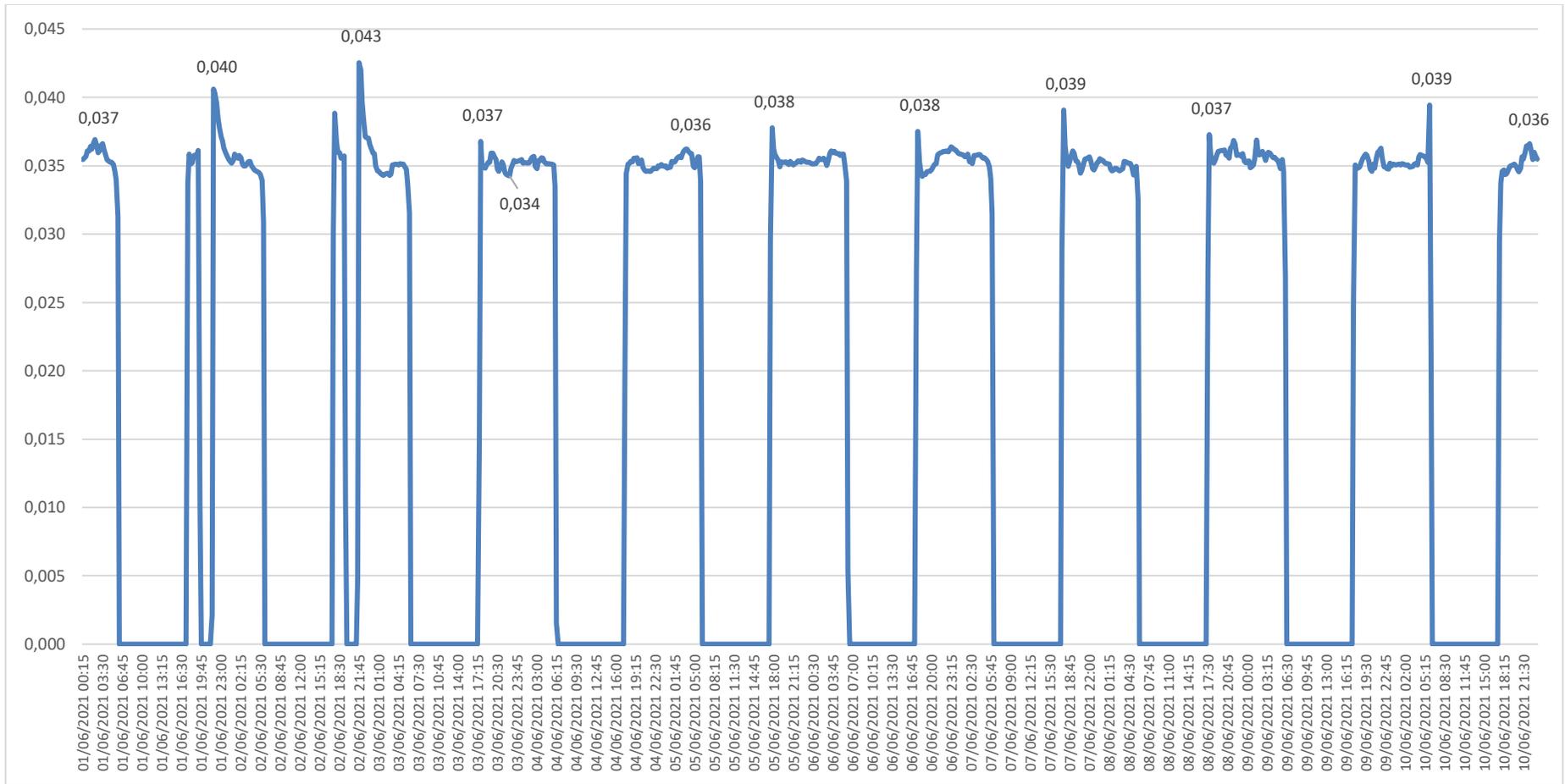


Figura 23 Diagrama de carga de servicios auxiliares desde 01.06.2021 al 10.06.2021 para Central Fotovoltaica de Moquegua. Potencia Activa (MW) vs Tiempo
Fuente: COES (2021)

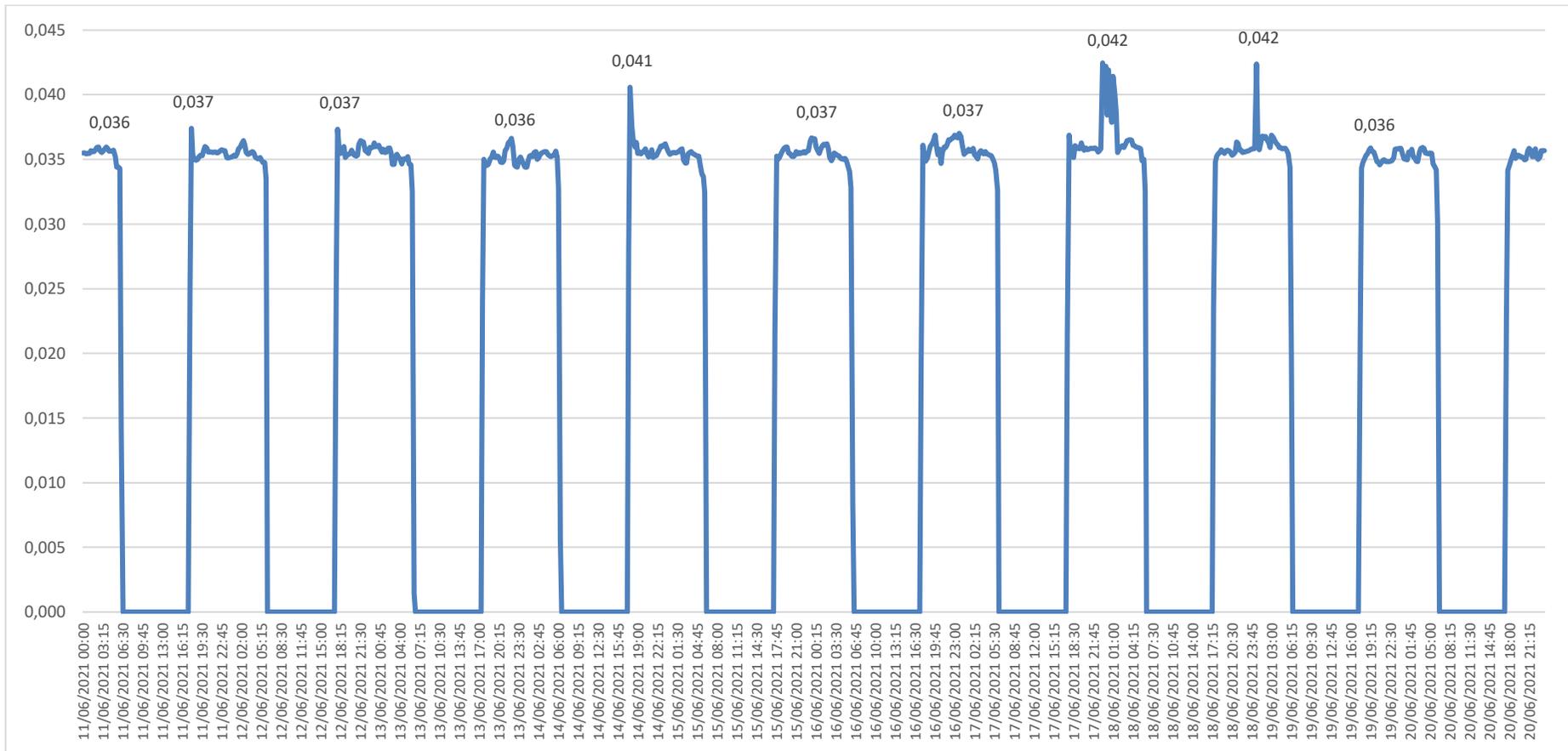


Figura 24 Diagrama de carga de servicios auxiliares desde 11.06.2021 al 20.06.2021 para Central Fotovoltaica de Moquegua. Potencia Activa (MW) vs Tiempo
Fuente: COES (2021)

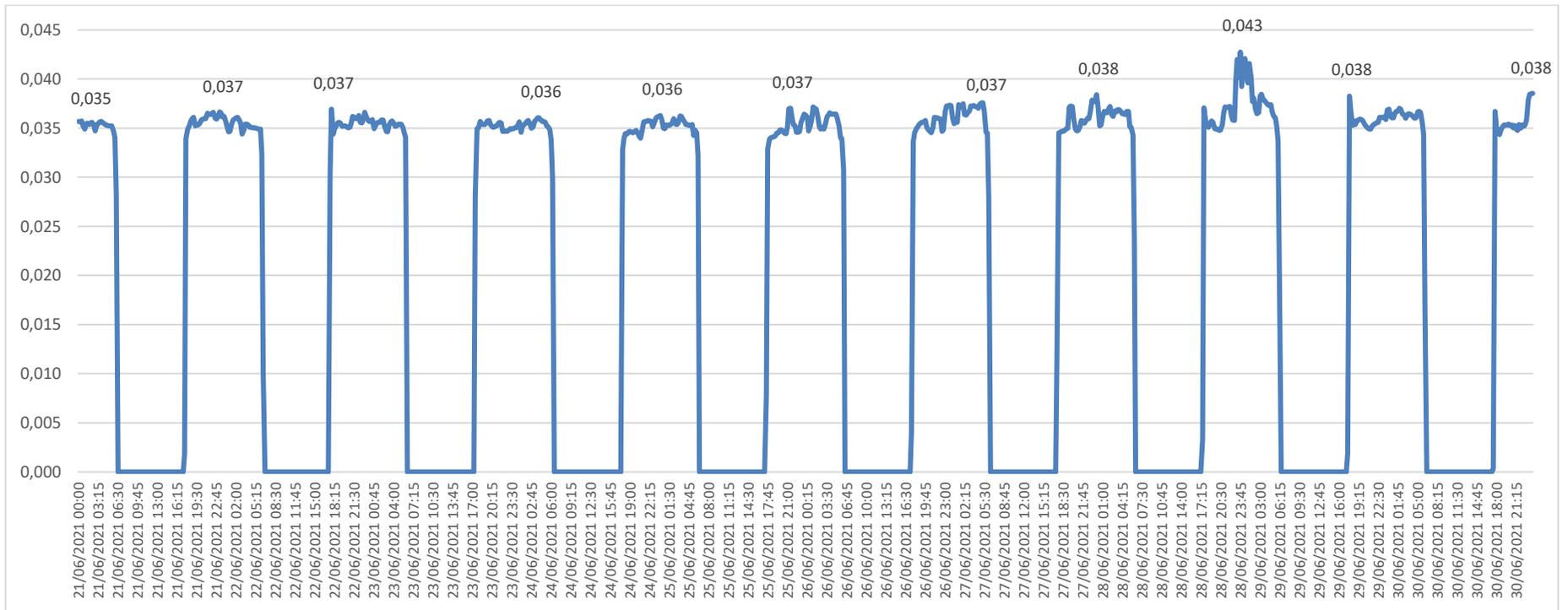


Figura 25 Diagrama de carga de servicios auxiliares desde 21.06.2021 al 30.06.2021 para Central Fotovoltaica de Moquegua. Potencia Activa (MW) vs Tiempo
Fuente: COES (2021)

3.1.2 Referente al SEIN:

Tabla 05 Producción de Energía SEIN Año 2019

Mes	Producción (MWh)	Máxima Demanda (MW)	Hora
Enero	4 545 792	6 746	20:00
Febrero	4 040 889	6 949	20:00
Marzo	4 650 546	6 990	19:00
Abril	4 407 212	6 917	20:45
Mayo	4 544 284	6 884	19:00
Junio	4 341 011	6 793	18:00
Julio	4 451 057	6 739	20:30
Agosto	4 443 083	6 728	19:30
Setiembre	4 309 192	6 672	18:45
Octubre	4 522 666	6 840	19:00
Noviembre	4 450 464	6 928	20:00
Diciembre	4 644 240	7 017	19:30

Fuente: COES (2021)

Tabla 06 Producción de Energía SEIN Año 2020

Mes	Producción (MWh)	Máxima Demanda (MW)	Hora
Enero	4 661 233	7 070	19:30
Febrero	4 457 761	7 125	19:30
Marzo	4 053 502	7 116	19:45
Abril	3 089 160	5 173	19:30
Mayo	3 393 551	5 682	19:00
Junio	3 799 125	6 101	19:30
Julio	4 182 012	6 383	19:30
Agosto	4 319 586	6 550	19:00
Setiembre	4 228 854	6 607	19:15
Octubre	4 507 917	6 835	18:45
Noviembre	4 419 706	6 836	20:30
Diciembre	4 633 431	6 960	19:30

Fuente: COES (2021)

Tabla 07 Producción de Energía SEIN Año 2021

Mes	Producción (MWh)	Máxima Demanda (MW)	Hora
Enero	4 610 720	6 909	19:45
Febrero	4 205 162	6 778	19:45
Marzo	4 684 835	6 832	20:00
Abril	4 382 445	6 808	18:45
Mayo	4 581 587	6 869	18:00
Junio	4 468 956	6 903	21:00
Julio	4 510 966	6 855	19:00
Agosto	4 608 620	6 927	21:45
Setiembre	4 506 970	6 904	19:45
Octubre	4 656 235	6 880	19:00

Fuente: COES (2021)

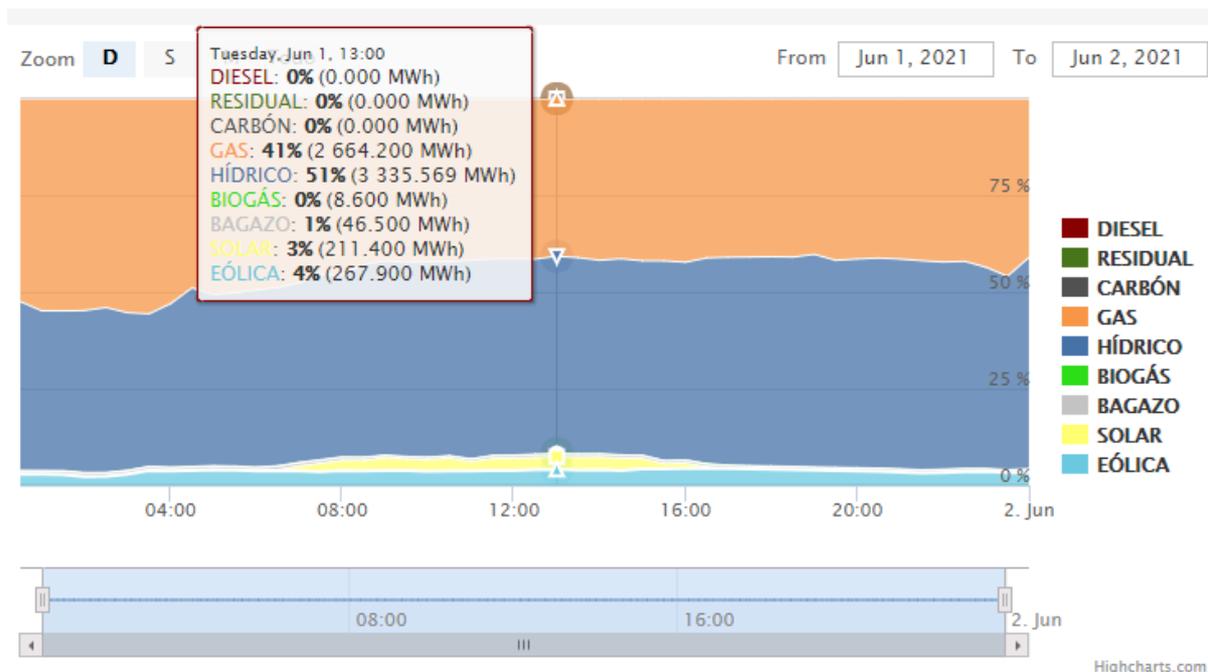


Figura 26 Diagrama de participación porcentual de 01.06.2021 de los recursos energéticos en la generación de energía.

Fuente: COES (2021)

3.2 Método.

3.2.1 Método de investigación:

El presente trabajo de investigación utiliza los siguientes métodos:

- a) Método descriptivo: Porque se busca responder la pregunta acerca de cómo es una determinada parte de la realidad en este caso el almacenamiento de energía eléctrica en la central solar fotovoltaica de Moquegua se inyecta en horas de máxima demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- b) Método deductivo: En el presente plan de investigación se plantea ir de lo general a lo específico; del cual se irán hallando los diversos efectos que genera la inyección de la energía eléctrica de la central fotovoltaica de Moquegua en horas de máxima demanda en el sistema eléctrico interconectado nacional.
- c) Método cuantitativo: Plantea el uso de la recolección de datos para validar o no la hipótesis, con base en la medición numérica y resultados.

3.2.2 Diseño: El diseño de la investigación es no experimental, es aquel que se realiza sin manipular deliberadamente variables. Se basa fundamentalmente en la observación de fenómenos tal y como se dan en su contexto natural para después analizarlos. Y de tipo longitudinal, porque se emplea cuando el interés del investigador es analizar cambios a través del tiempo en determinadas variables o en las relaciones entre estas. Recolectan datos a través del tiempo en puntos o períodos especificados, para hacer inferencias respecto al cambio, sus determinantes y consecuencias.

3.2.3 Metodología de cálculo:

Se presenta la siguiente secuencia del cálculo realizado en el presente informe:

- a) Realizar un análisis energético para determinar la energía eléctrica inyectada al SEIN de la Central Fotovoltaica de Moquegua e indicadores actuales de operación.
- b) Dimensionar un sistema de almacenamiento BESS para inyección a la red en horas de máxima demanda. Limitado por la capacidad mínima de producción histórica de energía por parte de la central fotovoltaica de Moquegua.
- c) Inyección de la energía eléctrica al SEIN en horas de máxima demanda teniendo en cuenta el siguiente comportamiento de la demanda en horas punta (18.00 p.m a 23:00 p.m)

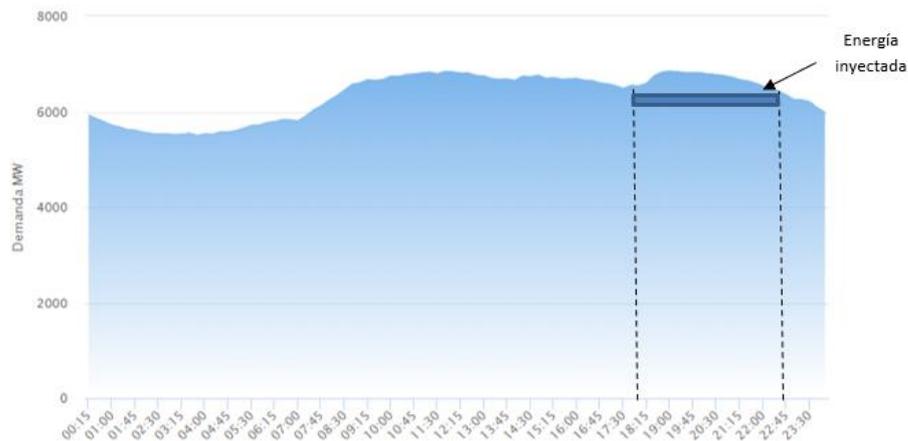


Figura 27 Diagrama de carga para aplicación de la inyección de energía eléctrica
Fuente: Elaboración propia

Donde se cumple:

$$Energia\ electrica\ inyectada_{CF\ MOQUEGUA} = Energia\ electrica\ desplazada_{CTP} . (6)$$

CTP, está referida a la central termoeléctrica con turbinas a gas que cubrió la punta de la máxima demanda en el periodo de análisis 2019-2021.

- d) Se estiman los efectos de la inyección de la energía eléctrica de la Central Fotovoltaica de Moquegua al SEIN.

$$Reduccion\ del\ costo\ de\ la\ energia\ en\ el\ SEIN = CVT_i - CVT_{i-1} \dots \dots \dots (7)$$

Donde:

CVT_i = Costo de la energía de la última central de energía en cubrir la demanda del SEIN.

CVT_{i-1} = Costo de la energía de la penúltima central de energía en cubrir la demanda del SEIN

$$Reduccion\ de\ CO2\ emitidos\ en\ el\ SEIN = Energia\ electrica\ desplazada_{CTP} * FE \dots \dots \dots (8)$$

FE = Esta referido al factor de emisiones del gas natural.

- e) Se identifican aplicaciones en la cobertura de la demanda al inyectar energía eléctrica almacenada por la central fotovoltaica Moquegua.

Capítulo IV : Cálculos y Resultados.

4.1 Análisis Energético en la Central Fotovoltaica Moquegua.

4.1.1 Determinación del mes de menor generación de energía.

Según la información de las tablas 3 y 4 se determina que los meses menor producción de energía para la Central Solar Moquegua es junio, siendo el mes de junio 2021 el valor histórico de menor producción de energía en la serie de datos trabajados con una producción de 3 272 MWh. Mientras que en los meses de noviembre y diciembre de los años 2019 y 2020 así como en enero 2021 se presentaron los meses con mayor generación mensual de energía, siendo el valor histórico mayor igual a 4 908 MWh en el mes de noviembre 2020.

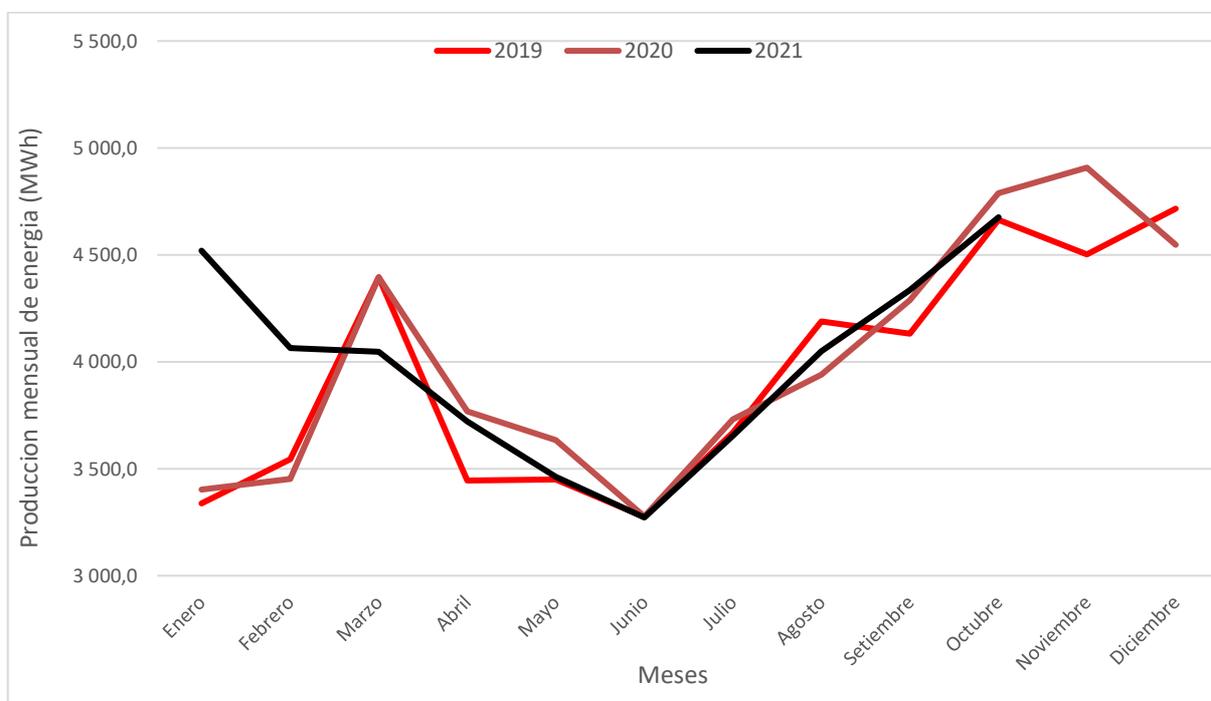


Figura 28 Comportamiento de la generación de energía años 2019-2020 Central Solar Moquegua
Fuente: Elaborado con información del COES SINAC

4.1.2 Determinación del Factor de Carga.

Se determino el valor del factor de carga real y factor de carga para horas reales de sol disponibles para el día de mayor generación de energía el cual es el día 11 de junio del 2021(mes de menor producción histórica (de la serie de datos analizados 2021-2019)

Lectura de generación:

Inicio 6.30 am

Fin 7.15 pm

Horas de sol efectiva 10 horas 45 minutos.

Generación de energía: 122,765 MWh (Valor integrado de la curva diaria de generación del día 11 de junio del 2021, lecturas realizadas cada 15 minutos-Punto de medición N° 278 COES SINAC)

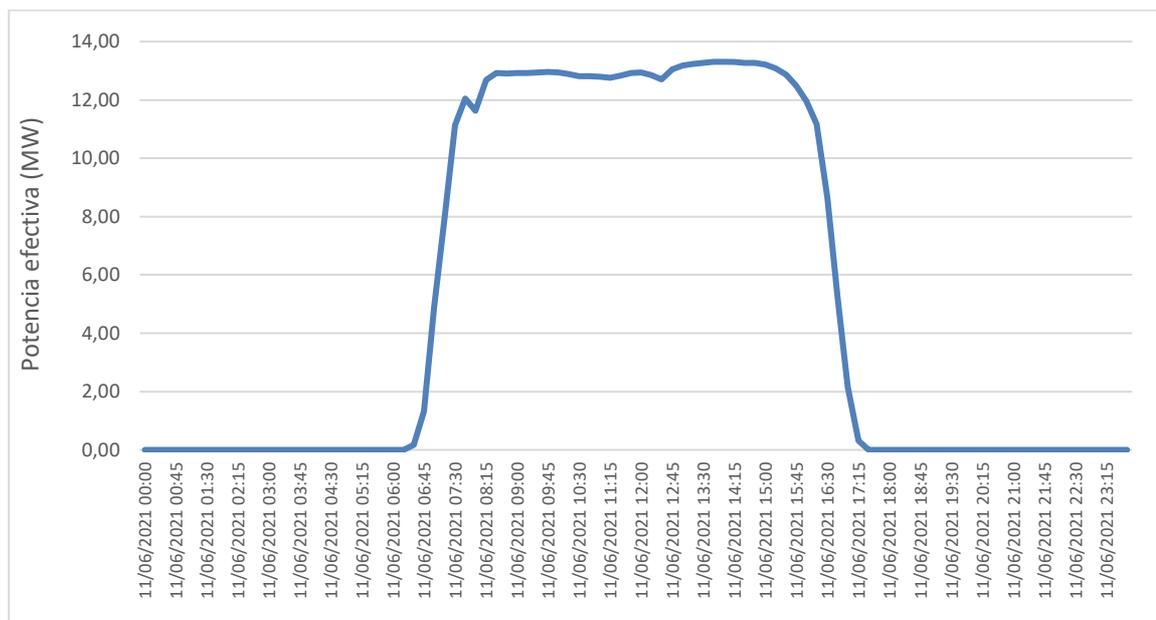


Figura 29 Curva de generación de energía del día 11.06.2021 Central Solar Moquegua
Fuente: Elaborado con información del COES SINAC

Para el Factor de Carga real se tiene el siguiente calculo:

$$Factor\ de\ Carga\ Real = \frac{122,765}{16 * 24} * 100 \% = 31,97 \%$$

Este valor es superior al valor de Factor de carga declarado en los compromisos contractuales, el cual es 30,5%

Para el Factor de Carga para horas reales de sol se tiene el siguiente calculo:

$$Factor\ de\ Carga\ para\ horas\ reales\ de\ sol = \frac{122,765}{16 * 10.75} * 100 \% = 71,38 \%$$

Se presenta los resultados para los 30 días del mes de junio.

Tabla 08 Análisis de la generación de energía Junio 2021 Central Fotovoltaica de Moquegua

Día	Energía Activa (MWh)	Hora inicio	Hora termino	Horas de sol efectivas	Factor de Carga real	Factor de carga horas efectivas de sol
1	108,43	6:15:00	17:15:00	11:00:00	28,24%	61,61%
2	120,75	6:15:00	17:15:00	11:00:00	31,45%	68,61%
3	114,95	6:15:00	17:15:00	11:00:00	29,93%	65,31%
4	105,34	6:30:00	17:15:00	10:45:00	27,43%	61,24%
5	120,06	6:15:00	17:15:00	11:00:00	31,27%	68,22%
6	119,66	6:30:00	17:15:00	10:45:00	31,16%	69,57%
7	122,10	6:15:00	17:15:00	11:00:00	31,80%	69,37%
8	115,73	6:15:00	17:15:00	11:00:00	30,14%	65,76%
9	107,84	6:15:00	17:15:00	11:00:00	28,08%	62,70%
10	99,71	6:30:00	17:15:00	10:45:00	25,97%	57,97%
11	122,77	6:30:00	17:15:00	10:45:00	31,97%	71,38%
12	121,76	6:15:00	17:15:00	11:00:00	31,71%	69,18%
13	116,15	6:30:00	17:15:00	10:45:00	30,25%	67,53%
14	115,05	6:30:00	17:15:00	10:45:00	29,96%	66,89%
15	115,57	6:15:00	17:15:00	11:00:00	30,10%	65,67%
16	114,82	6:30:00	17:15:00	10:45:00	29,90%	66,76%
17	113,88	6:15:00	17:15:00	11:00:00	29,66%	64,70%
18	102,39	6:30:00	17:15:00	10:45:00	26,66%	59,53%
19	109,98	6:30:00	17:15:00	10:45:00	28,64%	63,94%
20	82,63	6:30:00	17:15:00	10:45:00	21,52%	48,04%
21	77,19	6:30:00	17:15:00	10:45:00	20,10%	44,88%
22	93,53	6:45:00	17:15:00	10:30:00	24,36%	55,67%
23	92,98	6:15:00	17:15:00	11:00:00	24,21%	52,83%
24	99,05	6:30:00	17:30:00	11:00:00	25,79%	56,28%
25	94,83	6:30:00	17:15:00	10:45:00	24,70%	55,14%
26	97,07	6:30:00	17:15:00	10:45:00	25,28%	56,44%
27	113,65	6:30:00	17:15:00	10:45:00	29,60%	66,08%
28	111,91	6:30:00	17:15:00	10:45:00	29,14%	65,06%
29	121,18	6:30:00	17:15:00	10:45:00	31,56%	70,45%
30	120,71	6:30:00	17:15:00	10:45:00	31,43%	70,18%
Minimo	77,19			10:45:00	20,10%	44,88%
Maximo	122,77			11:00:00	31,97%	71,38%
Promedio	109,06				28,40%	62,90%
Mediana	113,77				29,63%	65,19%

Fuente: Elaboración propia.

De la tabla anterior tenemos los siguientes resultados;

El valor máximo de generación de energía se presentó el día 11 de junio con una producción de 122,77 MWh, con un total de 10 horas 45 minutos de horas efectivas de sol, un factor de carga de 31,97% y un factor de carga de horas efectivas de sol de 71,38%.

El valor mínimo de generación de energía se presentó el día 21 de junio con una producción de 77,19 MWh, con un total de 10 horas 45 minutos de horas efectivas de sol, un factor de carga de 20,10% y un factor de carga de horas efectivas de sol de 44,88%.

El valor promedio de generación es de 109,06 MWh mientras que el valor de la mediana es 113,77 MWh. Con el cual el valor de la mediana es mayor al promedio, lo que significa que la mayor cantidad de los valores están sesgados hacia la izquierda con una asimetría negativa.

Según el reporte estadístico de la información, el valor de la Mediana es mayor al valor promedio, debido a que la mayor parte de los días de generación se concentran a la izquierda del gráfico, se demuestra con el valor de asimetría o coeficiente de asimetría de Fisher igual a -1,019 (simetría sesgada a la izquierda debido a que el valor obtenido y menor a cero) que el valor de la mediana es mas significativa que el valor promedio, y además hacia la derecha existen pocos valores (días de generación) muy dispersos y alejados del valor medio.

Del mismo modo el valor de la curtosis es igual a 0,397 (para valores menores que cero, la curtosis es platicurtica, con lo cual la curva de distribución normal es achatada debido a que los valores están dispersos y no concentrados alrededor del valor promedio, con lo cual es mas significativa la mediana con respecto al valor medio.

N	Válido	30
	Perdidos	0
Media		109,0557
Error estándar de la media		2,21649
Mediana		113,7650
Moda		77,19 ^a
Desviación estándar		12,14022
Varianza		147,385
Asimetría		-1,019
Error estándar de asimetría		,427
Curtosis		,397
Error estándar de curtosis		,833
Rango		45,58
Mínimo		77,19
Máximo		122,77
Suma		3271,67

a. Existen múltiples modos. Se muestra el valor más pequeño.

Figura 30 Reporte de valores de dispersión para la generación de energía mes de junio 2021.
Central Solar Moquegua
Fuente: Elaborado propia

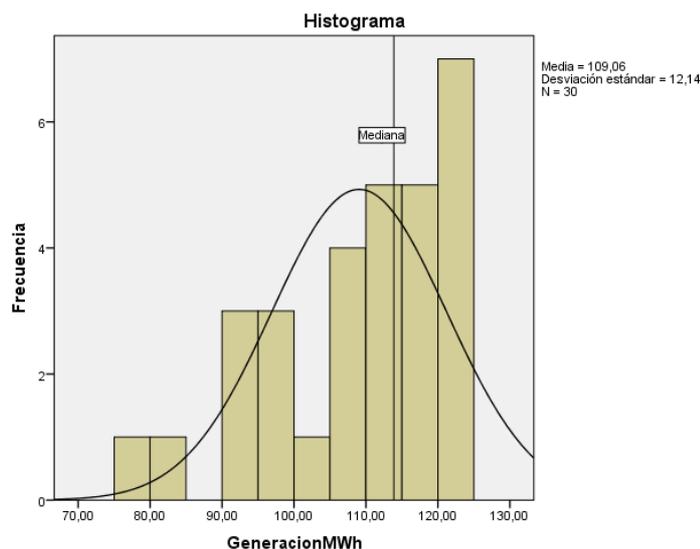


Figura 31 Histograma de dispersión para la generación de energía mes de junio 2021. Central Solar Moquegua
Fuente: Elaboración propia

Durante 17 días del mes de junio se tuvo un total de 10 horas 45 minutos de horas efectivas de sol lo que representa el 56 % del total de días, mientras que 12 días del mes de junio se tuvo un total de 10 horas 45 minutos de horas efectivas de sol lo que representa el 40% del total de días y solo en un día se tuvo un total de 11 horas efectivas de sol lo que representa el 4 % del total de días.

Del mismo modo para el Factor de Carga presenta una curtosis de 0,39708 y una asimetría de -1,0338, mientras que para el Factor de Carga horas efectivas de sol presenta una curtosis de 0,4950 y una asimetría de -1,0444.

4.1.3 Autoconsumo de energía.

La central solar Moquegua requiere de energía durante las horas que no genera energía eléctrica para su autoconsumo, básicamente para sus sistemas de seguridad, sistemas de comunicación, administrativos y control en modo stand by de las instalaciones. Se presenta la estadística de consumo de energía y máxima demanda de los servicios auxiliares:

Tabla 09 Análisis del autoconsumo de energía por servicios auxiliares Junio 2021

Central Fotovoltaica de Moquegua

Dia	Energia Activa (MWh)	Horas Efectivas de autoconsumo	Maxima demanda de autoconsumo (MW)
1	0,373	13:00:00	0,029
2	0,395	13:00:00	0,030
3	0,440	13:00:00	0,034
4	0,444	13:15:00	0,034
5	0,450	13:00:00	0,035
6	0,452	13:15:00	0,034
7	0,450	13:00:00	0,035
8	0,449	13:00:00	0,035
9	0,455	13:15:00	0,034
10	0,455	13:15:00	0,034
11	0,454	13:15:00	0,034
12	0,451	13:00:00	0,035
13	0,446	13:15:00	0,034
14	0,453	13:15:00	0,034
15	0,448	13:00:00	0,034
16	0,453	13:15:00	0,034
17	0,454	13:00:00	0,035
18	0,468	13:15:00	0,035
19	0,457	13:15:00	0,034
20	0,454	13:15:00	0,034
21	0,452	13:15:00	0,034
22	0,461	13:30:00	0,034
23	0,448	13:00:00	0,034
24	0,447	13:00:00	0,034
25	0,450	13:15:00	0,034
26	0,454	13:15:00	0,034
27	0,463	13:15:00	0,035
28	0,464	13:15:00	0,035
29	0,465	13:15:00	0,035
30	0,463	13:15:00	0,035
Maximo	0,468		0,035
Minimo	0,373		0,029
Promedio	0,449		0,034

Fuente: Elaboración propia.

La energía máxima de autoconsumo en los servicios auxiliares es de 0,468 MWh con un valor máximo de potencia de 35 kW. Según el diagrama de carga del día 18.06.2021 se corrige el valor de la máxima demanda a 42 kW (valor pico en el día 18.06.2021).



Figura 32 Curva de autoconsumo de energía del día 18.06.2021 Central Solar Moquegua
Fuente: Elaborado con información del COES SINAC

4.1.4 Determinación de energía y potencia representativa.

Para el dimensionamiento del sistema BEES se tomará en cuenta las siguientes condiciones mínimas de almacenamiento:

Energía Activa = 113,77 MWh

Potencia máxima = 16 MW

Para las condiciones de autoconsumo se deberán tener en cuenta lo siguiente:

Energía Activa para servicios auxiliares = 0,468 MWh.

Potencia máxima de autoconsumo = 42 kW.

4.2. Sistema BESS.

4.2.1 Dimensionamiento:

Rango de descarga: 5 horas. (Horas Punta del SEIN desde 18.00 a 23.00 horas)

Energía Activa generada = 113,77 + 0,468 = 114,328 MWh

Profundidad de descarga = 80 %

Eficiencia de baterías de ion litio = 90 %

Frecuencia del SEIN = 60 Hz

Variación de frecuencia permitida en el SEIN con regulación primaria 1%

Valor máximo = 60,2 Hz.

Valor mínimo = 59,9 Hz.

Variación de frecuencia máxima admitida en el SEIN regulación secundaria 6 %

Valor máximo = 60,36 Hz.

Valor mínimo = 59,64 Hz.

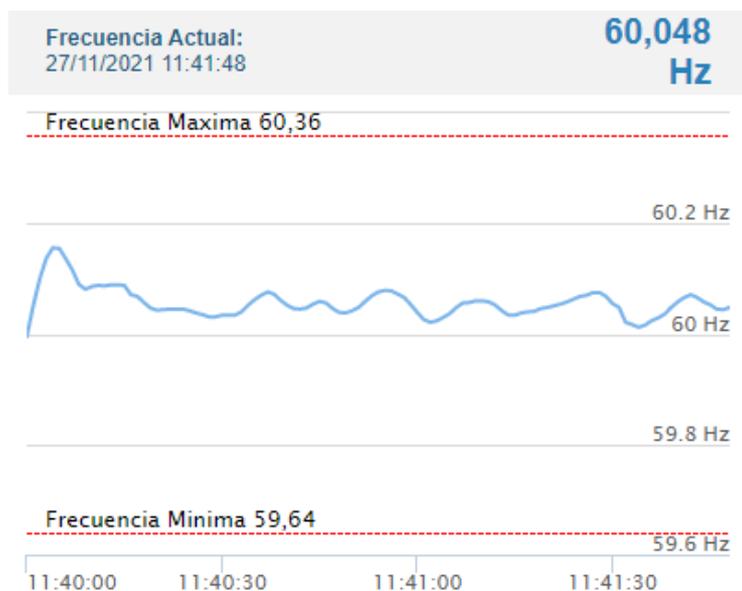


Figura 33 Cuadro de control de banda de frecuencia del SEIN día 27.11.2021
Fuente: COES SINAC

Realizando una modificación a la presente ecuación:

$$\text{Capacidad BESS (MWh)} = \frac{\text{Potencia requerida (MW)} * \text{Duracion de descarga(h)}}{\text{Profundidad de descarga} * \text{Eficiencia de la Bateria}}$$

$$\text{Potencia requerida (MW)} = \frac{114,328 * 0,8 * 0,9}{5} = 16,46 \text{ MW}$$

Al no haber potencias comerciales de BESS iguales a 16,46 MW el valor más cercano es de 20 MW, con lo cual se determina el valor real de la capacidad del BESS.

$$\text{Capacidad BESS (MWh)} = \frac{20 * 5}{0,8 * 0,9} = 138,88 \text{ MWh}$$

Caso 1.

Seguidamente se determina la energía inyectada en horas punta según lo ofertado en 2° subasta RER y contrato de concesión R.M. 496-2012-MEM/DM

$$Potencia\ inyectada\ Sistema\ BESS_{contrato} = 16 * 5 = 80\ MW$$

Según este caso la energía restante se inyectará al SEIN durante los periodos de horas fuera de punta del sistema eléctrico.

Se descuenta además 0,468 MWh por autoconsumo de servicios auxiliares en horas punta.

$$Energia\ inyectada\ al\ SEIN\ en\ HFP = 113,77 - 80 = 33,77\ MWh$$

Se determina la recuperación de la frecuencia por efecto de la inyección a la red.

Potencia máxima inyectada para el caso de regulación primaria de la frecuencia:

$$Potencia\ maxima\ inyectada = \frac{80}{5} = 16\ MW$$

$$Recuperacion\ de\ frecuencia\ \left(\frac{MW}{Hz}\right) = \frac{16}{0,01 * 60} = 26,66\ \frac{MW}{Hz}$$

Proporción de desviación de la frecuencia al ingresar al SEIN en horas punta (para el caso de una máxima demanda de 6 903 MW del mes de junio 2021, ver Tabla 07)

$$Desviacion\ de\ la\ frecuencia = \frac{16}{6\ 903} * 100\ \% = 0,23\ \%$$

Este valor es inferior a 1 % por lo tanto no afectaría significativamente al valor mínimo y máximo permitido al sistema eléctrico en el instante de ingreso y retiro de la central solar del SEIN.

Caso 2.

Para poder inyectar 113,77 MWh (solo lo que se inyecta descontando de 114,328 MWh la potencia de servicios auxiliares) se tendrá que aplicar una adenda al contrato de concesión R.M. 496-2012-MEM/DM, para inyectar en horas punta un valor superior a 16 MW.

$$Potencia\ inyectada\ Sistema\ BESS_{adenda} = \frac{113,77}{5} = 24,624\ MW$$

Esto último involucra una inversión en el sistema de transformación de la central fotovoltaica de Moquegua el cual actualmente es de 20 kVA (Información en capítulo III). Se optaría por un centro de transformación de 30 kVA

Se determina la recuperación de la frecuencia por efecto de la inyección a la red. Potencia máxima inyectada para el caso de regulación primaria de la frecuencia:

$$Recuperacion\ de\ frecuencia\ \left(\frac{MW}{Hz}\right) = \frac{24,624}{0,01 * 60}$$

$$Recuperacion\ de\ frecuencia\ \left(\frac{MW}{Hz}\right) = 41,04\ \frac{MW}{Hz}$$

Proporción de desviación de la frecuencia al ingresar al SEIN en horas punta (para el caso de una máxima demanda de 6 903 MW del mes de junio 2021, ver Tabla 07)

$$Desviacion\ de\ la\ frecuencia = \frac{24,624}{6\ 903} * 100\ \% = 0,35\ \%$$

Este valor es inferior a 1 % por lo tanto no afectaría significativamente al valor mínimo y máximo permitido al sistema eléctrico en el instante de ingreso y retiro de la central solar del SEIN.

Se opta por un Sistema BESS de Potencia Comercial de 20 MW, conformada por una Batería de Litio de las siguientes características:

Máxima capacidad de almacenamiento = 138,88 MWh

Profundidad de descarga = 80 %

Eficiencia = 90 %

Numero de ciclos de vida = 4 000 a 10 000 (10 a 15 años)

Los componentes de un esquema típico de un BESS, obtenido de (Asían Developpment Bank, 2018), se describen a continuación:

El BESS consta de un banco de 10 baterías de 2 MW cada una de ellas que son controladas por un sistema de gestión de la batería (BMS); y el sistema de gestión térmica de la batería (B-TMS). El sistema de gestión de la batería protege a las celdas de la operación manteniendo un nivel de tensión, temperatura y corriente, para una operación confiable y segura, y mantiene estable diferentes estados de carga de la celda (SOC: State of Charge) dentro de una conexión en serie. El sistema de gestión térmica controla la temperatura de las celdas de acuerdo al rango de trabajo del fabricante.

Los componentes necesarios para la operación confiable del sistema son el control y la supervisión del sistema, el sistema de gestión de la energía (EMS) y la gestión térmica del sistema. El control y monitoreo del sistema es un monitoreo general (TI), que se combina en parte con el sistema general de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA), incluye un sistema de protección contra descargas, sobre descargas y siniestros. El EMS es responsable del control, la administración y la distribución del flujo de energía del sistema. La gestión térmica del sistema controla todas las funciones relacionadas con la calefacción, ventilación y aire acondicionado del sistema de contención.

En esta sección se resumen los costos de inversión en dólares por MWh de capacidad de almacenamiento instalada para las distintas tecnologías de sistemas de almacenamiento de energía según la reconocida firma financiera Lazard en su reporte LCOS versión 2.0 El costo nivelado de almacenamiento, también conocido como “LCOS” por sus siglas en inglés Levelized Cost of Storage, se enfoca en proporcionar una indicación robusta, considerando costos de inversión y costos de operación y mantenimiento en el contexto de específicas aplicaciones en la red eléctrica según el tipo de tecnología de almacenamiento a utilizar.

Costo de Inversión 385 000-489 000 U\$/MWh

Costos fijos (O&M) 1,0 % de Costo de Inversión.

LCOs 282-347 U\$/MWh

Vida útil esperada 15 años

Eficiencia 90 %

4.2.2 Operación del BESS. Para la operación del BESS se tienen 02 casos.

Caso 1. Inyección de 80 MWh en horas punta.

Para el día 11.06.2021.

Generación 122.77 MWh

Inyección al SEIN 80 MWh en horas punta.

Capacidad del BESS 138,88 MWh

Autoconsumo de servicios auxiliares en HP 0,454 MWh

Inyección al SEIN en Horas fuera de punta. (desde las 10.00 a.m. a 3.00 p.m. bloque horario en HFP de mayor consumo según reportes estadísticos del mes de junio)

$$Inyeccion\ SEIN\ HFP_{11.06.2021} = 122,77 - 80 - 0,454 = 42,316\ MWh$$

$$Inyeccion\ SEIN\ 1\ HFP_{11.06.2021} = \frac{42,316\ MWh}{5\ horas} = 8,463\ MWh$$

$$Potencia\ inyectada\ SEIN\ HFP_{11.06.2021} = 8,463\ MW$$

$$Potencia\ inyectada\ SEIN\ HP_{11.06.2021} = 16\ MW$$

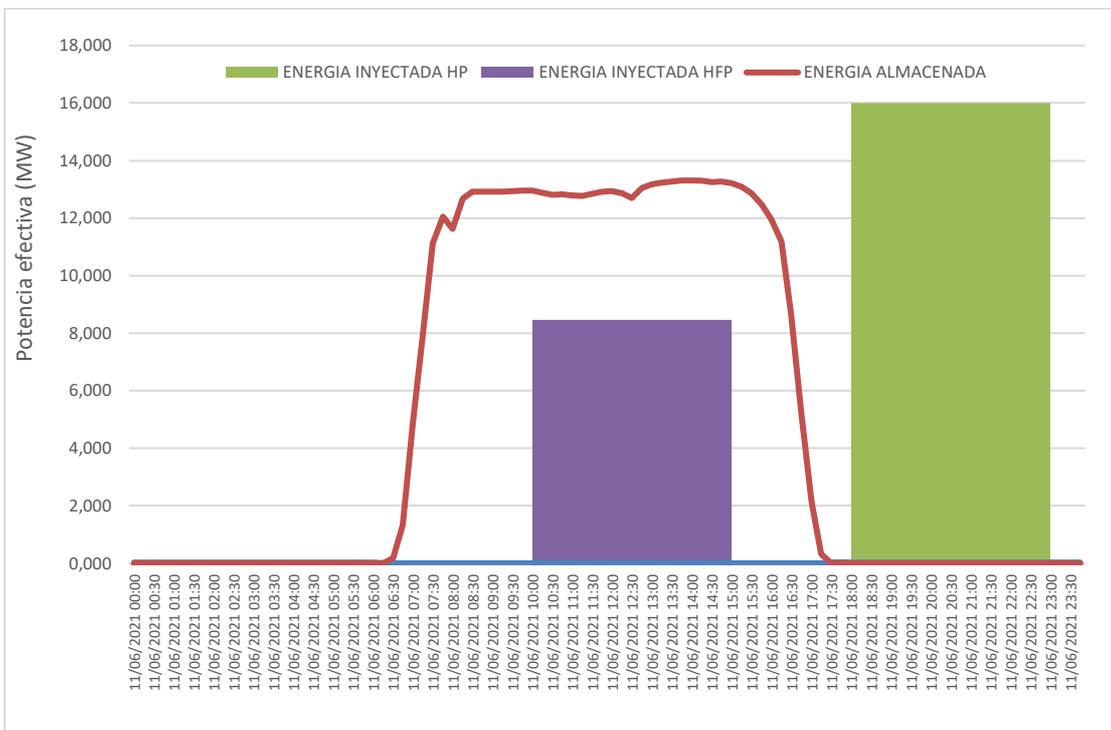


Figura 34 Diagrama de carga Caso 1 Almacenamiento e inyección de energía en HFP y HP día 11.06.2021

Fuente: Elaboración propia

Seguidamente se presentan los resultados para la acumulación e inyección de energía en las horas fuera de punta y horas punta al SEIN según las condiciones de generación de la información histórica del mes de junio.

Tabla 10 Energía inyectada en HP y HFP según Caso 1 junio 2021 Central Fotovoltaica de Moquegua

Día	Energía Generada (MWh)	Energía Almacenada (MWh)	Energía de Servicios Auxiliares (MWh)	Energía inyectada HP (MWh)	Potencia inyectada HP (kW)	Energía inyectada HFP (MWh)	Potencia inyectada HFP (kW)	Observación u horas de inyección HFP
1	108,430	108,430	0,373	80,000	16,00	28,057	5,611	5
2	120,750	120,750	0,395	80,000	16,00	40,355	8,071	5
3	114,950	114,950	0,440	80,000	16,00	34,510	6,902	5
4	105,340	105,340	0,444	80,000	16,00	24,896	4,979	5
5	120,060	120,060	0,450	80,000	16,00	39,610	7,922	5
6	119,660	119,660	0,452	80,000	16,00	39,208	7,842	5
7	122,100	122,100	0,450	80,000	16,00	41,650	8,330	5
8	115,730	115,730	0,449	80,000	16,00	35,281	7,056	5
9	107,840	107,840	0,455	80,000	16,00	27,385	5,477	5
10	99,710	99,710	0,455	80,000	16,00	19,256	3,851	5
11	122,770	122,770	0,454	80,000	16,00	42,316	8,463	5
12	121,760	121,760	0,451	80,000	16,00	41,309	8,262	5
13	116,150	116,150	0,446	80,000	16,00	35,704	7,141	5
14	115,050	115,050	0,453	80,000	16,00	34,597	6,919	5
15	115,570	115,570	0,448	80,000	16,00	35,122	7,024	5
16	114,820	114,820	0,453	80,000	16,00	34,367	6,873	5
17	113,880	113,880	0,454	80,000	16,00	33,426	6,685	5
18	102,390	102,390	0,468	80,000	16,00	21,922	4,384	5
19	109,980	109,980	0,457	80,000	16,00	29,523	5,905	5
20	82,630	82,630	0,454	80,000	16,00	2,176	2,176	1
21	77,190	77,190	0,452	77,190	15,44	0,000	0,000	No hay inyección
22	93,530	93,530	0,461	80,000	16,00	13,069	4,356	3
23	92,980	92,980	0,448	80,000	16,00	12,532	4,177	3
24	99,050	99,050	0,447	80,000	16,00	18,603	6,201	3
25	94,830	94,830	0,450	80,000	16,00	14,380	4,793	3
26	97,070	97,070	0,454	80,000	16,00	16,616	5,539	3
27	113,650	113,650	0,463	80,000	16,00	33,187	6,637	5
28	111,910	111,910	0,464	80,000	16,00	31,446	6,289	5
29	121,180	121,180	0,465	80,000	16,00	40,715	8,143	5
30	120,710	120,710	0,463	80,000	16,00	40,247	8,049	5

Fuente: Elaboración propia

Para los casos de generación inyectada en HFP inferior a 20 MWh se toma en cuenta los siguientes criterios:

La generación inyectada en HP es constante con un valor de 80 MWh con una máxima potencia de inyección de 16 MW.

En la tabla anterior se ha tomado en cuenta que para los días 10 y 22 al 26 de junio la inyección se realizó en 3 horas de máxima demanda de HFP (según el registro histórico del mes de junio 2021, entre las 11.00 a.m. a 2.00 p.m.)

En el día 20 la inyección se realizó tan solo en 1 hora (desde 12.00 m a 1.00 p.m.) debido a tener una generación acumulada por inyección en HFP de 2,176 MWh.

Mientras que el día 21 de junio no hubo inyección de energía en HFP, para comprometer la generación de energía almacenada en HP (en ese día la generación de energía fue solo de 77,190 MWh con una máxima potencia de inyección de 15,44 MW)

Caso 2. Inyección de 113,77 MWh en horas punta.

Para el día 11.06.2021.

Generación 122,77 MWh

Inyección al SEIN 113,77 MWh en horas punta.

Capacidad del BESS 138,88 MWh

Autoconsumo de servicios auxiliares en HP 0,454 MWh

Inyección al SEIN en Horas fuera de punta. (desde las 12.00 a.m. a 1.00 p.m., horas del día donde se genera la mayor demanda en HFP. según reportes estadísticos del mes de junio en el cual la energía se genera y acumula)

Inyección al SEIN en Horas fuera de punta.

$$\text{Inyección SEIN HFP}_{11.06.2021} = 122,77 - 113,77 - 0,454 = 8,55 \text{ MWh}$$

$$\text{Inyección SEIN 1 HFP}_{11.06.2021} = \frac{8,54 \text{ MWh}}{1 \text{ hora}} = 8,55 \text{ MWh}$$

$$\text{Potencia inyectada SEIN HFP}_{11.06.2021} = 8,55 \text{ MW}$$

$$\text{Potencia inyectada SEIN HP}_{11.06.2021} = \frac{113,77 \text{ MWh}}{5 \text{ h}} = 22,75 \text{ MW}$$

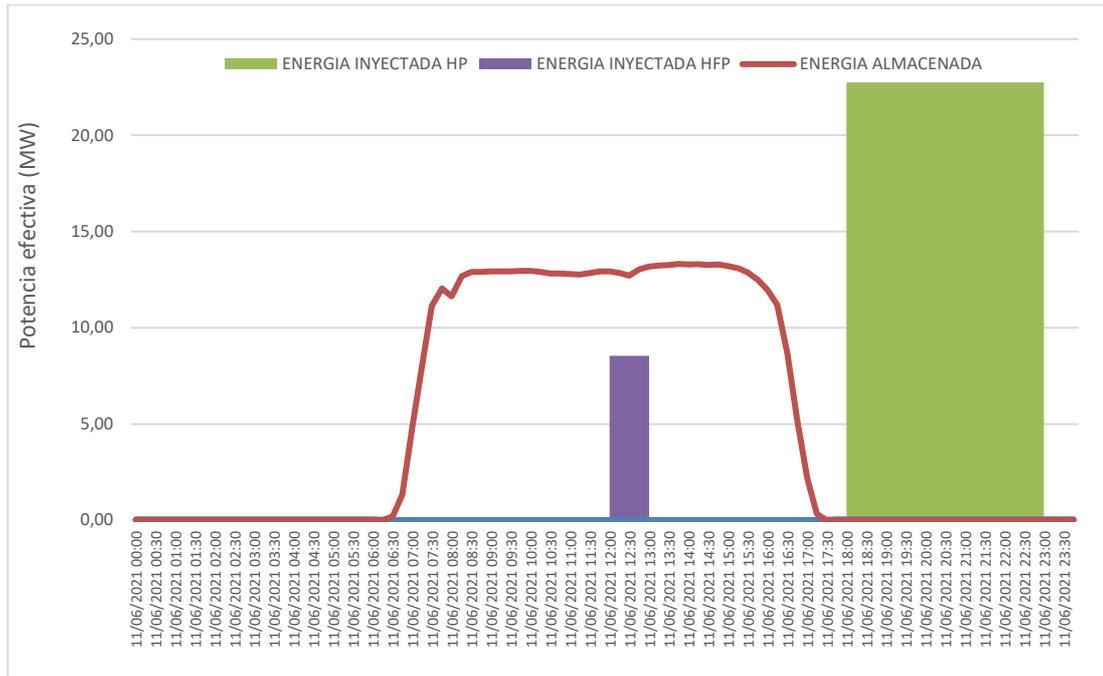


Figura 35 Diagrama de carga Caso 2 Almacenamiento e inyección de energía en HFP y HP día 11.06.2021
Fuente: Elaboración propia

Seguidamente se presentan los resultados para la acumulación e inyección de energía en las horas fuera de punta y horas punta al SEIN según las condiciones de generación de la información histórica del mes de junio.

Para los casos de generación de energía y almacenamiento de la misma inferior a 112,77 MWh se toma en cuenta los siguientes criterios:

La generación inyectada en HP es función a la diferencia entre la energía generada menos la energía de servicios auxiliares, con potencias de inyección en HP inferiores a 22,75 MW.

Para los casos en los cuales la generación de energía es superior a 113,77 MWh, la generación de energía para inyección en HFP se inyecta en una sola hora del día (entre 12.00 m a 1.00 p.m. bloque horario de horas punta donde se genera la mayor demanda en HFP).

Tabla 11 Energía inyectada en HP y HFP según Caso 2 junio 2021 Central Fotovoltaica de Moquegua

Día	Energía Generada (MWh)	Energía Almacenada (MWh)	Energía de Servicios Auxiliares (MWh)	Energía inyectada HP (MWh)	Potencia inyectada HP (kW)	Energía inyectada HFP (MWh)	Potencia inyectada HFP (kW)	Observación u horas de inyección HFP
1	108,430	108,430	0,373	108,057	21,61	0,00	0,000	No hay inyección
2	120,750	120,750	0,395	113,770	22,75	6,59	6,585	1
3	114,950	114,950	0,440	113,770	22,75	0,74	0,740	No hay inyección
4	105,340	105,340	0,444	104,896	20,98	0,00	0,000	No hay inyección
5	120,060	120,060	0,450	113,770	22,75	5,84	5,840	1
6	119,660	119,660	0,452	113,770	22,75	5,44	5,438	1
7	122,100	122,100	0,450	113,770	22,75	7,88	7,880	1
8	115,730	115,730	0,449	113,770	22,75	1,51	1,511	1
9	107,840	107,840	0,455	107,385	21,48	0,00	0,000	No hay inyección
10	99,710	99,710	0,455	99,256	19,85	0,00	0,000	No hay inyección
11	122,770	122,770	0,454	113,77	22,75	8,55	8,546	1
12	121,760	121,760	0,451	113,77	22,75	7,54	7,539	1
13	116,150	116,150	0,446	113,77	22,75	1,93	1,934	1
14	115,050	115,050	0,453	113,77	22,75	0,83	0,827	1
15	115,570	115,570	0,448	113,77	22,75	1,35	1,352	1
16	114,820	114,820	0,453	113,77	22,75	0,60	0,597	1
17	113,880	113,880	0,454	113,426	22,69	0,00	0,000	No hay inyección
18	102,390	102,390	0,468	101,922	20,38	0,00	0,000	No hay inyección
19	109,980	109,980	0,457	109,523	21,90	0,00	0,000	No hay inyección
20	82,630	82,630	0,454	82,176	16,44	0,00	0,000	No hay inyección
21	77,190	77,190	0,452	76,738	15,35	0,00	0,000	No hay inyección
22	93,530	93,530	0,461	93,069	18,61	0,00	0,000	No hay inyección
23	92,980	92,980	0,448	92,532	18,51	0,00	0,000	No hay inyección
24	99,050	99,050	0,447	98,603	19,72	0,00	0,000	No hay inyección
25	94,830	94,830	0,450	94,380	18,88	0,00	0,000	No hay inyección
26	97,070	97,070	0,454	96,616	19,32	0,00	0,000	No hay inyección
27	113,650	113,650	0,463	113,187	22,64	0,00	0,000	No hay inyección
28	111,910	111,910	0,464	111,446	22,29	0,00	0,000	No hay inyección
29	121,180	121,180	0,465	113,77	22,75	6,94	6,945	1
30	120,710	120,710	0,463	113,77	22,75	6,48	6,477	1

Fuente: Elaboración propia

4.3 Inserción de la energía acumulada en el SEIN.

4.3.1 Consideraciones actuales de generación en HP.

Se presenta la información referente al mes de junio 2021, referente a :

Generación diaria de energía en el SEIN.

Máxima demanda diaria.

Hora de máxima demanda del día.

Ultima central en entrar a cubrir la máxima demanda del SEIN.

Penúltima central en entrar a cubrir la máxima demanda del SEIN.

Tabla 12 Generación y máxima demanda días del mes de junio 2021 SEIN

Día	Generación SEIN (MWh)	Máxima Demanda SEIN (MW)	Hora de Máxima Demanda	Ultima central en entrar al despacho	Penúltima central en entrar al despacho
1	148 702	6 761	18:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
2	147 525	6 608	18:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
3	140 850	6 649	18:00:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
4	151 083	6 813	19:00:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
5	149 529	6 758	19:00:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
6	138 828	6 572	19:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
7	149 003	6 775	20:00:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
8	151 600	6 796	19:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
9	149 860	6 712	18:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
10	152 481	6 886	18:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
11	153 540	6 853	19:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
12	149 461	6 724	20:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
13	138 896	6 657	19:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
14	149 125	6 785	19:00:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
15	148 024	6 647	19:00:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
16	151 002	6 817	20:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
17	154 398	6 854	21:00:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
18	155 167	6 904	18:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
19	151 814	6 781	21:00:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
20	138 690	6 470	20:00:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
21	148 139	6 762	19:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
22	150 871	6 846	18:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
23	153 364	6 891	18:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
24	153 794	6 931	21:00:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
25	152 675	6 785	21:00:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
26	149 084	6 787	21:00:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
27	140 872	6 728	20:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
28	149 727	6 830	20:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
29	144 209	6 584	20:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6
30	150 342	6 911	18:30:00	CTG Santa Rosa TG8	CTG Malacas TG6

Fuente: Elaboración propia

De la tabla 11 se tiene el siguiente comentario:

En los 30 días del mes de junio la máxima demanda del sistema eléctrico se presentó durante las horas punta.

Según el Informe N° 144-2021-GART para la determinación de los precios en barra vigentes para el periodo mayo 2021-abril 2020, las centrales involucradas en la cobertura de la máxima demanda de los días del mes de junio son:

CTG Santa Rosa TG8 (Central con Turbinas a Gas Santa Rosa TG8) de propiedad de la Empresa Enel Generación Perú, Combustible Gas Natural, Costo variable total 32,31 U\$/MWh. Heat Rate igual a 10,497 MMBTU/MWh. Potencia efectiva 184,9 MW. Ultima

central en cubrir la máxima demanda en el SEIN en Horas punta. Por lo tanto, el costo de la generación de energía es función de su costo variable total.

CTG Malacas TG6 (Central con Turbinas a Gas Malacas TG6) de propiedad de la Empresa Enel Generación Piura, Combustible Gas Natural, Costo variable total 32,08 U\$/MWh. Heat Rate igual a 10,322 MMBTU/MWh. Potencia efectiva 50,8 MW
 Penúltima central en cubrir la máxima demanda en el SEIN en Horas punta

Del mismo modo la antepenúltima central de energía entrar al despacho sería Turbo Gas Natural Las Flores de propiedad de la Empresa Kallpa Generación. Combustible Gas Natural, Costo variable total 31,34 U\$/MWh. Heat Rate igual a 9,805 MMBTU/MWh. Potencia efectiva 195,4 MW.

Luego se encuentra la Central TG Independencia de 25.04 U\$/MWh, con gas natural y potencia efectiva de 23,2 MW y un Heat Rate de 8,841 U\$/MWh

Se presenta las lecturas de demanda en el SEIN para la hora punta del día 11.06.2021.

Tabla 13 Lectura de Horas Punta día 11.06.2021 SEIN

Hora de lectura	Demanda (MW)
11/06/2021 18:00	6 758,3
11/06/2021 18:30	6 853,3
11/06/2021 19:00	6 810,0
11/06/2021 19:30	6 788,1
11/06/2021 20:00	6 713,7
11/06/2021 20:30	6 709,6
11/06/2021 21:00	6 679,8
11/06/2021 21:30	6 715,3
11/06/2021 22:00	6 672,9
11/06/2021 22:30	6 527,3
11/06/2021 23:00	6 433,0

Fuente: COES SINAC

Seguidamente se presenta el diagrama de carga del día 11.06.2021 en horas punta. En el cual se puede visualizar la contribución de las centrales de energía CTG Santa Rosa TG8, CTG Malacas TG6 y CTG Las Flores.

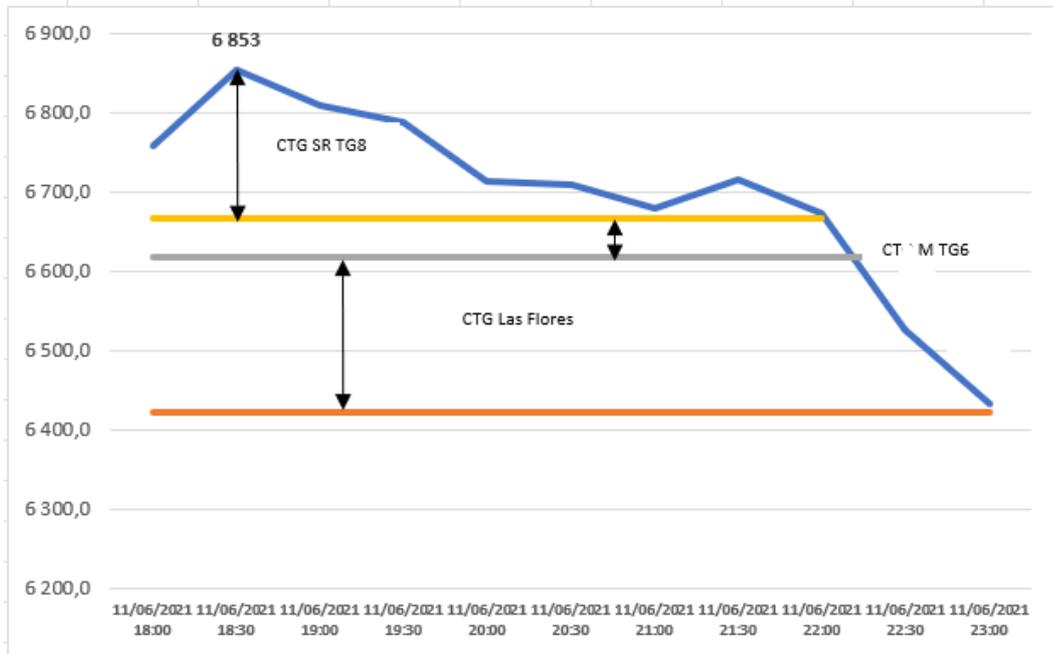


Figura 36 Diagrama de cobertura de la máxima demanda en horas punta 11.06.2021
Fuente: Elaboración propia

Seguidamente se presenta la contribucion en potencia de cada central de energia a la maxima demanda en horas punta.

Tabla 14 Contribución a la máxima demanda Horas Punta día 11.06.2021 SEIN

Hora de lectura	Parque generador (MW)	CT Las Flores (MW)	CTG M TG6 (MW)	CTG SR TG8 (MW)	Máxima Demanda (MW)
11/06/2021 18:00	6421,9	195,4	50,8	90,2	6758,3
11/06/2021 18:30	6421,9	195,4	50,8	185,2	6853,3
11/06/2021 19:00	6421,9	195,4	50,8	141,9	6810,0
11/06/2021 19:30	6421,9	195,4	50,8	120	6788,1
11/06/2021 20:00	6421,9	195,4	50,8	45,6	6713,7
11/06/2021 20:30	6421,9	195,4	50,8	41,5	6709,6
11/06/2021 21:00	6421,9	195,4	50,8	11,7	6679,8
11/06/2021 21:30	6421,9	195,4	50,8	47,2	6715,3
11/06/2021 22:00	6421,9	195,4	50,8	4,8	6672,9
11/06/2021 22:30	6421,9	105,4			6527,3
11/06/2021 23:00	6421,9	11,1			6433,0

Fuente: Elaboración propia

4.3.2 Desplazamiento de energía en HP.

Se presentan los siguientes casos:

a. Caso 1. Inyección de 80 MWh.

Se presenta el diagrama de cobertura de la máxima demanda, en el cual se observa que al inyectar los 80 MWh de forma constante la Central Solar Moquegua, esta se ubica antes de la CTG Independencia. Esta última se desplaza en el despacho de generación, en el cual durante la última hora del bloque de hora punta reduce su potencia despachada desde 25,4 MW a 20,5 MW. Del mismo modo con relación a la figura 32, las centrales CTG las Flores, CTG Malacas TG6 y CTG Santa Rosa TG8 reducen su inyección de generación de energía. En este caso la CTG Santa Rosa TG8 deja de marginar durante las horas punta al reducir su potencia desde 185,20 MW a 169,2 MW (reducción de su potencia en 8,63%) y del mismo modo su operación se ve afectada durante las 21.00 horas (sin generación de energía). Para este caso la central de generación que opera al 100 % de su capacidad durante los periodos de máxima demanda del SEIN es la CTG Malacas TG6, cuyo costo variable total es el nuevo valor del costo de la energía en el sistema.

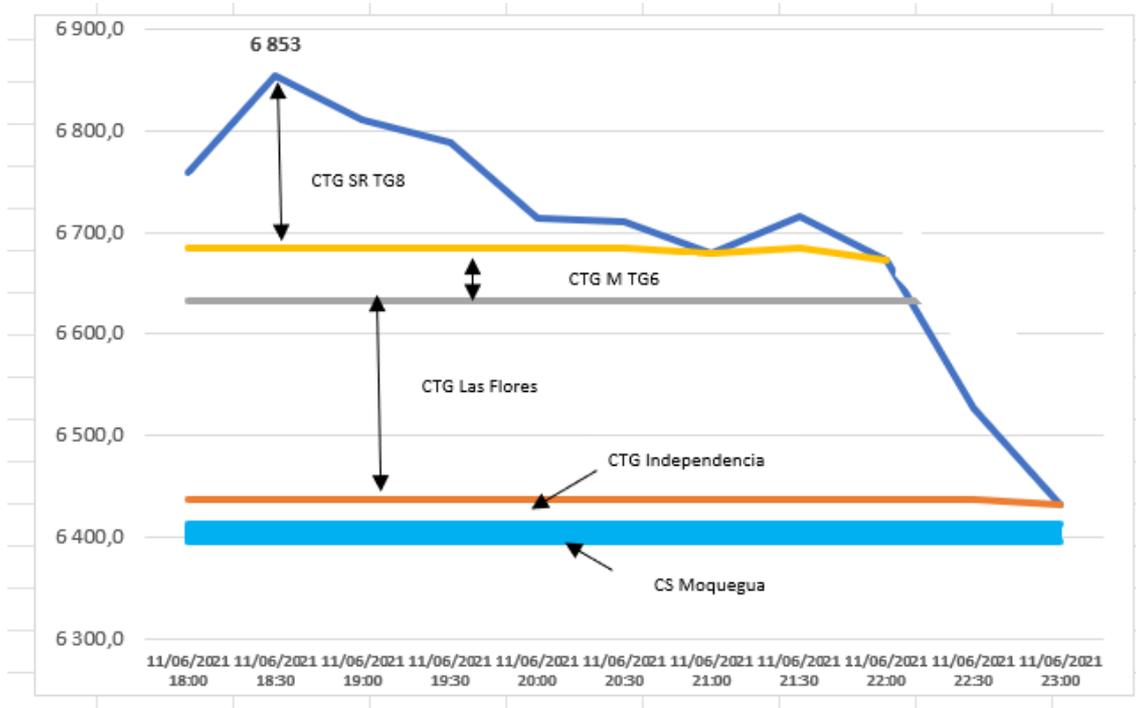


Figura 37 Diagrama de cobertura de la máxima demanda en horas punta 11.06.2021 Caso 1
Fuente: Elaboración propia

Del mismo modo se presenta la tabla 14 con la contribución efectiva de cada una de las centrales de generación involucradas en la cobertura de la máxima demanda.

Tabla 15 Contribución a la máxima demanda Horas Punta día 11.06.2021 SEIN Caso 1

Hora de lectura	Parque generador (MW)	CS Moquegua (MW)	CTG Independencia (MW)	CTG Las Flores (MW)	CTG M TG6 (MW)	CTG SR TG8 (MW)	Máxima Demanda (MW)
11/06/2021 18:00	6396,5	16,0	25,4	195,4	50,8	74,2	6758,3
11/06/2021 18:30	6396,5	16,0	25,4	195,4	50,8	169,2	6853,3
11/06/2021 19:00	6396,5	16,0	25,4	195,4	50,8	125,9	6810,0
11/06/2021 19:30	6396,5	16,0	25,4	195,4	50,8	104	6788,1
11/06/2021 20:00	6396,5	16,0	25,4	195,4	50,8	29,6	6713,7
11/06/2021 20:30	6396,5	16,0	25,4	195,4	50,8	25,5	6709,6
11/06/2021 21:00	6396,5	16,0	25,4	195,4	46,5		6679,8
11/06/2021 21:30	6396,5	16,0	25,4	195,4	50,8	31,2	6715,3
11/06/2021 22:00	6396,5	16,0	25,4	195,4	39,6		6672,9
11/06/2021 22:30	6396,5	16,0	25,4	89,4			6527,3
11/06/2021 23:00	6396,5	16,0	20,5				6433,0

Fuente: Elaboración propia

b. Caso 2. Inyección de 113,77 MWh.

Se presenta el diagrama de cobertura de la máxima demanda, en el cual se observa que al inyectar los 113,77 MWh de forma constante la Central Solar Moquegua, esta se ubica antes de la CTG Independencia. Esta última se desplaza en el despacho de generación, en el cual durante la última hora del bloque de hora punta reduce su potencia despachada desde 25,4 MW a 13,7 MW. Del mismo modo con relación a la figura 32, las centrales CTG las Flores, CTG Malacas TG6 y CTG Santa Rosa TG8 reducen su inyección de generación de energía. En este caso la CTG Santa Rosa TG8 deja de marginar durante las horas punta al reducir su potencia desde 185,20 MW a 162,4 MW (reducción de su potencia en 12,31%) y del mismo modo su operación se ve afectada durante las 21.00 horas (sin generación de energía) así como luego de las 21.30 horas deja de generar energía eléctrica. Para este caso la central de generación que opera al 100 % de su capacidad durante los periodos de máxima demanda del SEIN es la CTG Malacas TG6, cuyo costo variable total es el nuevo valor del costo de la energía en el sistema.

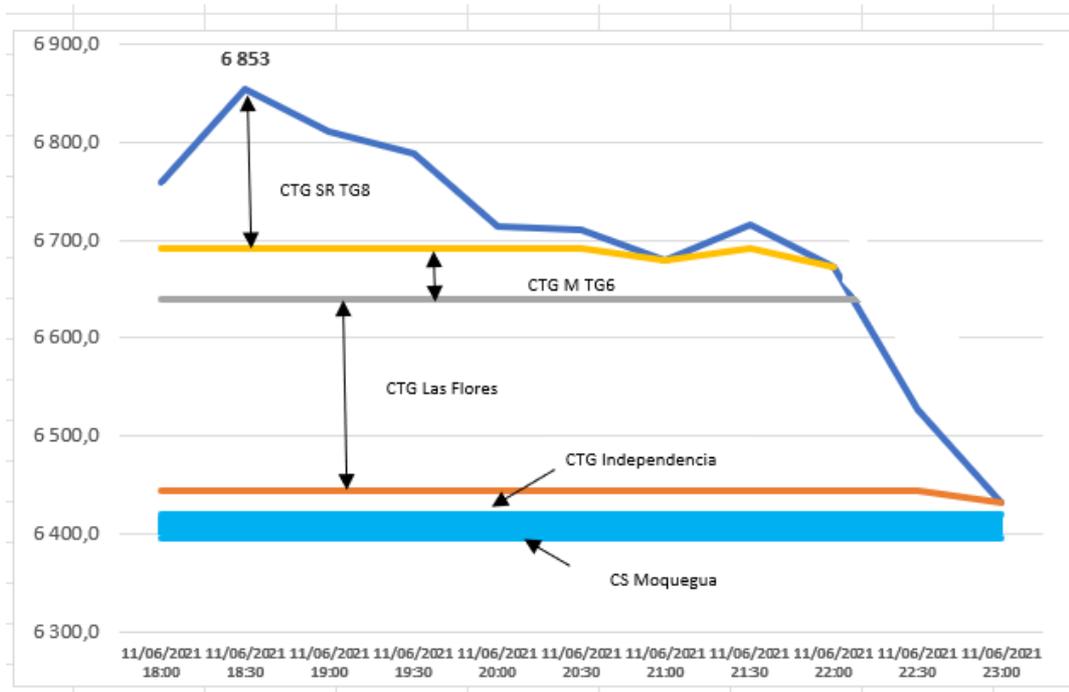


Figura 38 Diagrama de cobertura de la máxima demanda en horas punta 11.06.2021 Caso 2
Fuente: Elaboración propia

Del mismo modo se presenta la tabla 16 con la contribución efectiva de cada una de las centrales de generación involucradas en la cobertura de la máxima demanda.

Tabla 16 Contribución a la máxima demanda Horas Punta día 11.06.2021 SEIN Caso 2

Hora de lectura	Parque generador (MW)	CS Moquegua (MW)	CTG Independencia (MW)	CTG Las Flores (MW)	CTG M TG6 (MW)	CTG SR TG8 (MW)	Máxima Demanda (MW)
11/06/2021 18:00	6396,5	22,75	25,4	195,4	50,8	67,4	6758,3
11/06/2021 18:30	6396,5	22,75	25,4	195,4	50,8	162,4	6853,3
11/06/2021 19:00	6396,5	22,75	25,4	195,4	50,8	119,1	6810,0
11/06/2021 19:30	6396,5	22,75	25,4	195,4	50,8	97,2	6788,1
11/06/2021 20:00	6396,5	22,75	25,4	195,4	50,8	22,9	6713,7
11/06/2021 20:30	6396,5	22,75	25,4	195,4	50,8	18,7	6709,6
11/06/2021 21:00	6396,5	22,75	25,4	195,4	39,7		6679,8
11/06/2021 21:30	6396,5	22,75	25,4	195,4	50,8	24,4	6715,3
11/06/2021 22:00	6396,5	22,75	25,4	195,4	32,8		6672,9
11/06/2021 22:30	6396,5	22,75	25,4	82,7			6527,3
11/06/2021 23:00	6396,5	22,75	13,7				6433,0

Fuente: Elaboración propia

4.3.3 Efectos de la inyección en HP de energía acumulada.

a. Con respecto a la generación de energía.

Se presenta el porcentaje de energía desplazada durante las Horas punta para la serie de datos evaluados.

Tabla 17 Energía desplazada en horas punta para los años 2019-2021

Mes	Caso 1		Caso 2		Energía generada en Hora punta (MWh)
	Energía desplazada Caso 1 (MWh)	% de Energía generada con natural desplazada	Energía desplazada Caso 2(MWh)	% de Energía generada con natural desplazada	
Ene-19	2 480,00	0,230%	3 526,87	0,327%	1 077 352,70
Feb-19	2 240,00	0,234%	3 185,56	0,333%	957 690,69
Mar-19	2 480,00	0,225%	3 526,87	0,320%	1 102 179,40
Abr-19	2 400,00	0,230%	3 413,10	0,327%	1 044 509,24
May-19	2 480,00	0,230%	3 526,87	0,327%	1 076 995,31
Jun-19	2 400,00	0,233%	3 413,10	0,332%	1 028 819,61
Jul-19	2 400,00	0,228%	3 413,10	0,324%	1 054 900,51
Ago-19	2 480,00	0,236%	3 526,87	0,335%	1 053 010,67
Set-19	2 400,00	0,235%	3 413,10	0,334%	1 021 278,50
Oct-19	2 480,00	0,231%	3 526,87	0,329%	1 071 871,84
Nov-19	2 400,00	0,228%	3 413,10	0,324%	1 054 759,97
Dic-19	2 480,00	0,225%	3 526,87	0,320%	1 100 684,88
Ene-20	2 480,00	0,224%	3 526,87	0,319%	1 104 712,22
Feb-20	2 240,00	0,212%	3 185,56	0,302%	1 056 489,36
Mar-20	2 480,00	0,258%	3 526,87	0,367%	960 679,97
Abr-20	2 400,00	0,328%	3 413,10	0,466%	732 130,92
May-20	2 480,00	0,308%	3 526,87	0,439%	804 271,59
Jun-20	2 400,00	0,267%	3 413,10	0,379%	900 392,63
Jul-20	2 400,00	0,242%	3 413,10	0,345%	990 662,84
Ago-20	2 480,00	0,242%	3 526,87	0,345%	1 023 741,88
Set-20	2 400,00	0,239%	3 413,10	0,341%	1 002 238,40
Oct-20	2 480,00	0,232%	3 526,87	0,330%	1 068 376,33
Nov-20	2 400,00	0,229%	3 413,10	0,326%	1 047 470,32
Dic-20	2 480,00	0,226%	3 526,87	0,321%	1 098 123,15
Ene-21	2 480,00	0,227%	3 526,87	0,323%	1 092 740,64
Feb-21	2 240,00	0,225%	3 185,56	0,320%	996 623,39
Mar-21	2 480,00	0,223%	3 526,87	0,318%	1 110 305,90
Abr-21	2 400,00	0,231%	3 413,10	0,329%	1 038 639,47
May-21	2 480,00	0,228%	3 526,87	0,325%	1 085 836,12
Jun-21	2 400,00	0,227%	3 413,10	0,322%	1 059 142,57

Jul-21	2 400,00	0,224%	3 413,10	0,319%	1 069 098,94
Ago-21	2 480,00	0,227%	3 526,87	0,323%	1 092 242,94
Set-21	2 400,00	0,225%	3 413,10	0,320%	1 068 151,89
Oct-21	2 480,00	0,225%	3 526,87	0,320%	1 103 527,70
2019	29120,00	0,230%	41412,28	0,328%	12 644 053,33
2020	29120,00	0,247%	41412,28	0,351%	11 789 289,61
2021	24240,00	0,226%	34472,31	0,322%	10 716 309,55

Fuente: Elaboración propia

Para el Caso 1, se desplaza un total de 82 840 MWh (en la serie de datos evaluados) generados por gas natural, lo que representa el 0,235 % de la energía eléctrica generada durante las horas punta.

Para el Caso 2, se desplaza un total de 117 296,87 MWh (en la serie de datos evaluados) generados por gas natural, lo que representa el 0,334 % de la energía eléctrica generada durante las horas punta.

c. Con respecto al costo de la energía del sistema.

Para el año 2021. Tomando la información del Informe N° el Informe N° 144-2021-GART para la determinación de los precios en barra vigentes para el periodo mayo 2021-abril 2022.

CVT CTG Santa Rosa TG8 = 32.31 U\$/MWh

CVT CTG Malacas TG6 = 32.08 U\$/MWh

$$\text{Reduccion del Costo de la Energia} = \frac{32,31 - 32,08}{32,31} = 0,71 \%$$

Para el año 2020. Tomando la información del Informe N° el Informe N° 077-2020-GART para la determinación de los precios en barra vigentes para el periodo mayo 2020-abril 2021.

CVT CTG Santa Rosa TG8 = 33,38 U\$/MWh

CVT CTG Las Flores = 33,22 U\$/MWh

$$\text{Reduccion del Costo de la Energia} = \frac{33,38 - 33,22}{33,38} = 0,48 \%$$

Para el año 2019. Tomando la información del Informe N° el Informe N° 090-2019-GART para la determinación de los precios en barra vigentes para el periodo mayo 2019-abril 2020.

CVT CTG Santa Rosa TG8 = 34,42 U\$/MWh

CVT CTG Las Flores = 33,09 U\$/MWh

$$\text{Reduccion del Costo de la Energia} = \frac{34,42 - 33,09}{34,42} = 1,51 \%$$

c. Con respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero.

Para la cuantificación de las emisiones de CO₂ equivalentes dejados de emitir se toma en cuenta las Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero - Volumen 2: Energía, pág. 2.16 - 2.17, en las cuales el gas natural tiene un factor de emisiones de 56,1 Ton CO₂ equivalentes emitidos.

Se tiene en cuenta la siguiente información para el gas natural (obtenido de la pagina web de Osinergmin)

Poder calorífico del gas natural 7 775 kcal/m³

Densidad del gas natural 0,65 kg/m³.

Año 2022. (Caso 1)

24 122 MWh = 2,07x10¹⁰ kcal.

CO₂ emitido a la atmosfera₂₀₂₂

$$= 2,07 \times 10^{10} \text{ kcal} * 1\ 000 \frac{\text{kg}}{\text{Ton}} * 4,18 \frac{\text{kJ}}{\text{kcal}} * \frac{\text{TJ}}{10^9 \text{kJ}} * 56,1 \frac{\text{Ton CO}_2}{\text{TJ}}$$

$$\text{CO}_2 \text{ emitida la atmosfera}_{2021} = 4\ 877\ 558 \frac{\text{Ton CO}_2}{\text{año}}$$

Tabla 18 Resumen de emisiones de CO2 emitidas por energía desplazada en horas Punta

Año	Energía desplazada en HP (MWh) Caso 1	Ton CO2 dejados de emitir	Energía desplazada en HP (MWh)	Ton CO2 dejados de emitir Caso 2
2019	29 120,00	5 859 508,62	41 412,28	8 332 953,70
2020	29 120,00	5 859 508,62	41 412,28	8 332 953,70
2021	24 240,00	4 877 558,00	34 472,31	6 936 497,17

Fuente: Elaboración propia

4.4 Discusión de resultados.

Se concuerda con la tesis de Guacaneme, Velasco y Trujillo. (2014) quien manifiesta que en su informe de investigación que el almacenamiento de energía con fuentes renovables tal como la solar fotovoltaica, eólica y en ciertas épocas del año con las centrales hidroeléctricas de embalse tiene un rol fundamental en el corto plazo para la estabilidad de un sistema eléctrico en lo referente a la regulación de la frecuencia y la capacidad de inyección de energía eléctrica durante las horas punta a fin de poder contribuir con la atención a la demanda a precios razonables y en condiciones medioambientales y de confiabilidad adecuadas. En nuestro caso el almacenamiento de energía eléctrica en sistemas BESS permite la inyección de energía eléctrica en las horas punta del SEIN desplazando en la operación a centrales termoeléctricas que operan con gas natural.

En el caso de Estrada, Alarcón, Chavarri y Quispe (2019) realizaron una investigación referente a la aplicación de sistemas BESS en paralelo con una central de ciclo combinado para la regulación primaria de frecuencia del Sistema Eléctrico Peruano, con el cual se puede mantener estable la variación continua de la frecuencia en el sistema el cual no debe variar 1% del valor de 60 Hz, para este caso la energía es acumulada desde una central de ciclo combinado, la cual con sus turbinas a gas asociadas a un ciclo inferior, no responden con rapidez a la estabilidad de la frecuencia, a diferencia de ello nuestra investigación se centra en la acumulación de energía de una central fotovoltaica en las horas fuera de punta y su inyección al SEIN durante las horas punta.

Para López, J. (2013) las dos tecnologías de mayor uso en almacenamiento de energía son las baterías y la hidro-bombeo, las cuales para el caso colombiano tiene un efecto sobre la curva de la máxima demanda del sistema la cual generalmente se presenta en las horas punta generando una reducción del costo de la energía producida de 5 U\$/MWh, principalmente por efecto de la inyección de energía de sistemas de baterías con una

capacidad de 100,5 MW , para nuestra investigación la contribución de la reducción del costo de la energía generada en el sistema es de 0,23 U\$/MWh con precios del año 2021 e inyectado una potencia de 16 a 22,75 MW, la reducción es menor al caso colombiano, básicamente por la gran demanda de energía hidráulica.

Según McClure (2014) evaluó el efecto que posee la localización óptima de BESS de una Red de distribución RD. con la finalidad de reducir las pérdidas de la red de distribución, reduciéndose en 4 y el 8 %, dependiendo del tamaño y la cantidad de módulos a utilizar, para lo cual hace uso de un BESS de 84 MWh, alcanzándose ahorros de hasta 11% para un precio de generación inicial de 150 \$US/MWh (valor que es actualmente está por debajo de los costos marginales promedio del año 2013) mientras que para nuestro caso se alcanzó una reducción de 0,23 U\$/MWh (0,71 %) con una inyección de energía eléctrica en horas punta de 80 y 133,77 MWh al día.

En la tesis de Ordoñez (2017) se realizó simulaciones con el Software Homer, evidenciándose cuatro soluciones para la inyección de energía eléctrica almacenadas en baterías a la red durante las horas punta, básicamente variando las potencias de los sistemas fotovoltaicos dimensionados, a diferencia de nuestro informe se parte de un dimensionamiento del BESS en función al valor de la mediana obtenido por el software SPSS para el mes de menor producción histórica con el cual se presentan 2 casos, inyección de 16 MW o 22,75 MW, el primero de ellos según el contrato de subasta y para el otro caso se requiere ampliar la capacidad de transformación de la S.E Moquegua de 22 kV.

En la investigación de Paz (2018) se identificó que el sistema de almacenamiento de energía de baterías Ion litio “AES Angamos” de 20 MW, se encuentra operacional en Chile desde el año 2012, operando en paralelo con la central termoeléctrica a carbón “Angamos” de 544 MW para brindar funciones de reserva en giro y ofrecer así una capacidad de reserva avanzada. Para nuestro caso el sistema BESS permite la inyección de la energía acumulada en horas fuera de punta en horas punta de mayor demanda, desplazando en la operación a centrales termoeléctricas de gas natural.

Se concuerda con Torres (2019) quien manifiesta que: El desarrollo de los proyectos de generación distribuida con tecnología solar se ha incrementado en Chile, y con mayor énfasis el empleo de tecnologías con recursos energéticos renovables para poder enfrentar el déficit de gas natural, siendo el almacenamiento de la energía solar una solución para la inyección de energía en horas de máxima demanda con el cual se contrae la generación de energía con centrales termoeléctricas, del mismo en nuestro informe se demuestra la viabilidad de desplazar energía generada por recursos renovables a periodos de consumo de alta demanda.

CONCLUSIONES

- Se ha evaluado la serie de información mensual de los años 2019, 2020 y enero-octubre del 2021, determinándose que el mes de junio 2021 se presentó el valor histórico de menor producción de energía con un valor de 3 272 MWh. Del mismo modo se identificó para el día típico de evaluación de mayor generación (11.06.2021) una generación de 122,765 MWh, con un factor de carga de 31,97% y un factor de carga en función de las horas sol de 71,38%.
- Se dimensionó el sistema BESS a partir del valor de la mediana de 113,77 MWh. (para la serie de datos de junio 2021) con una potencia de 20 MW y 138,88 MWh, para el cual su operación puede realizarse según lo establecido por el contrato firmado en la 2ª subasta RER con una inyección de energía en horas punta de 80 MWh lo que genera un desvío de la frecuencia de 0,23 % o inyectando 113,77 MWh con un desvío de la frecuencia del 0,35 %, para este caso se deberá incrementar la potencia de transformación de 20 a 30 MVA.
- Se estimó el comportamiento de operación de la inyección al SEIN, así tenemos para el caso de inyección de 80 MWh durante las horas punta a una potencia constante de 16 MW, le permite inyectar 8,463 MWh durante el periodo de horas fuera de punta, dentro del bloque horario de 10.00 a.m. a 3.00 p.m. (periodo de tiempo de máxima demanda en horas fuera de punta).
- Se identificó que la inyección de 80 MWh de forma constante permite ubicarse en el despacho de generación a la Central Solar Moquegua, antes de la CTG Independencia, junto a CTG las Flores, CTG Malacas TG6 y CTG Santa Rosa TG8 reduciendo su inyección de generación de energía, en donde la última central reduce su potencia despachada desde 185,20 MW a 169,2 MW (reducción de su potencia en 8,63%), dejando de marginar en el sistema eléctrico.
- Se ha estimado los efectos de la inyección de energía eléctrica en horas punta de la Central Solar Moquegua para los periodos de evaluación, siendo 82 840 MWh la energía desplazada a las centrales termoeléctricas con gas natural, lo que representa el 0,235 % de la

energía eléctrica generada durante las horas punta. Del mismo modo el precio de la energía en el bloque de generación se reduce 0,71 % y se dejan de emitir 4 877 588 Ton CO₂ . Con lo cual se demuestra que la inyección de la energía almacenada en la central solar de Moquegua en horas de máxima demanda, permite hacer uso de energía eléctrica producida por sistemas renovables en horas punta en el SEIN.

RECOMENDACIONES

- Se determino los valores de recuperación de la frecuencia para los casos 1 y 2 lo cual son la base para un estudio posterior de determinar los efectos de la inyección de energía al SEIN para la regulación de frecuencia primaria, el cual es una aplicación alternativa en el empleo de BESS como sistemas de almacenamiento de energía en gran volumen.
- Es recomendable la promoción de los sistemas de almacenamiento, los cuales son tecnología comercial disponible, salvo en nuestro país que recién tenemos un caso en la Central Termoeléctrica de Ventanilla. La acumulación de la energía generada por centrales solares (las 06 que se cuenta en el Perú), podría tener efectos significativos en los métodos convencionales de cobertura de la demanda lo cual tendría en efecto positivo en la economía de los consumidores de energía eléctrica.
- Es de vital importancia y motivo de investigación el valor del agua almacenado por las centrales hidroeléctricas de regulación de las cuales se tiene un elevado porcentaje en la cobertura de la demanda, y que permite en cierto modo la actual regulación del despacho de la generación.
- Se recomienda el empleo de los software SPSS o el EViews para la toma de decisiones de los valores de diseño o dimensionamiento de una instalación.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Tesis.

Álvarez, M. (2016). *Comparación de estrategias de control de sistemas de almacenamiento de energía para aportar a la regulación de frecuencia*. [Tesis para optar el título de Ingeniero Industrial. Universidad de Sevilla. España.]. <http://catedraendesa.us.es/attachments/article/230/PFC%20Roc%C3%ADo%20C3%81lvarez.pdf>

Blanc, J. (2015). *Desarrollo de modelo algorítmico para dimensionamiento y gestión técnico económico óptimos de banco de baterías para clientes alimentados del sistema eléctrico chileno y/o fuentes de energía solares*. [Tesis para optar el título de Ingeniero Civil Industrial Universidad de Chile.]. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/136184>

Castro, J. (2017). *Estudio de los métodos de reducción de demanda eléctrica en horas pico PEAK SHAVING y su factibilidad en Ecuador*. [Tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional del Ecuador]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/18788>

Cejudo, F. (2017). *Gestión óptima de sistemas de almacenamiento de energías renovables en redes eléctricas*. [Tesis para optar el título de Master en Sistemas de Energía Eléctrica. Universidad de Sevilla. España].

Estrada, L. Alarcón, H. Chavarri, E. y Quispe, O. (2019). *Diagnóstico, Análisis y Evaluación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías para su aplicación en la regulación primaria de frecuencia en una Central de Ciclo Combinado del Sistema Eléctrico Peruano*. [Tesis para optar el Grado de Magister en Gestión de la Energía en ESAN. Perú]. <https://repositorio.esan.edu.pe/handle/20.500.12640/1739>

- Gonzales, C. (2015). *Análisis técnico de los diferentes tipos de baterías comercialmente disponibles para su integración en el proyecto de una microrred aislada*. [Tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico en Universidad distrital Francisco José de Caldas. Colombia]. <https://repository.udistrital.edu.co/bitstream/handle/11349/3663/ANA%CC%81LISIS%20TE%CC%81CNICO%20DE%20LOS%20DIFERENTES%20TIPOS%20DE%20BATERI%CC%81AS%20COMERCIALMENTE%20DISPONIBLES%20PARA%20SU%20INTEGRACIO%CC%81N%20EN%20EL%20PROYECTO%20DE%20UNA%20MICRORRED%20AISLADA.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Iñigo, O. (2018). *Tecnologías de volantes de inercia*. [Proyecto de Grado para el título de Ingeniero en Energía. Escuela Superior de Energía y Minas España]. https://oa.upm.es/51775/1/TFG_Inigo_Diez_Olleros.pdf
- Lázaro, E. (2016). *Análisis Global de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica*. [Proyecto de Grado para el título de Ingeniero en Energía. Escuela Superior de Energía y Minas España]. <https://idus.us.es/handle/11441/48651>
- Letona, M. (2014). *Proyecto de generación de energía eléctrica e inyección hacia la red distribuidora de energía eléctrica proveniente de módulos fotovoltaicos en los edificios tec, A, B, C, D, E y F de la universidad Rafael Landívar*. [Tesis para optar el título de Ingeniero Industrial en la Universidad Rafael Landivar de Guatemala]. <http://recursosbiblio.url.edu.gt/tesiseortiz/2014/02/02/Letona-Mario.pdf>
- López, J. (2013). *Efecto del almacenamiento de energía en el mercado eléctrico mayorista de Colombia*. [Tesis para obtener el título de Ingeniero de Sistemas en la Universidad Nacional de Colombia.] <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/21308>
- McCloure, B. (2014). *Dimensionamiento y localización óptima de sistemas de almacenamiento de energía en redes de distribución*. [Tesis para optar el grado

de Magister en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Chile].
https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/116130/cf-macclure_bb.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Mouriño, M. (2019). *Gestión de la demanda de energía eléctrica en sistemas desregulados*. [Tesis para optar el Grado de Magister en Ingeniería Eléctrica. Escuela Politécnica Nacional de México].
<https://tesis.ipn.mx/handle/123456789/28575>

Orozco, H. (2005). *Disminución de la demanda en horas punta mediante el uso de un generador in situ utilizando biodiesel*. [Tesis para optar el grado de Magister en Ingeniería Energética. Instituto Superior Tecnológico de Monterrey de México]. <https://repositorio.tec.mx/handle/11285/572388>

Otero, M. (2018). *Desarrollo de nuevos materiales nanoestructurados con aplicación en baterías de ion-litio*. [Tesis para optar el grado de Doctor en Física en la Universidad Nacional de Córdoba. Argentina.].
<https://rdu.unc.edu.ar/handle/11086/6896>

Ordoñez, J. (2017). *Análisis de viabilidad técnico-económico de sistemas con energías renovables a pequeña escala con nuevas tecnologías de almacenamiento* [Tesis para optar el grado de Maestro en Ingeniería en Energía y Ambiente en el Instituto Politécnico de Leiria en Portugal].
<https://iconline.ipleiria.pt/handle/10400.8/3166>

Parada, D. (2018). *Aplicaciones técnicas y económicas de sistemas BESS en parques eólicos y fotovoltaicos en el sistema eléctrico chileno*. [Tesis para optar el título de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Chile].
<https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/152522>

Paz, A. (2018). *Dimensionamiento óptimo y análisis técnico económico de un Sistema de Almacenamiento de Energía*. [Tesis para optar el título de Ingeniero Civil

Eléctrico. Pontificia Universidad Católica de Valparaíso de Chile].
http://opac.pucv.cl/pucv_txt/txt-4500/UCC4537_01.pdf

Rodríguez, C. (2019). *Diseño, análisis y construcción a escala de un sistema de almacenamiento de energía basado en la topología DAB-VSC*. [Tesis para obtener el título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Autónoma de México]. [https://repositorio.unam.mx/contenidos/disenio-analisis-y-construccion-a-escala-de-un-sistema-de-almacenamiento-de-energia-basado-en-la-topologia-dab-vsc-3476939?c=LZqODG&d=true&q=*.*\)&i=2&v=1&t=search_0&as=0](https://repositorio.unam.mx/contenidos/disenio-analisis-y-construccion-a-escala-de-un-sistema-de-almacenamiento-de-energia-basado-en-la-topologia-dab-vsc-3476939?c=LZqODG&d=true&q=*.*)&i=2&v=1&t=search_0&as=0)

Sánchez, R. (2018) *Aplicación y dimensionamiento de equipos de un sistema BESS en una central térmica*. [Tesis para optar el grado de Master en Ingeniería Industrial. Universidad de Sevilla. España].
<https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/81692/TFM-1226-SANCHEZ.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Sánchez, R. (2020) *El futuro y la demanda energética*. [Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía. Universidad de Sevilla en España. Universidad de Sevilla. España]. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/tesis?codigo=283233>

Suarez, S. (2019). *Estudio de viabilidad de incorporar a una central térmica una batería de ion-litio, sola o junto con una planta solar fotovoltaica*. [Tesis para optar el Grado de Master en Ingeniería Industrial. Universidad de Gijón. España].
https://digibuo.uniovi.es/dspace/bitstream/handle/10651/54094/TFM_SergioSuarezGaites.pdf?sequence=3&isAllowed=y

Torres, A. (2018). *Evaluación técnica económica de la integración de un sistema de almacenamiento de energía a un PMGD solar fotovoltaico*. [Tesis para optar el Grado de Maestro de Economía Energética en la Universidad Federico Santa María de Chile]. <https://repositorio.usm.cl/handle/11673/46140>

Textos.

Aranda, Barrio y García León. (2014). Sistemas de gestión de la energía ISO 50001. Universidad de Zaragoza. España. 144 p. ISBN 9788416272419

Asian Development Bank (2018). Handbook on battery energy storage system. ADB.Filipinas. 94 p. ISBN 978-92-9261-470-6

Dammert, Molinelli y Carbajal. (2011). Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano. Organismo Supervisor de la Inversión de la Energía y Minería. Perú. 2011. ISBN 9766124612404

Guevara. (2020). Manual de I unidad del Curso Centrales Termoeléctricas. Universidad Nacional del Santa. Perú.

Holguín. (2019). Control primario de frecuencia a partir de sistema de almacenamiento a base de baterías. Editorial Uniandes. Colombia.

Vega. (2018). Principios y aplicaciones de la energía fotovoltaica y de las baterías. Ediciones UC. 184 p. ISBN 9789561423565

Whittingham. (2008). Material Challenges Facing Electrical Energy Storage. Binghamton University, USA.

Linkografía.

Albert. (2019). Diseño de Investigación. Portal web de Science. Colombia. [Consulta: 19 de marzo del 2021]. Disponible en:
<https://www.slideshare.net/AlbertAP/diseos-de-investigacin-69328635>

Bellini. (2020). Batería de flujo redox de vanadio para el almacenamiento de energía eólica y solar. PV Magazine. España. [Consulta: 19 de julio del 2021]. Disponible en:
<https://www.pv-magazine-latam.com/2020/09/17/bateria-de-flujo-redox-de-vanadio-para-el-almacenamiento-de-energia-eolica-y-solar/>

- CAES. (2015). CAES: Sistema de almacenado de aire comprimido. Pagina web de CAES. España. [Consulta: 19 de marzo del 2021].Disponible en:
<https://www.voltimum.es/articulos-tecnicos/caes-sistema-almacenado-aire>
- COES SINAC (2021). Portal información y reportes de generación y energía. COES SINAC. Perú. [Consulta: 19 de setiembre del 2021].Disponible en
<https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/generacion>
- Centro Nacional del Hidrogeno (2021). Pilas de Combustible. Centro Nacional del Hidrogeno de España. [Consulta: 19 de julio del 2021].Disponible en:
<https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/>
- Diaz, Garcés y Gonzales. (2016). Despacho económico en sistemas de potencia considerando estabilidad transitoria. Revista Tecnura de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas de Colombia. [Consulta: 12 de marzo del 2021].Disponible en:
<https://www.redalyc.org/pdf/2570/257050668003.pdf>
- Diug. (2016). Tipos y métodos de investigación. Capacitación Diug. España. [Consulta: 12 de marzo del 2021].Disponible en:
<https://www.slideshare.net/ug-dipa/tipos-y-mtodos-de-investigacin>
- ENEL (2019). Chile. Pequeños medios de generación distribuida. ENEL Chile. [Consulta: 11 de marzo del 2021].Disponible en:
<https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/generacion-distribuida/pmgd.html>
- Escobar y Holguín. (2011). Sistemas de almacenamiento de energía y su aplicación en energías renovables. Revista Scientia Et Technica, vol. XVII, núm. 47, abril, 2011, pp. 12-16 Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. [Consulta: 10 de marzo del 2021].Disponible en:
<https://www.redalyc.org/pdf/849/84921327004.pdf>

Fuchs y Prudencio. (2020). Almacenamiento de energía solar fotovoltaica en Chile. Informe final parte del Convenio GIZ de Alemania y NAMAs Chile. Chile. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/sistemas-de-almacenamiento_web.pdf

Ferret. (2020). BATERÍAS DE FLUJO REDOX PARA UN FUTURO VERDE. CIC energiGUNE.España. [Consulta: 10 de agosto del 2021].Disponible en: <https://cicenergigune.com/es/blog/baterias-flujo-redox-futuro-verde>

Fundación de la energía de la comunidad de Madrid. (2017). Guía de Almacenamiento de la energía. FENERCO; España. [Consulta: 10 de marzo del 2021].Disponible en: <https://www.fenercom.com/wp-content/uploads/2011/10/Guia-del-Almacenamiento-de-Energia-fenercom-2011.pdf>

Gómez Expósito y Sudria. (2017). El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro. ENDESA. España.[Consulta: 8 de marzo del 2021].Disponible en: http://www.raing.es/sites/default/files/ALMACENAMIENTO_ENERGIA%20FINAL%20B.pdf

Guacaneme, Trujillo y Velasco. (2014). Revisión de las características de sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en micro redes. Revista Scielo Inf. tecnol. vol.25 no.2 La Serena Chile. [Consulta: 4 de marzo del 2021].Disponible en: https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642014000200020

Hrudnick. (2016). Baterías Bess. Pontificia Universidad Católica de Chile. [Consulta: 7 de marzo del 2021].Disponible en: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/pasada/baterias.html>

Hrudnick (2017). Supercondensadores. Universidad Católica de Chile. 2016. [Consulta: 7 de septiembre del 2021]. Disponible en:
<https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/pasada/supercondensadores.html>

Ingeteam (2019). Ingeteam supplies its storage power station for pilot BESS project in Dubai's largest Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park. Republica Checa. [Consulta: 7 de setiembre del 2021]. Disponible en:
<https://www.ingetteam.com/cz/Pressroom/tabid/3382/articleType/ArticleView/articleId/2329/language/cs-CZ/Ingeteam-supplies-its-storage-power-station-for-pilot-BESS-project-in-Dubais-largest-Mohammed-bin-Rashid-Al-Maktoum-Solar-Park.aspx>

Jiménez. El valor del almacenamiento de la energía eléctrica. Revista de Iluminación Iluminet. Colombia. 2018. [Consulta: 7 de marzo del 2021]. Disponible en:
<https://www.iluminet.com/almacenamiento-energia-renovable/>

Malagón (2021). Sistemas de almacenamiento de energía. Página de Energía para el futuro. Argentina. [Consulta: 7 de agosto del 2021]. Disponible en:
<https://blogs.iadb.org/energia/es/sistemas-de-almacenamiento-de-energia-descarbonizacion/>

Merino. (2020). Como avanza el almacenamiento de energía. Revista de Energías renovables de España. [Consulta: 4 de marzo del 2021]. Disponible en:
<https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/como-avanza-el-almacenamiento-energetico-20200422>

Ministerio de Energía de Chile. (2020). Instrucción técnica RGR N°06/2020: diseño y ejecución de instalaciones de sistemas de almacenamiento de energía a través de baterías en instalaciones eléctricas. Gobierno de Chile. [Consulta: 4 de agosto del 2021]. Disponible en:
<https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/12/RGR-N-06-2020-v7.pdf>

Mirez (2012). Sistemas de almacenamiento de energía. XIX Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente (XIX- SPES), Puno, 12 -17.11.2012. [Consulta: 4 de setiembre del 2021]. Disponible en:

<http://www.perusolar.org/wp-content/uploads/2013/01/3.pdf>

Montaser y Abdelfatah. (2015). POWER LOAD MANAGEMENT Techniques and Methods in Electric Power System. International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET) e-ISSN: 2395-0056 Volume: 02 Issue: 09 | Dec-2015. [Consulta: 1 de setiembre del 2021]. Disponible en:

<https://www.irjet.net/archives/V2/i9/IRJET-V2I9301.pdf>

Naturgy. (2021). Tipos de almacenamiento de energía. Blog de Naturgy. España. [Consulta: 4 de agosto del 2021]. Disponible en:

https://www.naturgy.es/negocios_y_autonomos/fnt_negocios_y_autonomos/blog/entradas/almacenamiento_de_energia_tipos_que_existen

Osinermin. (2017). La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático. Oficina de Estudios de OSINERGMIN. Perú. [Consulta: 6 de marzo del 2021]. Disponible en:

https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinermin-Energia-Renovable-Peru-10anios.pdf

Osinermin. (2021). Informe N° 144-2021-GRT Fijación de precios en barra periodo mayo 2021- abril 2022. Osinermin. Perú. [Consulta: 16 de noviembre del 2021]. Disponible en:

https://www2.osinermin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/Tarifas-Barra/FPB-2021-2022/06%20Publicacion_Proyecto/Informe-Tecnico-144-2021-GRT.pdf

Osinermin. (2021). Información Comercial 1 Trimestre 2021. Osinermin. Perú. [Consulta: 6 de agosto del 2021]. Disponible en:

<https://www.osinermin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/publicaciones/regulacion-tarifaria>

Osinergmin. (2020). Informe N° 077-2020-GRT Fijación de precios en barra periodo mayo 2020- abril 2021. Osinergmin. Perú. [Consulta: 16 de noviembre del 2021].Disponible en:

<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2020/Informe-Tecnico-077-2020-GRT.pdf>

Osinergmin. (2019). Informe N° 090-2020-GRT Fijación de precios en barra periodo mayo 2019- abril 2020. Osinergmin. Perú. [Consulta: 18 de noviembre del 2021].Disponible en:

<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Informe-Tecnico-090-2019-GRT.pdf>

Revista Perú Construye. (2020). Enel Perú inauguró BESS Ventanilla: primer sistema de baterías de Litio Ion de gran capacidad. Revista Perú Construye. Perú. . [Consulta: 6 de agosto del 2021].Disponible en:

<https://peruconstruye.net/2021/01/14/enel-peru-inauguro-bess-ventanilla-primer-sistema-de-baterias-de-litio-ion-de-gran-capacidad/>

Siemens GAMESA. (2021) Almacén de energía. Recargando la transición energética. Siemens GAMESA Renewable Energy. España. [Consulta: 5 de agosto del 2021].Disponible en:

<https://www.siemensgamesa.com/explore/innovations/energy-storage-on-the-rise>

San Martin, Zamora, Aperribay y Eguía. (2019). Energy Storage Technologies for Electric Applications.España. [Consulta: 11 de agosto del 2021].Disponible en: http://www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/temas/almacenamiento_1/almacenamiento_1.html

Silva y Montoya. (2018). Los sistemas de almacenamiento de energía en las redes eléctricas. Revista transición energética de México. [Consulta: 5 de marzo del 2021]. Disponible en:

<http://transicionenergetica.ineel.mx/Revista.mvc/CD5n2v1>

Varela. (2004). Investigación no experimental. Ecu Red. Cuba. [Consulta: 30 de marzo del 2021]. Disponible en:

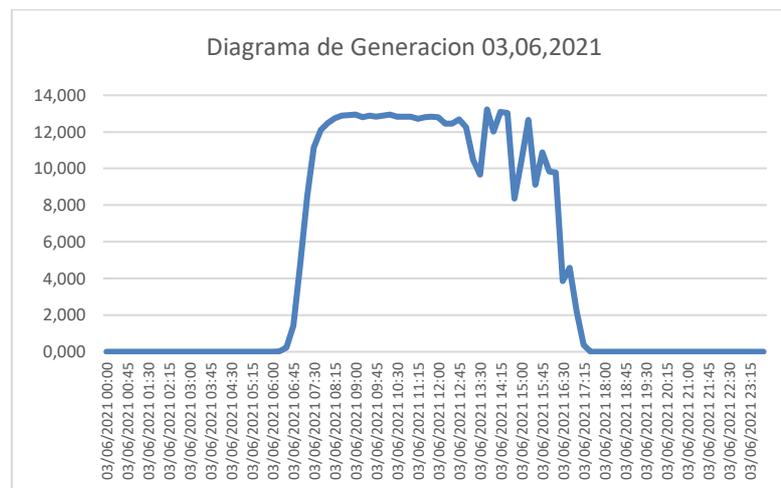
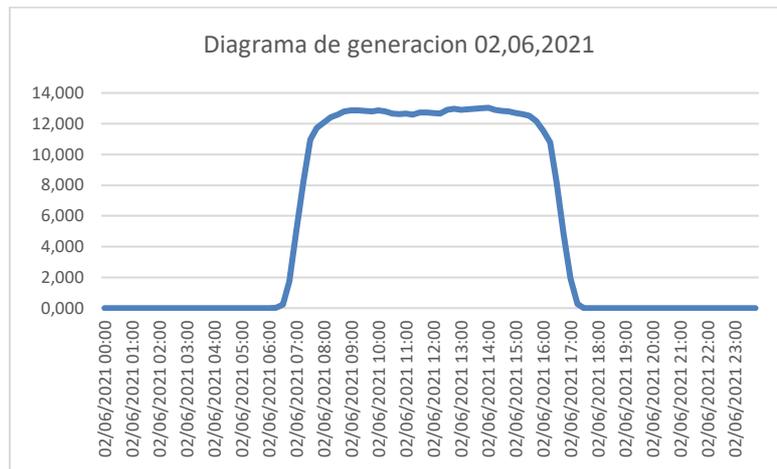
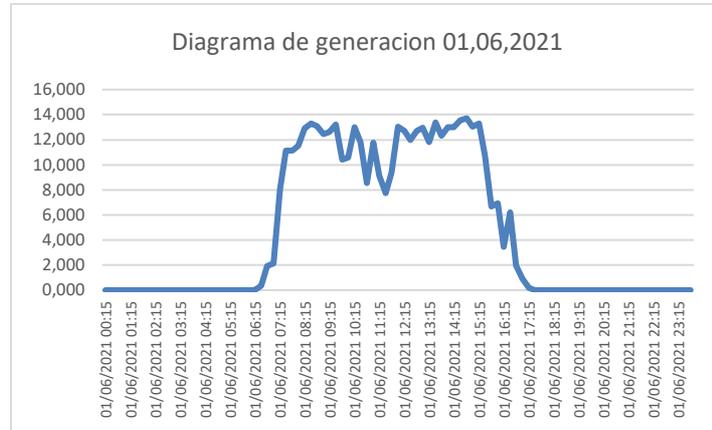
https://www.ecured.cu/Investigaci%C3%B3n_no_experimental

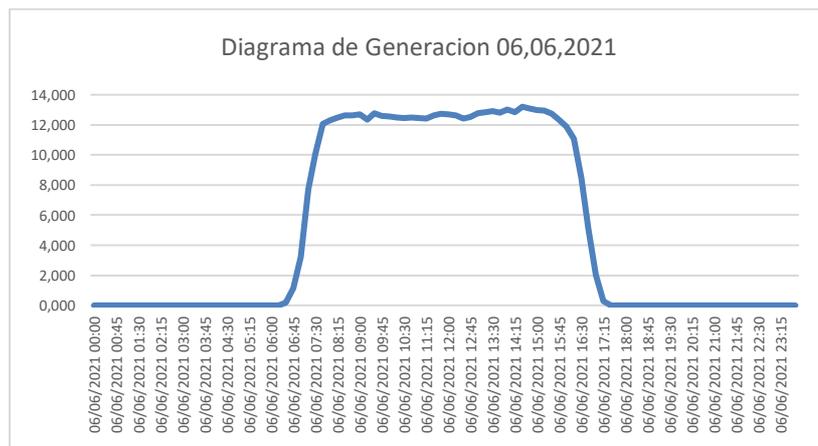
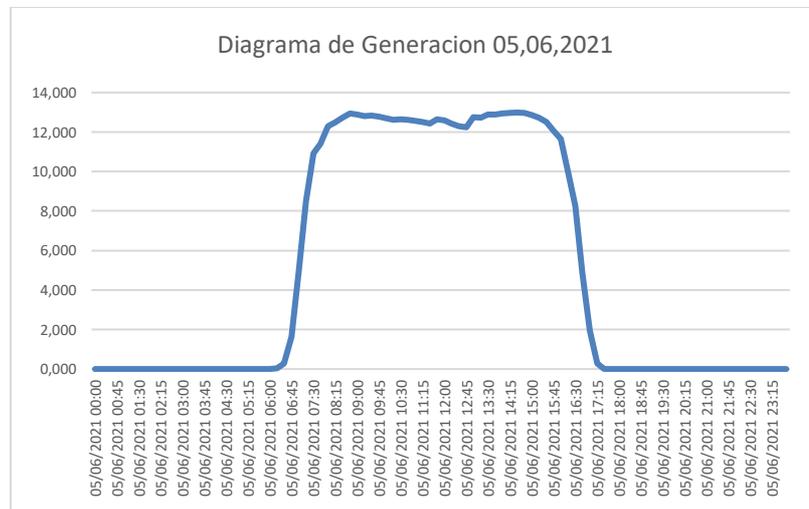
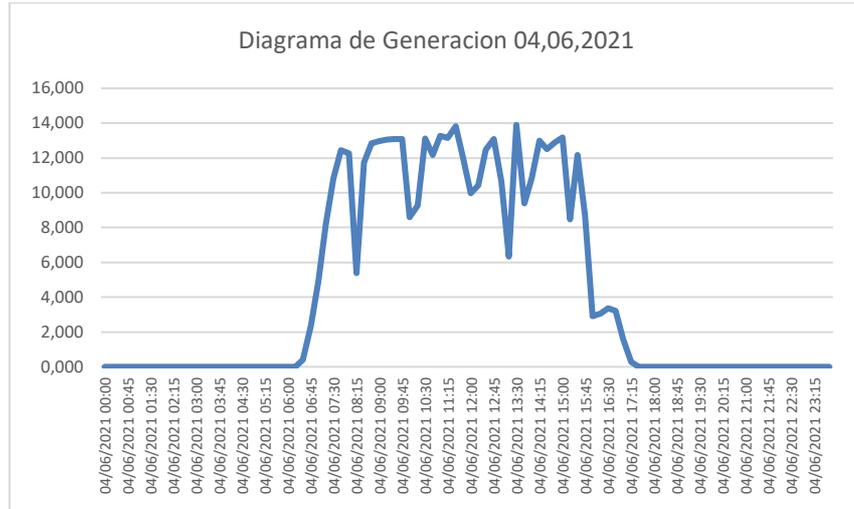
Zerbatto, Celman y Rifrani. (2019). Battery energy storage system (BESS) Modelado y validación. Portal Web Casos Eléctricos. [Consulta: 2 de mayo del 2021]. Disponible en:

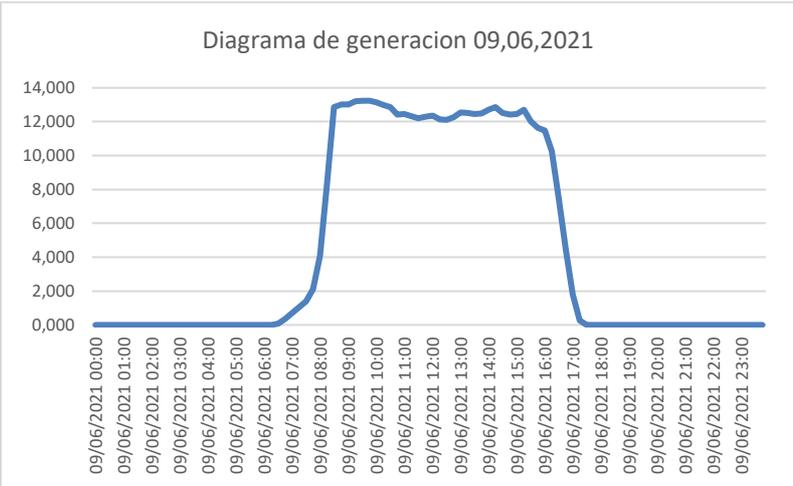
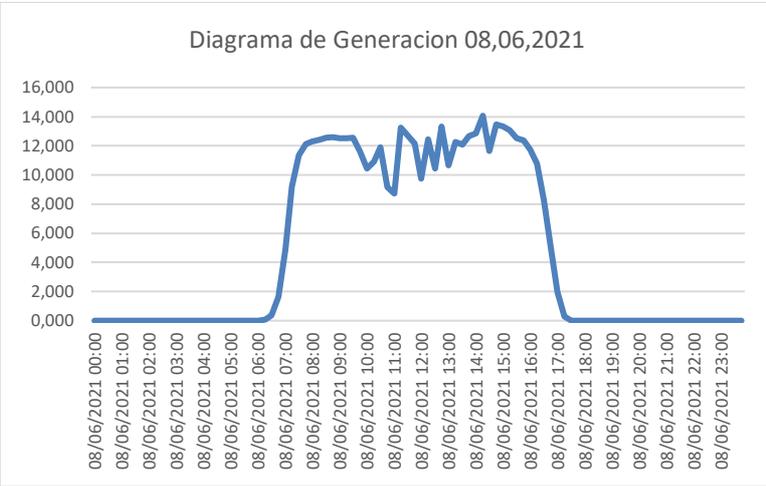
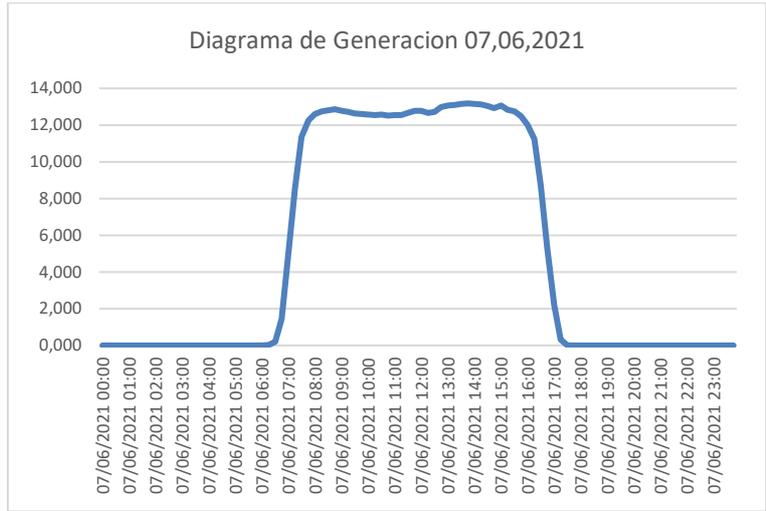
<https://www.estudios-electricos.com/casos/battery-energy-storage-system-bess-modelado-y-validacion/>

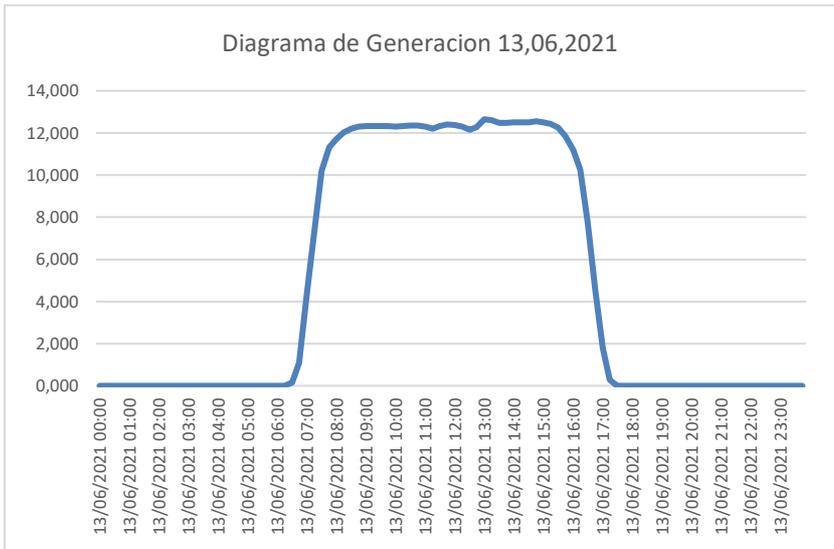
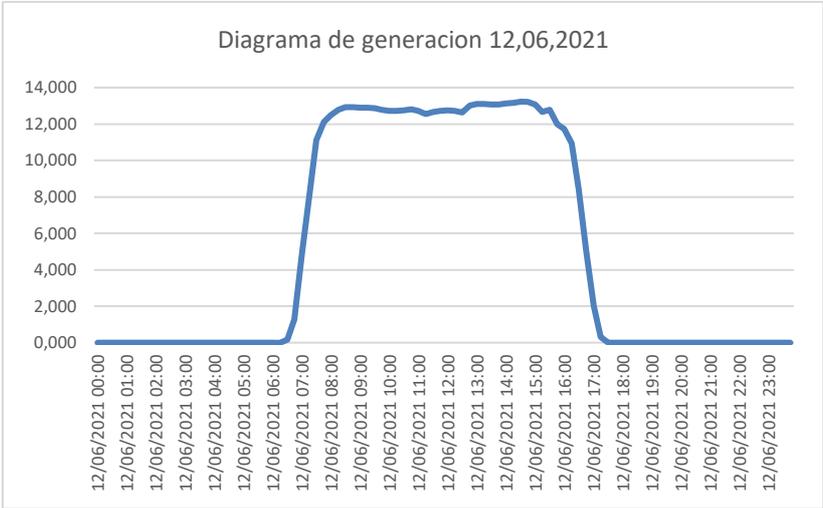
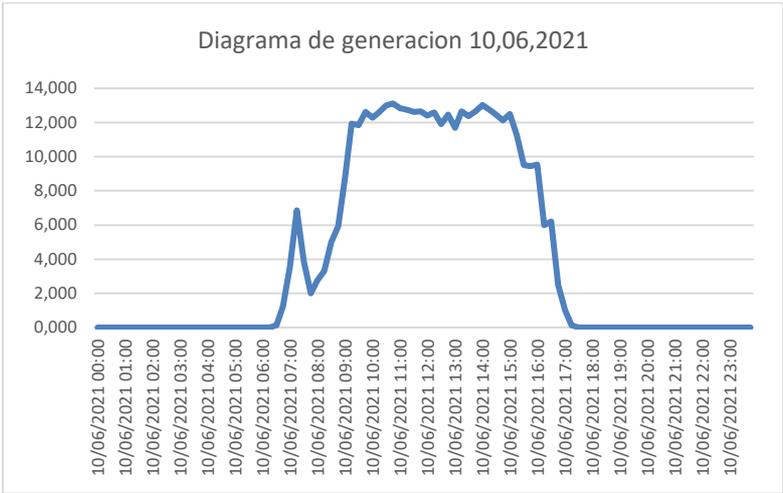
Anexos

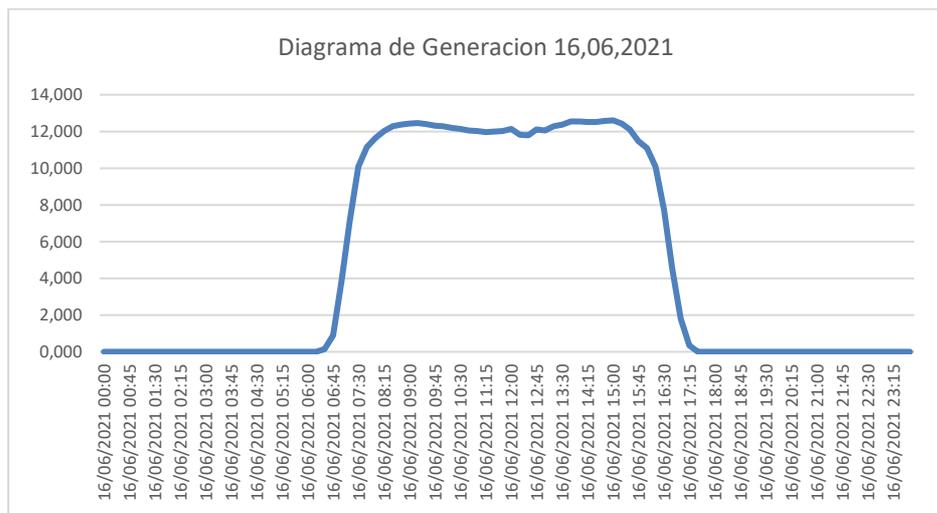
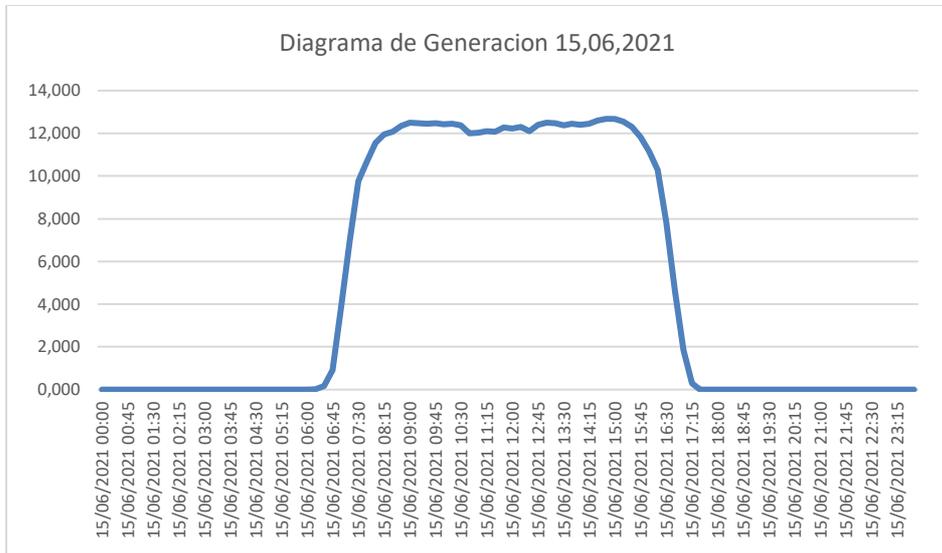
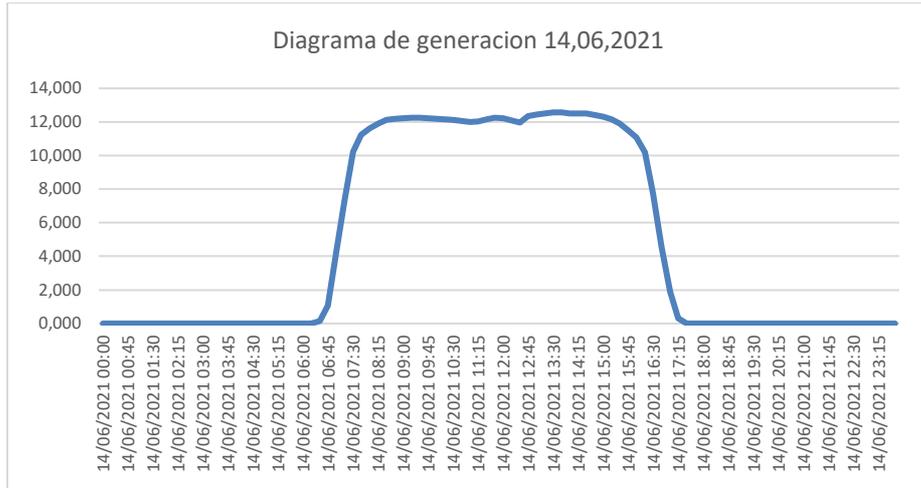
Anexo 1: Diagramas de carga de días del mes de junio.

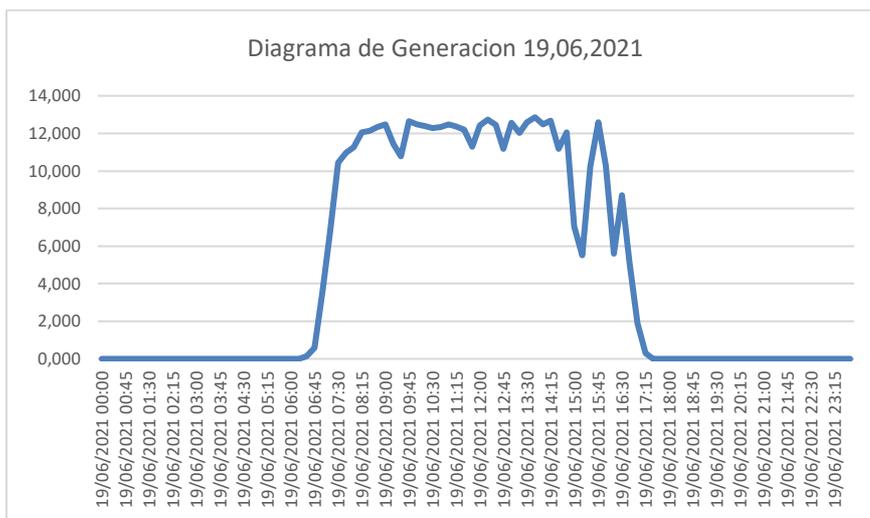
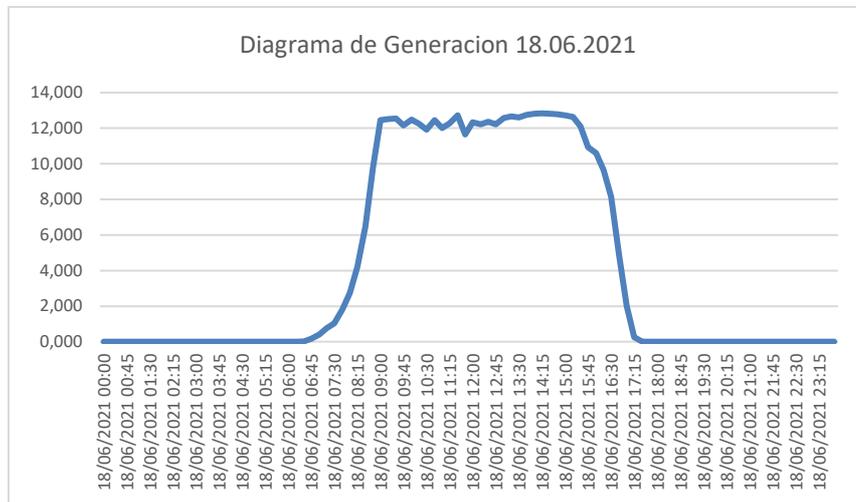
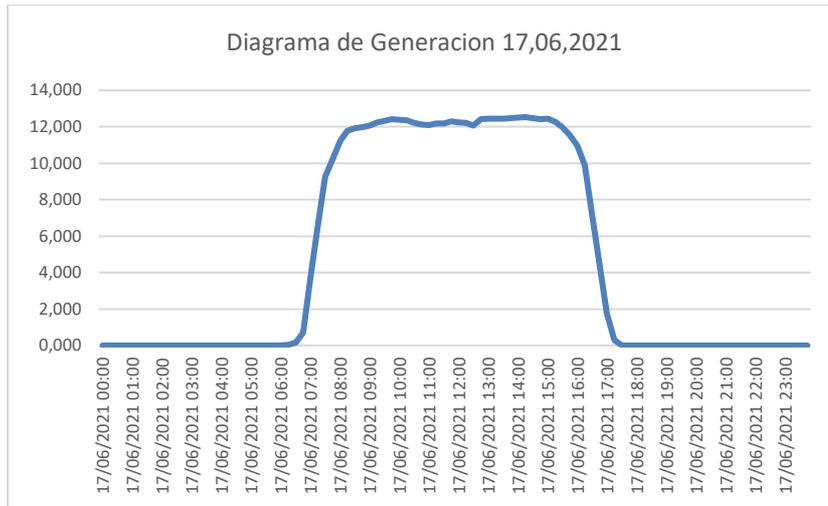












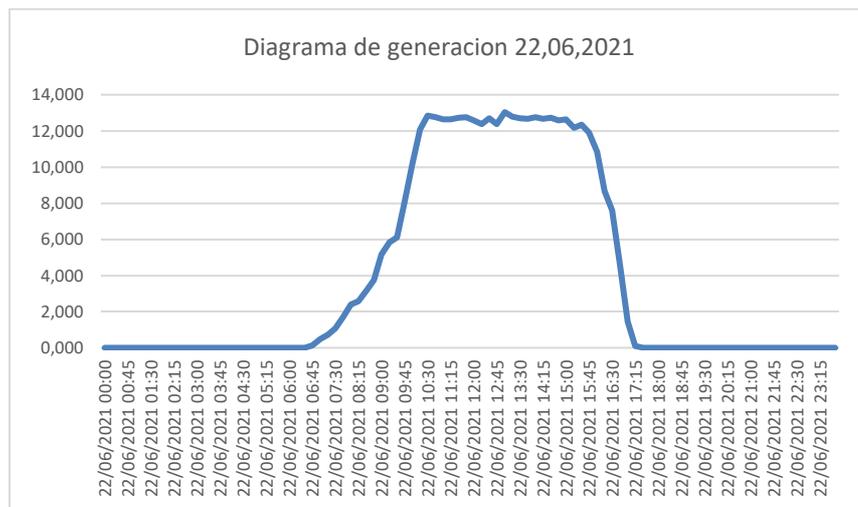
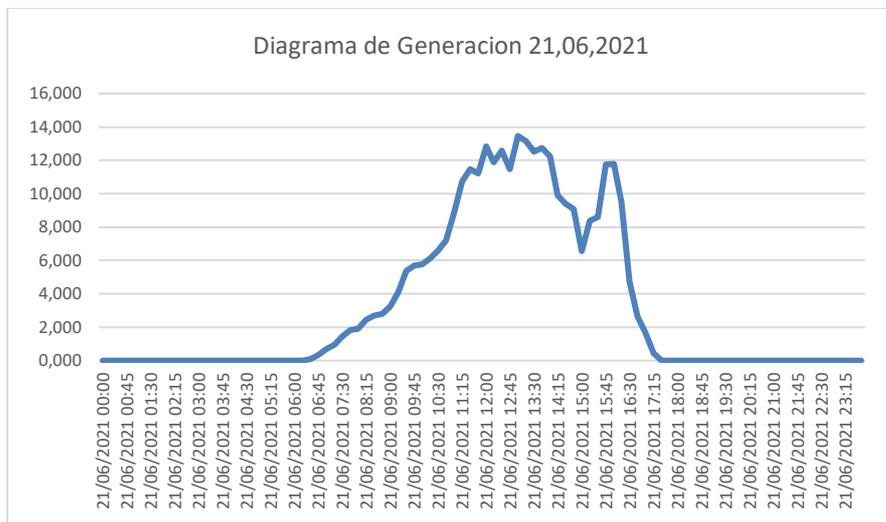
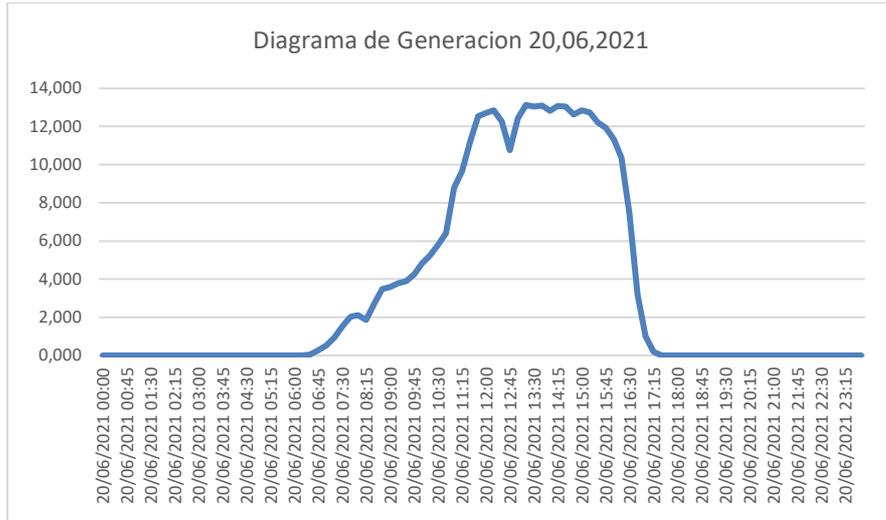


Diagrama de Generacion 23,06,2021

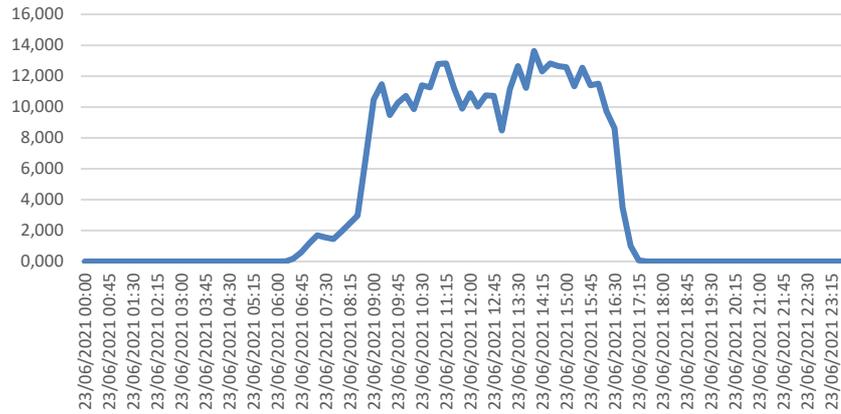


Diagrama de Generacion 24,06,2021

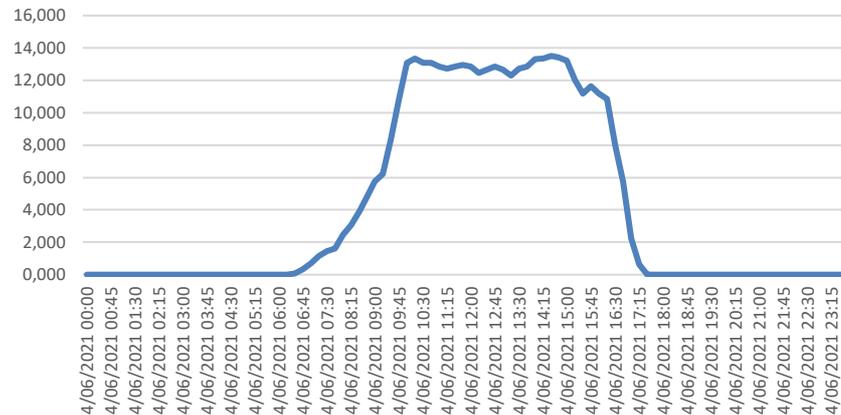
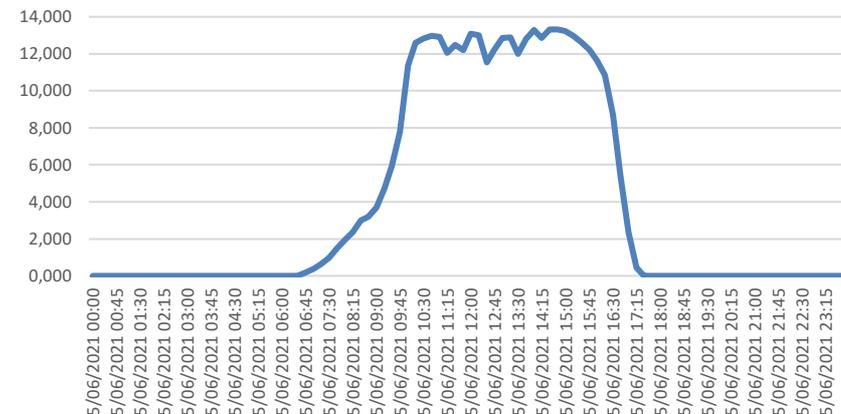
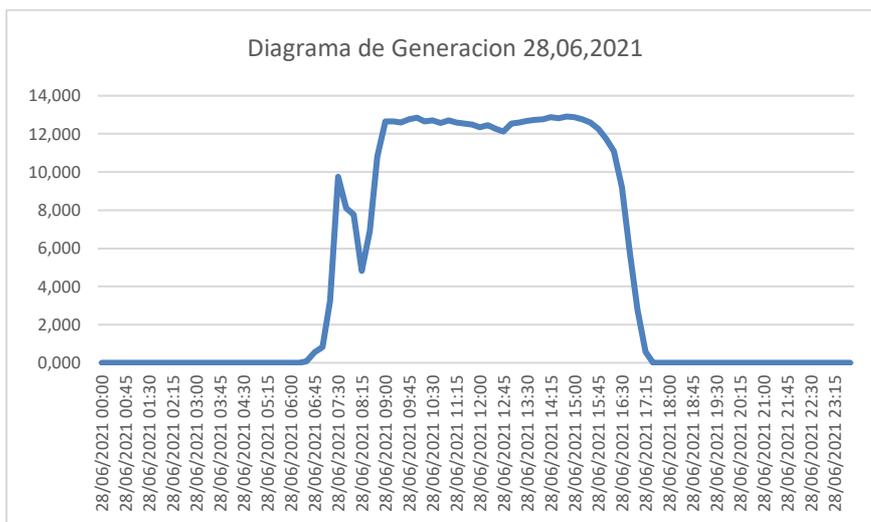
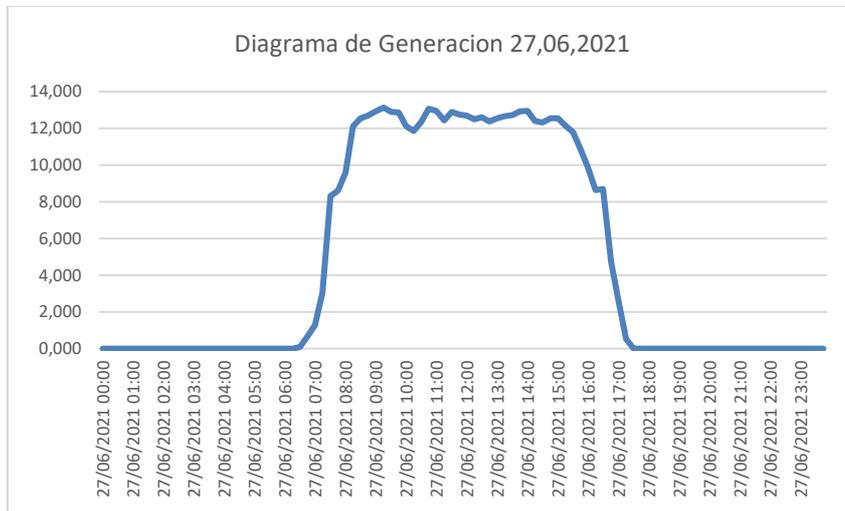
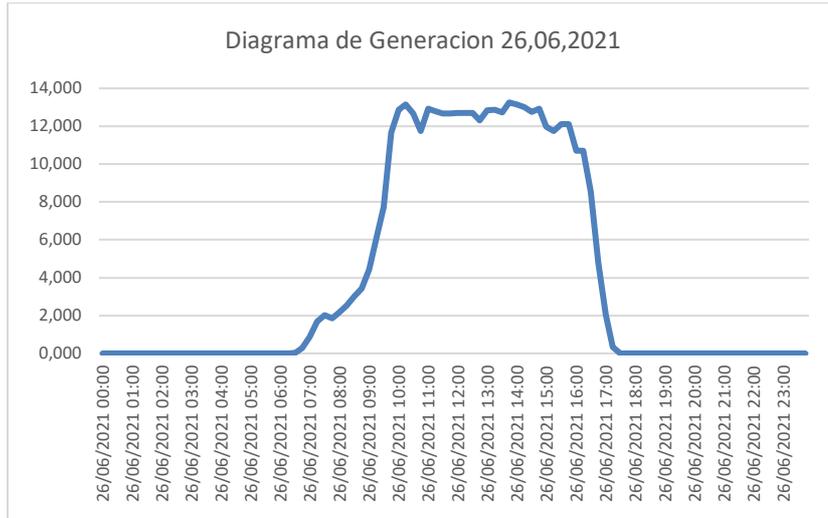
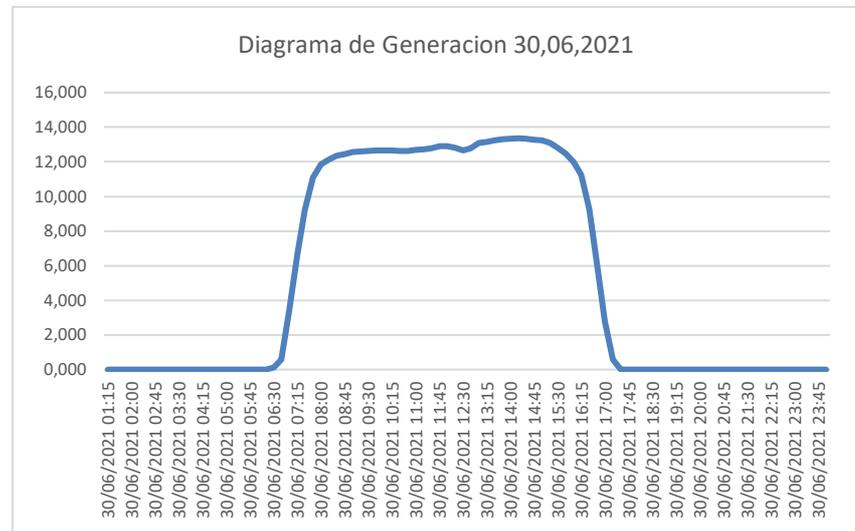
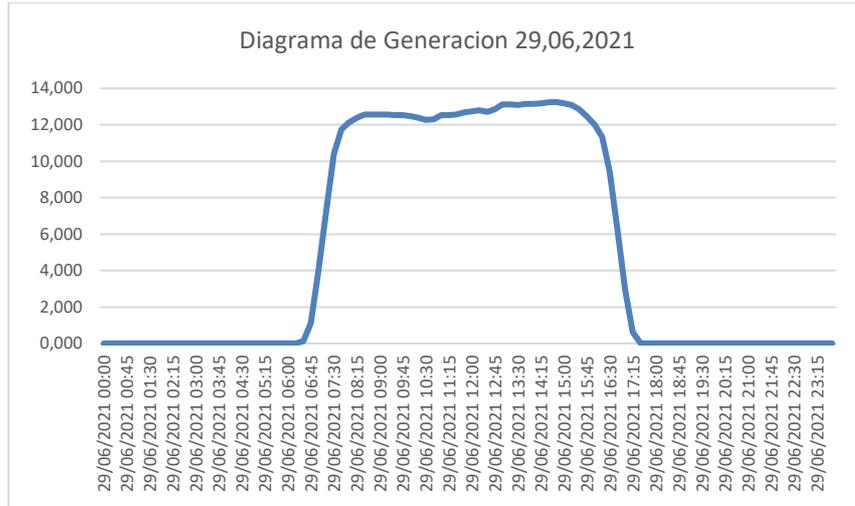


Diagrama de Generacion 25,06,2021







Fuente: Elaboración propia con información del COES.

Cuadro N° 3.11
Costos Variables de Operación

Central	Consumo Especifico Unid/MWh	Costo del Combustible USD/Unid	CVC USD/MWh	CVNC USD/MWh	CVT USD/MWh
Turbo Gas Natural Malacas TG6	10,322	2,9150	30,09	1,997	32,08
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	12,253	0,3864	4,73	1,988	6,72
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	12,253	0,3864	4,73	3,300	8,03
Turbo Gas Natural Oquendo	11,037	3,0182	33,31	1,997	35,31
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	12,613	2,8689	36,19	1,997	38,18
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	12,644	2,8689	36,28	1,997	38,27
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	11,592	2,8689	33,26	2,022	35,28
Turbo Vapor de Shougesa	0,332	429,0012	142,32	1,320	143,64
G. Diesel Shougesa	0,220	679,2500	149,14	2,454	151,60
Turbo Gas Natural Aguaytia TG1	11,534	1,2740	14,69	3,915	18,61
Turbo Gas Natural Aguaytia TG2	11,580	1,2740	14,75	3,625	18,38
G. Diesel Tumbes Nueva 1	0,196	442,6738	86,82	8,267	95,09
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	7,035	2,8701	20,19	3,345	23,54
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	7,074	2,8701	20,30	3,345	23,65
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	7,097	2,8701	20,37	3,345	23,71
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	7,124	2,8701	20,45	3,345	23,79
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	10,497	2,8759	30,19	2,022	32,21
Turbo Gas Natural Las Flores	9,805	2,9899	29,32	2,022	31,34
Chilina GD N° 1 y N° 2	0,223	710,6031	158,25	2,454	160,70
Chilina TG	0,374	710,6031	265,43	1,997	267,42
Mollendo I GD	0,202	705,0237	142,09	7,536	149,62
Ilo 2 TV Carbón N° 1	0,356	89,9200	32,02	2,392	34,41

Fuente: https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/Tarifas-Barra/FPB-2021-2022/06%20Publicacion_Proyecto/Informe-Tecnico-144-2021-GRT.pdf

Cuadro N° 3.10. Costos Variables de Operación

Central	Consumo	Costo del	CVC	CVNC	CVT
	Especifico	Combustible	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
	Unid/MWh	USD/Unid			
Turbo Gas Natural Malacas TG6	10,887	3,1032	33,78	2,00	35,78
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	12,927	0,3797	4,91	1,99	6,90
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	12,927	0,3797	4,91	3,30	8,21
Turbo Gas Natural Oquendo	11,645	0,1680	1,96	2,00	3,95
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	13,310	3,0646	40,79	2,00	42,79
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	13,343	3,0646	40,89	2,00	42,89
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	12,232	3,0646	37,49	2,02	39,51
Turbo Vapor de Shougesa	0,332	442,5702	146,82	1,32	148,14
G. Diesel Shougesa	0,220	804,3049	176,60	2,45	179,06
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	12,169	0,6372	7,75	3,92	11,67
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	12,218	0,6372	7,79	3,62	11,41
G. Diesel Tumbes Nueva 1	0,198	450,7623	89,26	8,27	97,53
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	7,422	3,0729	22,81	3,35	26,15
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	7,463	3,0729	22,93	3,35	26,28
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	7,488	3,0729	23,01	3,35	26,35
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	7,516	3,0729	23,10	3,35	26,44
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	10,815	3,0741	33,25	2,02	35,27
Turbo Gas Natural Las Flores	10,345	3,1454	32,54	2,02	34,56
Chilina GD N° 1 y N° 2	0,223	837,3881	186,49	2,45	188,94
Chilina TG	0,374	837,3881	312,78	2,00	314,78
Malacas LCD	0,200	837,3881	167,55	7,54	175,09

Fuente: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2020/Informe-Tecnico-077-2020-GRT.pdf>

Cuadro N° 3.9
PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Central	Combustible	Precio
Turbo Gas Natural Malacas TG6	Gas Natural	2,9521
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	Gas Natural	0,3638
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	Gas Natural + H2O	0,3638
Turbo Gas Natural Oquendo	Gas Natural	1,5276
Turbo Gas Diesel Santa Rosa UTI-6	Diesel B5 S-50	708,8886
Turbo Gas Diesel Santa Rosa UTI-5	Diesel B5 S-50	708,8886
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	Gas Natural	2,9564
Turbo Vapor de Shougesa	Residual 500	485,6447
G. Diesel Shougesa	Diesel B5 S-50	717,2340
Turbo Gas Natural Aquaytia TG1	Gas Natural	0,5600
Turbo Gas Natural Aquaytia TG2	Gas Natural	0,5600
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	Gas Natural	2,8774
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural	2,8774
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	Gas Natural	2,8774
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural	2,8774
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	Gas Natural	2,9499
Turbo Gas Natural Las Flores	Gas Natural	2,9528
Chilina GD N° 1 y N° 2	Mezcla2 R500,DB5S50	539,5884
Chilina TG	Diesel B5 S-50	748,1335
Mollendo I GD	Residual 500	508,7842
Ilo 2 TV Carbón N° 1	Carbón	112,8600
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	Gas Natural	2,6490
Turbo Gas Natural Pisco con GN (ex Mollendo II TG)	Gas Natural	2,5699
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	Gas Natural	3,0180
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	Gas Natural	2,9528
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	Gas Natural	2,9528
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	Gas Natural	2,9528

Fuente: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Informe-Tecnico-090-2019-GRT.pdf>

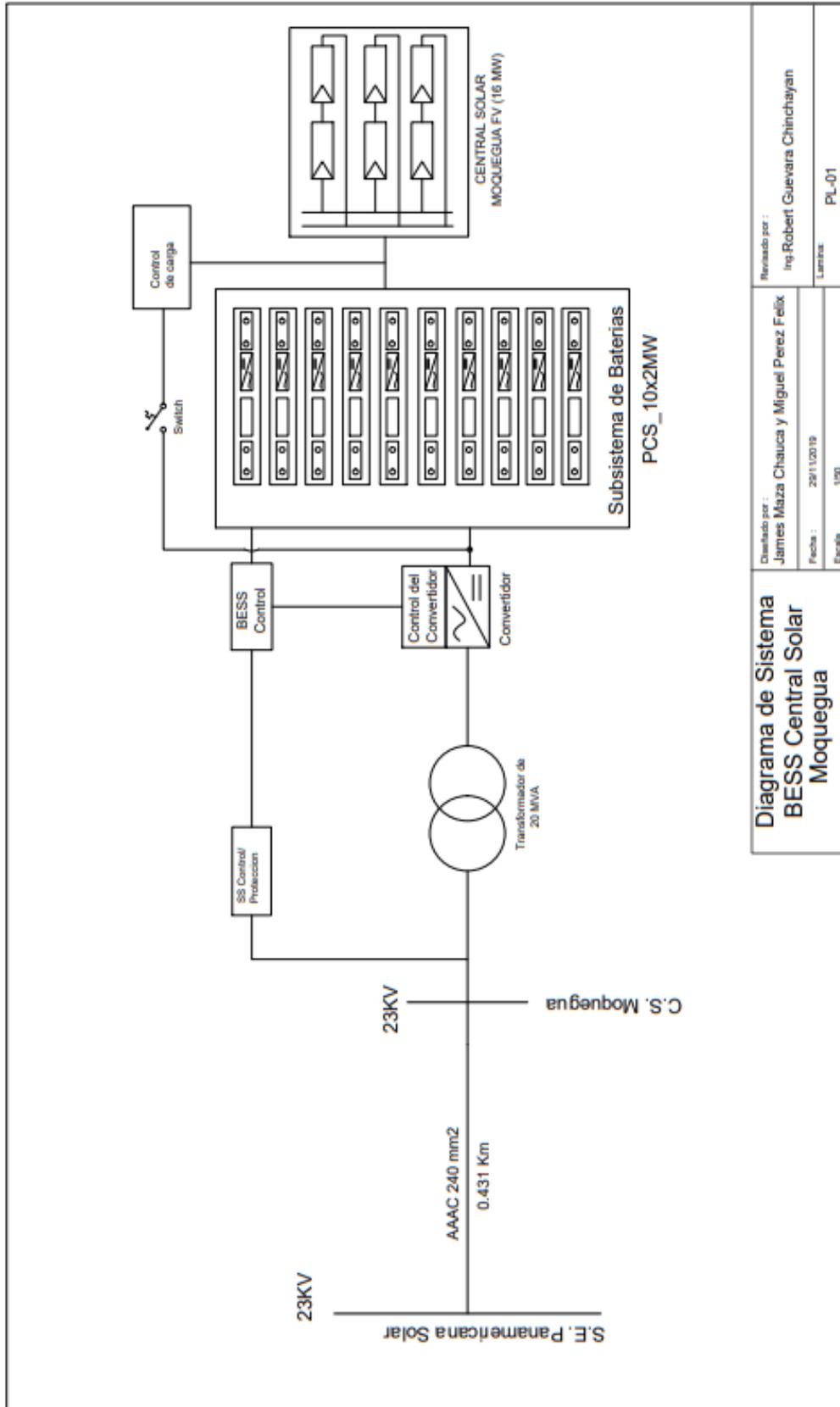
Anexo 5 Principales proveedores de sistemas de almacenamiento.

Tecnología	Principales proveedores
Pumped Hydro Storage	Alstom Hydro, Andritz Hydro, General Electric, HMI Hydro, Voith Hydro, MWH Global.
BESS de Ion-Litio	NEC, LG Chem, ABB, Siemens, BYD, Samsung, GE, Bosch, Panasonic, Tesla Energy.
Vanadio Redox VRFB	Prudent Energy Inc, Cellstrom, Sumitomo, Primus Power.
Compressed Air CAES	Dresser-Rand, General Compression Inc, Alstom, BBC, Alacaes.
Flywheel FES	Beacon Power, Vycon, Amber Kinetics, ABB.
Hidrógeno ESS H2	Linde AG/Siemens AG, Hydrogenics
Térmica MSES	Abengoa Solar, SolarReserve, Highview Power, GE.
Supercapacitor DLC	Maxwell Technologies, Ioxus, SciEssence Intl

Anexo 5 Resumen de Costos de Inversión y LCOS por tecnología ESS

Tecnología ESS	Costos de Inversión (USD\$/MWh)	Costos Fijos O&M	LCOS (USD\$/MWh)	Vida Útil Esperada	η
PHS	\$ 238.000 – 350.000	1.0%	\$ 152 - 198	30 años	80%
CAES	\$ 146.000 – 210.000	1.0%	\$ 116 - 140	20 años	75%
Ion-Litio	\$ 385.000 – 489.000	0.6%	\$ 282 - 347	15 años	90%
NaS BESS	\$505.000 – 955.000	1.6%	\$ 320 - 803	10 años	82%
VRFB	\$710.000 – 934.000	0.8%	\$ 342 – 555	20 años	70%
Volante Inercia	\$750.000 – 1.015.000	1.6%	\$ 342 - 555	20 años	82%

Anexo 6 Diagrama del Sistema BESS Central solar Moquegua.



**Diagrama de Sistema
BESS Central Solar
Moquegua**

Diseñado por :
James Maza Chaluca y Miguel Perez Felix
Fecha : 28/11/2019
Escala : 1:50

Revisado por :
Ing Robert Guevara Chinchayán
Laminas : PL-01

Tesis

INFORME DE ORIGINALIDAD

23% INDICE DE SIMILITUD	21% FUENTES DE INTERNET	0% PUBLICACIONES	6% TRABAJOS DEL ESTUDIANTE
-----------------------------------	-----------------------------------	----------------------------	--------------------------------------

FUENTES PRIMARIAS

1	repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet	4%
2	Submitted to Universidad ESAN -- Escuela de Administración de Negocios para Graduados Trabajo del estudiante	2%
3	www.researchgate.net Fuente de Internet	2%
4	blogs.iadb.org Fuente de Internet	2%
5	4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com Fuente de Internet	1%
6	repositorio.uchile.cl Fuente de Internet	1%
7	creativecommons.org Fuente de Internet	1%
8	es.scribd.com Fuente de Internet	1%

9	oa.upm.es Fuente de Internet	1 %
10	hdl.handle.net Fuente de Internet	1 %
11	opac.pucv.cl Fuente de Internet	1 %
12	docplayer.es Fuente de Internet	1 %
13	repositorio.tec.mx Fuente de Internet	1 %
14	hrudnick.sitios.ing.uc.cl Fuente de Internet	1 %
15	www.sec.cl Fuente de Internet	1 %
16	biblioteca.uns.edu.pe Fuente de Internet	1 %
17	documentop.com Fuente de Internet	1 %
18	idus.us.es Fuente de Internet	1 %
19	Submitted to Universidad de Valladolid Trabajo del estudiante	1 %



DECLARACION JURADA DE AUTORÍA

Yo, James Lener Maza Chauca, Bachiller de la

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
Escuela Profesional:	Ingeniería en Energía					
Departamento Académico:						
Escuela de Posgrado	Maestría			Doctorado		

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa; Declaro que el trabajo de investigación es un **trabajo inédito**, intitulado:

ALMACENAMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE MOQUEGUA Y SU INYECCION EN HORAS DE MAXIMA DEMANDA DEL SEIN

presentado en ...125..... folios, para la obtención del Grado académico: ()

Título profesional: (X) Investigación anual: ()

- He citado todas las fuentes empleadas, no he utilizado otra fuente distinta a las declaradas en el presente trabajo.
- Este trabajo de investigación no ha sido presentado con anterioridad ni completa ni parcialmente para la obtención de grado académico o título profesional.
- Comprendo que el trabajo de investigación será público y por lo tanto sujeto a ser revisado electrónicamente para la detección de plagio por el VRIN.
- De encontrarse uso de material intelectual sin el reconocimiento de su fuente o autor, me someto a las sanciones que determinan el proceso disciplinario.

Chimbote, enero de 2022

Firma:

Nombres y Apellidos: James Lener Maza Chauca

DNI: 46965785



DECLARACION JURADA DE AUTORÍA

Yo, Miguel Ángel Pérez Félix, Bachiller de la

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
Escuela Profesional:	Ingeniería en Energía					
Departamento Académico:						
Escuela de Posgrado	Maestría			Doctorado		
Programa:						
De la Universidad Nacional del Santa; Declaro que el trabajo de investigación es un trabajo inédito , intitulado:						
ALMACENAMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE MOQUEGUA Y SU INYECCION EN HORAS DE MAXIMA DEMANDA DEL SEIN						
presentado en ...125..... folios, para la obtención del Grado académico:						()
Título profesional:	(X)	Investigación anual:			()	
<ul style="list-style-type: none">➤ He citado todas las fuentes empleadas, no he utilizado otra fuente distinta a las declaradas en el presente trabajo.➤ Este trabajo de investigación no ha sido presentado con anterioridad ni completa ni parcialmente para la obtención de grado académico o título profesional.➤ Comprendo que el trabajo de investigación será público y por lo tanto sujeto a ser revisado electrónicamente para la detección de plagio por el VRIN.➤ De encontrarse uso de material intelectual sin el reconocimiento de su fuente o autor, me someto a las sanciones que determinan el proceso disciplinario.						
Chimbote, enero de 2022						
Firma:						
Nombres y Apellidos: Miguel Ángel Pérez Félix						
DNI: 72771223						



Facultad de Ingeniería

Escuela Profesional de Ingeniería en Energía

Informe del Asesor Informe de Tesis para obtener el título profesional

- 1) Apellidos/Nombres: Miguel Ángel Pérez Félix
James Lener Maza Chauca

- 2) Título de la Tesis: ALMACENAMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA CENTRAL FOTOVOLTAICA DE MOQUEGUA Y SU INYECCION EN HORAS DE MAXIMA DEMANDA DEL SEIN

- 3) Evaluación del Contenido: La presente tesis para título reúne las condiciones metodológicas de la investigación científica y está en conformidad con los Artículos N° 39 y 40 del Reglamento General de Grados y Títulos vigente de la Universidad Nacional del Santa, concluyéndose que el tesista ha elaborado el presente informe dentro de las líneas de investigación que promueve la E.P.I.E _____

- 4) Observaciones _____ Ninguna _____

- 5) Certificación de Aprobación: En calidad de asesor certifico la aprobación de la tesis para título.

Fecha: Nuevo Chimbote, enero del 2022.

Mg. Robert Fabian Guevara Chinchayan
Asesor

