

UNIVERSIDAD ESAN



**Evaluación de generación de energía eléctrica mediante un sistema solar fotovoltaico con sistema de almacenamiento de energía con baterías (BEES-Storage) en la zona sur del país**

**Trabajo de investigación presentado en satisfacción de los requerimientos para obtener el grado de Magíster en Gestión de la Energía**

**por:**

**Ricardo Baquerizo Basurto**

.....

**Hely Dieter Canchari Porto**

.....

**José Luis Polo Orellana**

.....

**Iván Poma Montes**

.....

**Rubén Darío Valenzuela Guzmán**

.....


**Maestría en Gestión de la Energía**

**Lima, 26 de setiembre de 2022**

Este trabajo de investigación

**Evaluación de Generación de Energía Eléctrica Mediante un Sistema Solar Fotovoltaico con Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS) en la Zona Sur del País.**

ha sido aprobado.



.....  
Dicky Edwin Quintanilla Acosta (Jurado)



.....  
Leónidas Sayas Poma (Jurado)



.....  
Rosendo Yone Ramírez Taza (Asesor)

Universidad ESAN

2022

## **Dedicatoria**

A mi Dios, quien me dio la fe, la fortaleza, la salud y la esperanza para terminar este trabajo de tesis.

A mi esposa Luz, a mi hijo Gustavito, quienes me brindaron su cariño, su estímulo y su apoyo constante.

A mi madre y mi tío Tomas por su motivación para seguir desarrollándome profesionalmente.

**Iván Poma Montes**

A mi pequeño Matías, mi mayor motor de esfuerzo, que el tiempo dejado de compartir a tu lado, encuentre su recompensa en tu sonrisa y aprecio.

**José Luis Polo Orellana**

A mis padres Julio y Rina, a mi novia Rosemarie y compañeros, por el aliento permanente.

**Rubén Darío Valenzuela Guzmán**

A mi esposa Liz Miranda e hijo Gianfranco, por su comprensión y amor constante, y a mis padres Jesús y Evangelina por sus valores impartidos.

**Hely Dieter Canchari Porto**

A Dios, a mis padres Lolo y Gloria, a mi hermano, a mi esposa, hijas y compañeros de tesis por su apoyo incondicional, por haberme alentado en esta larga carrera que por fin culminamos, asimismo por la perseverancia y generosidad que me han brindado.

**Ricardo Baquerizo Basurto**

## INDICE GENERAL

<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	viii
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	x
<b>GLOSARIO DE TERMINOS</b> .....	xi
<b>CURRÍCULUM VITAE DE LOS AUTORES</b> .....	xii
<b>RESUMEN EJECUTIVO</b> .....	xxiii
<b>CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1 Tema de Investigación.....	1
1.2 Planteamiento del problema .....	1
1.2.1 Definición del problema .....	1
1.2.2 Formulación del problema.....	1
1.3 Objetivos.....	1
1.3.1 Objetivo general.....	2
1.3.2 Objetivos Específicos .....	2
1.4 Hipótesis .....	2
1.4.1 Hipótesis General.....	2
1.4.2 Hipótesis específicas.....	3
1.5 Justificación .....	3
1.6 Alcances y Limitaciones.....	5
1.6.1 Alcances.....	5
1.6.2 Limitaciones.....	6
1.7 Contribución .....	6
1.8 Metodología utilizada .....	6
<b>CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO</b> .....	7
2.1 Tipos de almacenamiento energético.....	8
2.1.1 Almacenamiento por concentración solar térmica.....	8
2.1.2 Almacenamiento electroquímico .....	11
2.1.3 Almacenamiento químico .....	12
2.1.4 Almacenamiento eléctrico .....	13
2.1.5 Almacenamiento Energético Mecánico .....	14
2.2 Flexibilidad en los sistemas eléctricos.....	17
2.3 Sistemas complementarios .....	18
2.3.1 Reserva rotante .....	18
2.3.2 Regulación de la Frecuencia .....	18
2.3.3 Regulación de voltaje, inyección de potencia reactiva .....	18
2.3.4 Grupos de arranque rápido por emergencia (reserva fría) .....	19

2.4	Sistemas BESS y servicios complementarios.....	19
2.5	Generación de energía eléctrica solar fotovoltaica con sistema BESS.....	20
2.6	Tendencias de costos de los módulos solares fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento .....	23
<b>CAPITULO 3. COMPARACIÓN DE APLICACIONES DE SISTEMAS BESS A NIVEL MUNDIAL .....</b>		
<b>26</b>		
3.1	Experiencia técnica en Asia.....	27
3.1.1	China.....	28
3.2	Experiencia técnica en Europa .....	33
3.2.1	España.....	33
3.2.2	Alemania.....	36
3.2.3	Portugal.....	37
3.2.4	Reino Unido.....	38
3.3	Experiencia técnica en Norteamérica .....	39
3.3.1	Estados Unidos .....	39
3.3.2	México .....	42
3.4	Experiencia técnica en Latinoamérica.....	45
3.4.1	Perú .....	47
3.4.2	Chile.....	51
3.4.3	Argentina .....	54
3.4.4	Colombia.....	55
3.4.5	Brasil.....	55
3.5	Experiencia técnica en África y Oceanía.....	57
3.5.1	Marruecos .....	57
3.6	Experiencia regulatoria en Asia.....	59
3.6.1	China.....	59
3.7	Experiencia regulatoria en Europa .....	65
3.7.1	España.....	67
3.7.2	Alemania.....	68
3.8	Experiencia regulatoria en Norteamérica .....	69
3.8.1	México .....	69
3.8.2	Estados Unidos .....	72
3.9	Experiencia regulatoria en Latinoamérica.....	76
3.9.1	Chile.....	76
3.9.2	Perú .....	78

3.9.3	Brasil.....	80
3.9.4	Argentina .....	80
3.10	Experiencia regulatoria en África y Oceanía.....	81
3.10.1	Marruecos .....	81
3.11	Resumen comparativo de aplicación de BESS.....	82
	<b>CAPITULO 4. PROPUESTA REGULATORIA .....</b>	<b>86</b>
4.1	Retos asociados al almacenamiento de energía.....	86
4.1.1	Retos sociales y medioambientales.....	86
4.1.2	Retos relativos a la falta de información o percepción del riesgo .....	86
4.1.3	Retos relativos a la investigación y desarrollo de tecnologías de almacenamiento.....	86
4.2	La regulación primaria de frecuencia - PR21 .....	87
4.3	La regulación secundaria de frecuencia – PR 22.....	87
4.4	Propuesta Regulatoria.....	87
4.4.1	Definición de almacenamiento en el marco legal.....	88
4.4.2	Simplificación de trámites .....	88
4.4.3	Neutralidad tecnológica .....	88
4.4.4	Necesidades y evaluación de costos .....	88
4.4.5	Acceso a mercados de las tecnologías de almacenamiento .....	89
4.4.6	Bancos de prueba regulatorios (sandbox).....	89
4.5	Modificaciones normativas.....	91
	<b>CAPITULO 5. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN TÉCNICA .....</b>	<b>93</b>
5.1	Criterios utilizados para la ubicación del proyecto .....	95
5.2	Descripción del proyecto .....	96
5.1	Componentes del proyecto .....	96
5.1.1	Módulo fotovoltaico .....	96
5.1.2	Estructura Portante.....	98
5.1.3	Cables de energía.....	98
5.1.4	Transformadores .....	99
5.1.5	Inversores.....	99
5.1.6	Línea de transmisión.....	102
5.1.7	Subestación de transformación .....	103
5.2	Criterios de selección de potencia .....	104
5.3	Comportamiento de irradiancia en la planta solar .....	108
5.4	Conexión del Proyecto Planta Solar y BESS.....	109

5.4.1	Parque Fotovoltaico .....	111
5.4.2	Premisas para conexión al SEIN.....	112
5.5	Modelamiento del sistema BESS .....	112
5.5.1	Conversión energética y perdidas de la instalación .....	112
5.6	Data histórica para evaluación de disponibilidad de radiación solar.....	116
5.6.1	Cálculo del Punto óptimo de capacidad instalada del BESS para venta de energía en horas punta.....	117
5.7	Análisis de generación usando sistema BESS .....	118
5.8	Firmeza de generación.....	119
5.9	Servicios complementarios, regulación de voltaje de la generación de energía fotovoltaica. ....	122
5.10	Arbitraje de energía .....	126
5.11	Venta de potencia y energía en horas punta .....	127
5.12	Determinación de Máxima demanda periodo del 2019 al 2022 .....	127
5.13	Ventajas de instalación de sistema de almacenamiento BESS dentro de la planta solar fotovoltaica. ....	129
	<b>CAPITULO 6. ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO .....</b>	<b>131</b>
6.1	Costo de Inversión .....	132
6.2	Costos de transformación de energía – PCS.....	132
6.3	Costos de almacenamiento – Baterías .....	132
6.4	Costos de Balance de planta (BOP).....	135
6.5	Costos de Operación y Mantenimiento .....	136
6.6	Evaluación Económica .....	137
6.7	Costos de Reemplazo y Disposición Final de Residuos.....	141
6.8	Beneficios en los Ingresos por Potencia y Energía.....	141
6.9	Flujo de Caja.....	142
6.10	Evaluación económica del proyecto con recambio de baterias BESS.....	145
6.11	Comparacion del proyecto con y sin sistema de almacenamiento .....	147
6.11.1	Proyecto sin sistema BESS .....	147
6.11.2	Proyecto con sistema BESS .....	151
	<b>CAPITULO 7. CONCLUSIONES.....</b>	<b>153</b>
	<b>CAPITULO 8. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>155</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>157</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura N° 2.1 Capacidad instalada a nivel global tecnología solar .....	8
Figura N° 2.2 Planta solar Nor Ouarzazate I tipo colectores cilindro parabólicos .....	9
Figura N° 2.3 Planta de concentración tipo torre solar .....	10
Figura N° 2.4 Celda de combustible tipo membrana de intercambio protónico .....	12
Figura N° 2.5 Sistema de almacenamiento de energía basado en un supercondensador .....	14
Figura N° 2.6 Almacenamiento energético por bombeo hidráulico .....	15
Figura N° 2.7 Almacenamiento de energía con batería inercial .....	16
Figura N° 2.8 Participación por tipo de generación .....	17
Figura N° 2.9 Servicios de almacenamiento de electricidad y su relevancia para la integración de energías renovables .....	19
Figura N° 2.10 Resumen de operación diario durante el mes de febrero .....	20
Figura N° 2.11 Costo de la electricidad frente a la energía de almacenamiento y los costos de capacidad energética .....	21
Figura N° 2.12 Probabilidades de LCOS más bajas para 9 tecnologías de almacenamiento de electricidad en 12 aplicaciones de 2015 a 2050 .....	22
Figura N° 2.13 Precios medios mensuales de los módulos solares fotovoltaicos por tecnología y país de fabricación vendidos en Europa, de 2010 a 2020 .....	24
Figura N° 2.14 Precios medios anuales de los módulos por mercado en 2013 y 2020 .....	25
Figura N° 3.1 Uso de sistema BESS a nivel global .....	26
Figura N° 3.2 Generación de electricidad del continente asiático al año 2020 .....	27
Figura N° 3.3 Producción de electricidad por tipo de tecnología 2021 .....	28
Figura N° 3.4 Evolución de generación de electricidad de ERNC al 2020 .....	29
Figura N° 3.5 Capacidad instalada acumulada de energía solar fotovoltaica en gw a finales del año 2020 – con generación distribuida. ....	30
Figura N° 3.6 Políticas de desarrollo de energía renovables con almacenamiento de energía al 2021 por departamentos .....	31
Figura N° 3.7 Tipos de energía con almacenamiento en España .....	34
Figura N° 3.8 Tipo de almacenamiento electroquímico en España .....	34
Figura N° 3.9 Tipos de energía con almacenamiento en Alemania .....	36
Figura N° 3.10 Tipo de almacenamiento electroquímico en Alemania .....	37
Figura N° 3.11 Tipo de almacenamiento electroquímico en Reino Unido .....	38
Figura N° 3.12 Generación de electricidad renovable y proyectado al 2050. (EE.UU.) .....	39
Figura N° 3.13 Participación matriz de generación Estados Unidos .....	40
Figura N° 3.14 Participación por capacidad de tecnología 2018-2032 (México) .....	43
Figura N° 3.15 Participación matriz de generación en México al 30 de abril de 2021 .....	44
Figura N° 3.16 Mix de suministro eléctrico por región 2020 .....	45
Figura N° 3.17 Capacidad instalada para generación eléctrica ALC (MW; %) .....	46
Figura N° 3.18 Generación de electricidad en América Latina .....	46
Figura N° 3.19 Tendencia de Costo de Instalación de Central Solar .....	48
Figura N° 3.20 Resumen de Operación Diario .....	49
Figura N° 3.21 Priorización de Despacho de la Generación de las RER en el SEIN .....	50
Figura N° 3.22 Participación matriz de generación de Chile .....	52
Figura N° 3.23 Participación matriz de generación Argentina .....	54
Figura N° 3.24 Participación matriz de generación de Colombia .....	55
Figura N° 3.25 Participación matriz de generación Brasil .....	56



Figura N° 3.26 Participación por tecnologías .....	56
Figura N° 3.27 Comportamiento de irradiancia de una planta solar en Brasil .....	57
Figura N° 3.28 Tipos de energía en Marruecos .....	58
Figura N° 3.29 Mercado de almacenamiento de China al 2020 .....	60
Figura N° 3.30 Capacidad operativa de almacenamiento de energía .....	61
Figura N° 3.31 Aplicaciones de la capacidad de almacenamiento .....	63
Figura N° 3.32 Capacidad de almacenamiento por provincias.....	64
Figura N° 3.33 Capacidad de almacenamiento de energía por región.....	65
Figura N° 3.34 Mercado mayorista eléctrico de México.....	71
Figura N° 3.35 Medidas regulatorias impulsadas por la FERC.....	73
Figura N° 3.36 Aplicaciones de los BESS en Estado Unidos en el año 2016.....	74
Figura N° 4.1 Fases para la aplicación de un sandbox regulatorio.....	90
Figura N° 4.2 Diferencias entre los sandbox regulatorios y otros entornos de pruebas .....	91
Figura N° 5.1 Mapa de recurso solar de potencial eléctrico fotovoltaico del Perú .....	94
Figura N° 5.2 Ubicación del proyecto .....	95
Figura N° 5.3 Área y perímetro del proyecto .....	96
Figura N° 5.4 Modulo fotovoltaico VERTEX 450 W .....	97
Figura N° 5.5 Requerimiento mínimo del CGNC para la soportabilidad de tensión-tiempo por fase en el punto de conexión .....	101
Figura N° 5.6 Curva de intensidad reactiva – tensión, de acuerdo al PR-20 del COES....	102
Figura N° 5.7 Diagrama unifilar central solar fotovoltaica 80 MW Moquegua.....	104
Figura N° 5.8 Horizonte y trayectoria solar en el sitio .....	106
Figura N° 5.9 Perfiles horarios .....	108
Figura N° 5.10 Irradiación global inclinada promedios horarios [Wh/m <sup>2</sup> ] – tiempo [hrs]	109
Figura N° 5.11 Conexión del BESS.....	110
Figura N° 5.12 Diagrama de pérdidas .....	114
Figura N° 5.13 Producción de energía eléctrica horaria promedio [MWh].....	116
Figura N° 5.14 Data de operación de la central solar eléctrica PV Intipampa .....	117
Figura N° 5.15 Análisis del VAN VS capacidad de almacenamiento BESS .....	118
Figura N° 5.16 Generación de energía mes junio – carga y descarga BESS.....	119
Figura N° 5.17 Generación solar y sistema BESS.....	120
Figura N° 5.18 Simulación del proyecto .....	121
Figura N° 5.19 Generación eléctrica solar fotovoltaica red energía España .....	122
Figura N° 5.20 Diagrama P-Q de Inversor .....	123
Figura N° 5.21 Inversor Curva de Producción MVAR Noche .....	124
Figura N° 5.22 Potencia activa generada central fotovoltaica.....	125
Figura N° 5.23 Costo marginal del SEIN marzo 2022 .....	127
Figura N° 5.24 Máxima demanda ejecutada del 2019 al 2022 (MW).....	128
Figura N° 5.25 Horarios con máxima demanda para la instalación de BESS .....	129
Figura N° 6.1 Costos nivelados de almacenamiento con baterías .....	133
Figura N° 6.2 Tendencia de costos de sistema BESS CAPEX.....	146
Figura N° 6.3 Contribución a los costos del sistema BESS.....	146
Figura N° 6.4 Producción solar fotovoltaica .....	149
Figura N° 6.5 Costo marginal en barra representativas den SEIN .....	150
Figura N° 6.6 LCOE benchmarks global ,2009-2022.....	151

## LISTA DE TABLAS

Tabla N° 3-1 Producción de electricidad por tipo de fuente.....	29
Tabla N° 3-2 Proyectos FV con tipos de almacenamiento de energía en China .....	32
Tabla N° 3-3 Relación de países asiáticos que cuentan con tecnología BESS.....	33
Tabla N° 3-4 Plantas de generación solar con almacenamiento de baterías EE.UU. ....	41
Tabla N° 3-5 Potencia de generación solar instaladas en Perú.....	47
Tabla N° 3-6 Costo de instalación solar fotovoltaica .....	47
Tabla N° 3-7 Potencia Instalada por tipo de tecnología .....	51
Tabla N° 3-8 Proyectos FV más BESS.....	54
Tabla N° 3-9 Cantidad de energía licitada.....	78
Tabla N° 3-10 Distribución en bloques horarios .....	78
Tabla N° 3-11 Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.....	81
Tabla N° 3-12 Generación de energía térmica a partir de fuentes renovables .....	82
Tabla N° 3-13 Resumen de aplicación de almacenamiento de energía a nivel mundial. ....	84
Tabla N° 5-1 Ficha técnica de panel solar fotovoltaico.....	97
Tabla N° 5-2 Parámetros eléctricos de 22.9 Kv.....	98
Tabla N° 5-3 Parámetros Eléctricos del transformador Tr1 De 138/22.9 kV.....	99
Tabla N° 5-4 Parámetros eléctricos del transformador Tr2 De 138/22.9 kV .....	99
Tabla N° 5-5 Ficha técnica del inversor fotovoltaico marca Gamesa E-2.25 MVA-SB-I	100
Tabla N° 5-6 Detalles de la línea de transmisión.....	102
Tabla N° 5-7 Características técnicas del proyecto .....	105
Tabla N° 5-8 Producción fotovoltaica a largo plazo.....	107
Tabla N° 5-9 Perfil de tensión del área de influencia del proyecto .....	111
Tabla N° 5-10 Características del Proyecto.....	111
Tabla N° 5-11 Conversión Energética y perdidas relacionadas .....	113
Tabla N° 5-12 Producción de energía eléctrica fotovoltaica específica [MWh] .....	115
Tabla N° 5-13 Data de energía del mes junio 2022.....	118
Tabla N° 5-14 Precios básicos de energía reactiva Set. 2021 – Ago. 2023.....	126
Tabla N° 6-1 Perspectiva anual de energía.....	134
Tabla N° 6-2 Desarrollo del CAPEX.....	136
Tabla N° 6-3 Desarrollo del OPEX .....	137
Tabla N° 6-4 CAPEX de la subestación 138 kV/ 22.9 kV .....	138
Tabla N° 6-5 CAPEX enlace línea de transmisión 138 kV .....	139
Tabla N° 6-6 Ingresos por tipo de servicios .....	141
Tabla N° 6-7 Fijación de tarifas:2022-2023 precio básico de potencia.....	142
Tabla N° 6-8 Flujo de Caja.....	143
Tabla N° 6-9 LCOE Solar.....	145
Tabla N° 6-10 Comparativos de indicadores económicos con y sin reemplazo de BESS	147
Tabla N° 6-11 Producción de energía.....	148
Tabla N° 6-12 Resultado de la evaluación económica sin BESS.....	150
Tabla N° 6-13 Implementación BESS, sin regulación de tensión y arbitraje.....	152
Tabla N° 6-14 Implementación BESS, con regulación de tensión y arbitraje.....	152
Tabla N° 6-15 Indicadores económicos y escenarios .....	152

## **GLOSARIO DE TERMINOS**

BESS	:	Battery Energy Storage System
COES	:	Comité de Operación Económica del Sistema
ERNC	:	Energía Renovable No Convencional
LCOE	:	Levelized Cost of Energy
LCOS	:	Levelized Cost of Storage
MINEM	:	Ministerio de Energía y Minas
NERC	:	North American Electric Reliability Corporation
NTCOR	:	Norma técnica para el intercambio de información en tiempo para la operación del sistema eléctrico interconectado nacional
NTCSE	:	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
OSINERGMIN	:	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PBI	:	Producto Bruto Interno
PR 21	:	Procedimiento Técnico COES PR-21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia”
RPF	:	Regulación Primaria de Frecuencia
SEIN	:	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
TIR	:	Tasa Interna de Retorno
VAN	:	Valor Actual Neto

## CURRÍCULUM VITAE DE LOS AUTORES

### IVÁN POMA MONTES

Ingeniero mecánico eléctrico, con Maestría en gestión de la energía en la universidad ESAN. Profesional con once años de experiencia en empresas del rubro de energía eléctrica, operación de planta de generación termoeléctrica en ciclo combinado 570 MW, destacando en la supervisión de montajes electromecánicos para minería e industria en general, proyectos de baja y media tensión, sistemas de utilización, redes eléctricas de distribución y diseño de subestaciones.

#### FORMACIÓN

2019 - 2022 Escuela de Administración de Negocios para Graduados - ESAN

Magíster en Gestión de la Energía.

2004- 2010 Universidad Nacional San Luis Gonzaga de Ica - UNICA

Ingeniero Mecánico Electricista

#### EXPERIENCIA

2018 - actual	<b>FENIX POWER PERÚ</b>  <b>Operador de sala de control.</b> Gestionar, coordinar y controlar las tareas de operación desde sala de control al sistema de proceso de producción de energía garantizando el óptimo funcionamiento de la planta desde el punto de vista de la fiabilidad, eficiencia y seguridad para las personas, medio ambiente, he participado en la supervisión de mantenimiento eléctrico en etapas de mantenimiento mayor de la planta.  Coordinación en tiempo real en el despacho de energía eléctrica con los Organismos Reguladores del Sistema Interconectado Nacional
Ene. 2013 - Dic. 2017	<b>Ingeniero de Campo.</b> Opero la central termoeléctrica en ciclo combinado 570MW en campo y también colaborando continuamente en sala de control en arranques y paradas de la planta asegurando que estén dentro los parámetros de funcionamiento, Supervisar los procesos de la operación en régimen estable. Realizo las maniobras de conexión y desconexión de equipos de planta y superviso el funcionamiento de los equipos principales de la planta (Turbina, caldera, sistema gas natural, sistema diésel, sistema de distribución eléctrica subestación GIS de 500 kV).
Oct. 2011 - Dic. 2012	<b>SSK UNA EMPRESA SIGDO KOPPERS</b>  Supervisión de instalaciones electromecánicas sistema de Media Tensión y Baja Tensión entre los trabajos desarrollados se encuentran salas eléctricas transportables, subestaciones móviles, Switch House, MCC y arrancadores. Planeamiento, procedimientos de trabajo, análisis

	de ingeniería, supervisión Tren Eléctrico, avance y control del proyecto, elaboración de planos eléctricos as built.
Jun. 2011 - Oct. 2011	<b>CESEL INGENIEROS</b> Supervisión de montajes electromecánicos subestaciones eléctricas, motores eléctricos realización de pruebas de fábrica pre comisionamiento, y apoyo en análisis de costos y metrados del proyecto.
May.2010 - Jun.2011	<b>LUZ DEL SUR S.A.A</b> <b>Practicante Profesional.</b> Diseño de planos en Media Tensión y Baja Tensión, pruebas de laboratorio de equipos eléctricos, apoyo en análisis de sistema de protecciones, seguimiento de proceso de homologación según especificaciones técnicas de los productos eléctricos y aplicación de código nacional de electricidad, aplicación de las normas internacionales, revisión de especificaciones técnicas de proveedores.

## JOSÉ LUIS POLO ORELLANA

Maestría en Gestión de la Energía por ESAN. Ingeniero Mecánico de la UNCP. Experiencia en seguridad de instalaciones de almacenamiento, transporte y comercialización de Hidrocarburos Líquidos y Gas Licuado de Petróleo. Conocimientos de inglés y dominio de normas técnicas y de seguridad. Aspiración de desarrollo profesional en gerencia de negocios financieros.

### FORMACIÓN

2019 - 2022 Escuela de Administración de Negocios para Graduados - ESAN

Magíster en Gestión de la Energía.

2002- 2010 Universidad Nacional del Centro del Perú - UNCP

Ingeniero Mecánico

### EXPERIENCIA

2014 - 2022	<b>OSINERGMIN - Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería</b> , Institución pública adscrita a la Presidencia del Consejo de Ministros del Perú y está encargada de supervisar que las empresas eléctricas, las de combustibles y las del régimen general de Minería del Perú cumplan la normativa aplicable a las actividades que desarrollan.
Ene. 2019 - actual	Especialista Regional en Hidrocarburos. Responsable de elaborar y proponer el plan regional de supervisión y fiscalización de las actividades del sector hidrocarburos correspondiente a la Oficina Regional con la finalidad de velar por el cumplimiento de la normatividad del sector. Supervisar el cumplimiento de los programas, lineamientos técnicos y procedimientos establecidos por Osinergmin con la finalidad de velar por el cumplimiento de la normatividad en la prestación del servicio en las actividades de hidrocarburos
Oct. 2014- Ago. 2016	Supervisor en Hidrocarburos de nivel 3. Supervisión de agentes contenidos en la cadena de comercialización de hidrocarburos líquidos y GLP.  Atención de solicitudes de Informe Técnico Favorable de Grifos, Estaciones de Servicios, Gasocentros de GLP.
Feb. 2012 - Feb. 2014	Supervisor en Hidrocarburos de nivel 4. Supervisión de agentes contenidos en la cadena de comercialización de hidrocarburos líquidos y GLP.  Revisión de expedientes de solicitudes de Registro de Hidrocarburos, seguimiento y control de Plan operativo de supervisión.
2016 - 2019	<b>JAS 77 Consultores Contratistas S.A.C.</b> Empresa que brinda servicios de supervisión y fiscalización a agentes de hidrocarburos líquidos y GLP contratada por Osinergmin

Ago. 2016 - Ene. 2019	<p>Supervisor en Hidrocarburos de nivel 2. Supervisión de agentes contenidos en la cadena de comercialización de hidrocarburos líquidos y GLP.</p> <p>Atención de solicitudes de Informe Técnico Favorable de Grifos, Estaciones de Servicios, Gasocentros de GLP.</p>
--------------------------	--

## **SEMINARIOS**

Gestión de Relaciones con Comunidades y Manejo de Conflictos en el Sector Hidrocarburos (2021- CAREC).

Capacity Building for Energy Resource Quality & Distribution Management (2021 – Korea International Cooperation Agency)

Aplicación de la norma enfocada en la NFPA 58 (2020 - Enginzone).

Mercado Petrolero (2013 - OLADE Organización Latinoamericana de Energía).

## RUBÉN DARÍO VALENZUELA GUZMÁN

Ingeniero Industrial colegiado, con Maestría en Gestión de la Energía en la universidad ESAN. Profesional con trece años de experiencia en el diseño y ejecución de proyectos de energía, orientado al campo de los hidrocarburos. En los últimos años encabezando proyectos particulares como propio. Convencido que con los recursos que se posee se puede mejorar la calidad de vida de la sociedad peruana y tener la misión de hacerlo posible.

### FORMACIÓN

2019 - 2022 Escuela de Administración de Negocios para Graduados - ESAN

Magíster en Gestión de la Energía.

2002- 2009 Pontificia Universidad Católica del Perú

Ingeniero Industrial

### EXPERIENCIA

Ene. 2018 - actual	<b>ARSEN SOLUCIONES ENERGÉTICAS SAC</b>  Gerente General, Arsen nace en el 2018 en el marco del convenio con el Ministerio de Energía y Minas a través del FISE. Actualmente atiende proyectos de construcción, ingeniería e hidrocarburos para el sector industrial, comercial y multifamiliar con el apoyo de un equipo de expertos ingenieros, técnicos y civiles con amplio conocimiento de la normativa. En estos años de operación, cuenta con más de siete mil instalaciones ejecutadas satisfactoriamente.
Jul. 2015 - Dic. 2017	<b>ARIVAL SAC</b>  Gerente Operaciones, Empresa instaladora de gas natural, enfocada en la instalación de redes de gas natural a nivel industrial. Responsable de iniciar con la planificación y ejecución del programa BONOGAS a nivel residencial. Encargado de desarrollar y supervisar la parte técnica del proyecto, dar soporte ante la concesionaria y coordinaciones ante el MINEM.
Ene. 2013 - Jun. 2015	<b>CONSORCIO DESARROLLO ENERGÉTICO DEL PERÚ</b>  Coordinador General, Consorcio conformado por las empresas Negocios Energéticos del Sur (NEGESUR) y Redes de Gas (REDEGAS), tuvo a su cargo la construcción de 80 km de redes de polietileno en la localidad de Pisco, por encargo de la empresa CONTUGAS SAC.  Encargado de coordinar con la empresa concesionaria para establecer las áreas de desarrollo de las redes.



	<p>Determinar los presupuestos para la aprobación por parte de la Gerencia del Consorcio y definir la cantidad de obreros por frente de trabajo para la ejecución de las obras.</p> <p>Controlar el presupuesto y rendimiento mensual en la ejecución de las obras. Así como negociar los contratos con los principales proveedores.</p> <p>Verificar con el Ing. Residente del cumplimiento de las obligaciones regulatorias, considerando la supervisión permanente por parte de OSINERGMIN.</p> <p>Reportar ante la gerencia de los avances semanales de obra. Responsable del seguimiento de los documentos relacionados con el dossier de obra para OSINERGMIN y del Dossier de obra para CONTUGAS.</p>
--	--

## HELY DIETER CANCHARI PORTO

Maestría en Gestión de la Energía por ESAN. Ingeniero Mecánico Electricista con CIP N° 93297, con más de 15 años de experiencia en el sector eléctrico desarrollando Proyectos con responsabilidad en Supervisión, Residencia, Control de proyectos, Oficina Técnica, Planeamiento y Control de Costos en Proyectos EPC de sistemas eléctricos industriales, salas eléctricas, grupos de generación, líneas de transmisión de alta y extra alta tensión 500 kV, 220 kV, 138 kV, 60 kV y subestaciones eléctricas; líneas de media tensión 33kV, 22.9 kV. Con participación en los sectores de minería, terminal portuario, concesiones eléctricas, generación eléctrica, distribución y líneas de transmisión.

### FORMACIÓN

2019 - 2022 Escuela de Administración de Negocios para Graduados - ESAN

Magíster en Gestión de la Energía.

1995- 2000 Universidad Nacional del Altiplano Puno - UNAP

Ingeniero Mecánico Electricista

### EXPERIENCIA

Set. 2021 – Abr. 2022	<p><b>CHINA 19TH METALLURGICAL CORP.</b></p> <p><b>Residente de Obra</b>, en Línea Eléctrica 33kV Estribo Izquierda Presa TSF, Línea 33kV HR1 y Línea 4.16 KV en Minera Las Bambas MMG / Apurímac. Gestionar y controlar el desarrollo de la obra en todo el proceso, conformada por los siguientes alcances principales:</p> <p>Línea 33 kV TSF: Replanteo de línea, procura de suministros, montaje de poste de madera de 80 pies, montaje de torres celosía 70 Ton. para cruce de camiones mineros, sistema de puesta a tierra, retenidas y armados.</p> <p>Línea 33 kV HR1: Replanteo y trazo de ruta, procura, montaje de torres, instalación de sistema de puesta a tierra, revisión de estructuras, tendido de conductores en cruce de camión minero HR1.</p>
Feb. 2018 – Dic. 2020	<p><b>COBRA PERÚ S.A.</b></p> <p><b>Residente de Obra</b> en Interconexión de línea 22.9 kV y obras eléctricas de Terminal Portuario Paracas- Pisco (TPP). Gestionar y controlar el desarrollo de la obra, cumpliendo con las políticas de la compañía en calidad, seguridad y medio ambiente; con alcances siguientes:</p> <p>Etapa 1: Tendido de Línea subterránea trifásica doble terna 20 km y cable de fibra óptica 12FO, instalación de cajas Cross Bonding, celdas MV de llegada y salida y puesta en operación.</p> <p>Etapa 2 y 3: Supervisión subestaciones MS1, RS1 y GS1, grupos electrógenos CAT de 2000 kW, bandejas eléctricas, ductos barra, Redes MV y LV, cables de fuerza y control, celdas MT, tableros BT, banco de capacitores, montaje de trafos, rectificadores y banco baterías y puesta en operación POC.</p>

<p>Mar. 2015 – Nov. 2017</p> <p>Ene. 2014 – Feb. 2015</p>	<p><b>COBRA PERÚ S.A.</b></p> <p><b>Residente de Obra</b>, en LT 220KV Cajamarca –Cáclic/ LT 220 KV L-2194 Cáclic – Moyobamba y LT 138kV Enlace L-1018 Belaunde - Tarapoto/ L-1049 Belaunde - Moyobamba. Gestionar el alcance, la planificación, cronograma, costos y cierre de la obra LT 220 kV Cajamarca –Cáclic, comprendido un recorrido de línea 159 km, torres 352, conductores ACAR 750 MCM 2xf, cable OPGW 36F, cable guarda EHS 70mm2 y sistemas de puesta a tierra y línea L-2194 de 110.15 km, conductores ACAR 1200 MCM, cable OPGW 36F, cable guarda EHS 70mm2 y contrapesos PAT; y Enlace Línea 138kV doble terna.</p> <p><b>Jefe de Oficina Técnica</b>, en LT 220KV. Carhuaquero –Cajamarca Norte –Cáclic- Moyobamba, Línea Transmisión 138kV SE Belaunde-Moyobamba y Subestaciones Asociadas. Participación en el desarrollo del plan de gestión inicial del Proyecto; bases de licitación, condiciones generales de concurso, revisión de especificaciones técnicas del proyecto, metrados para ofertantes a concurso de invitación privada directa; revisiones a la ingeniería definitiva e ingeniería detalle del proyecto de Línea de Transmisión. estrategias de construcción, la modalidad de contrato, las herramientas de control de costos, seguridad, calidad y medio ambiente.</p>
<p>Set. 2011 – Dic. 2013</p>	<p><b>ABENGOA PERÚ S.A.</b></p> <p><b>Coordinador de Oficina Técnica</b>, en Línea de transmisión 500 KV. Chilca - Marcona – Ocoña – Montalvo y Subestaciones/ tramo L1C: Línea de transmisión 500 kV Ica- Marcona. Responsable de revisar las especificaciones técnicas de montaje electromecánico, planos de detalle, dar soporte al personal supervisor y residencia. Realización de planillas y metrados de suministros y montajes, planes de tendido de la línea; Elaboración de procedimientos e instructivos de trabajos, revisión de protocolos de obra y valorizaciones. Centralizar la información técnica del proyecto, controlar las solicitudes de cambios (HSC, HSI); Supervisión a las subcontratistas, cumplimiento de procedimientos y pruebas en blanco de la línea de transmisión.</p>
<p>Jul. 2009 – Ago. 2011</p>	<p><b>CAME CONTRATISTAS S.A.</b></p> <p><b>Jefe de Oficina Técnica</b>, en Línea de transmisión 60KV. Azángaro - Putina – Ananea – Huancané y Subestaciones. Encargado de revisar las especificaciones técnicas del proyecto, cálculos eléctricos y mecánicos, planos de detalle, replanteo de línea y variantes, dar soporte técnico al personal supervisor; elaboración de procedimientos e instructivos de trabajos, revisión de protocolos de obra y valorizaciones. centralizar la información técnica del proyecto, controlar las solicitudes de cambios; supervisión a las subcontratistas, cumplimiento de procedimientos e</p>

<p>May. 2007 – Jun. 2009</p>	<p>instructivos; inspecciones de montaje y tendido de línea y pruebas en blanco de la línea de transmisión y fibra óptica; y puesta en servicio POC.</p> <p><b>Ingeniero de Planeamiento y Control de Costos</b>, en Proyecto de Remodelación de Redes M.T y B.T en las UU.NN. de Jaén – Chachapoyas, Cajamarca Centro y Sucursales ENSA y Electrificación del Departamento de Puno – Sector II. Encargado de realizar el Resultado Operativo de Obra (RO), realizar los informes de gestión del proyecto semanal y mensualmente, Controlar mensualmente el margen de obra, planificar la programación semanal y mensual, realizar el seguimiento de avance (HH, H-M); control de cronograma, línea base y costos del Proyecto. (CV, SV, SPI y CPI); encargado de realizar las Valorizaciones y Adicionales de Obra, centralizar la información técnica del proyecto y Liquidación de Obra.</p>
<p>May. 2003 – Jun. 2005</p>	<p><b>FONCODES</b></p> <p><b>Adjunto de Residente de Obra</b>, en RS CC.PP. Trapiche 400/230V Ananea-Putina-Puno y RS Jila Central Huancasayani 400/230V Azillo-Azángaro-Puno. Coordinar con la Supervisión el desarrollo, avance y los cambios del proyecto; asignar y controlar la gestión del alcance, tiempo, costo, calidad, recurso humano, riesgo y procura del proyecto; responsable de realizar el Expediente de Replanteo, requerimiento de materiales, contratación de personal, ejecución de obra y liquidación económica ante Electropuno S.A.A.; participación en la recepción de obra.</p>
<p>May. 2002 – Nov. 2002</p>	<p><b>CENTRAL HIDROELECTRICA SAN GABAN II</b></p> <p><b>Training en Gerencia de Producción y Líneas de Transmisión</b> Supervisión de trabajos de mantenimiento de LT 138kV San Gabán – Azángaro; elaboración de procedimientos de mantenimiento de la Central Hidroeléctrica y participación en planes de mantenimiento general, semanal y diario; asistente de Operación de Casa de Maquinas.</p>

## DIPLOMADO Y CURSOS

Diplomado en Gerencia de Proyectos y Calidad –PMI (2010- Pontificia Universidad Católica de Perú).

Curso Especializado en Gestión de Proyectos basados en el PMI (2021- CIP Lima).

II Congreso Internacional Virtual Innovando la Ingeniería de Líneas de Distribución /Transmisión y Software DLT-CAD (2021 – ABS Ingenieros).

## RICARDO BAQUERIZO BASURTO

Maestría en Gestión de la Energía por ESAN, Ingeniero Electricista, con más de 7 años de experiencia en empresas privadas y públicas, en los sectores de Distribución, Transmisión, proyectos, generación y comercialización de energía eléctrica, Dirigiendo, planificando, organizando, evaluando y supervisando actividades de ejecución de obras, mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, operación de redes de alta y media tensión, con experiencia y manejo de la ley de contrataciones del estado, Sistemas SCADA, Microsoft Office, SAP, Autocad, DlgSILENT, Redcad, Dired-cad entre otros.

### FORMACIÓN

2019 - 2022 Graduate School of Business - ESAN

Magíster en Gestión de la Energía.

2001 - 2006 Universidad Nacional de Centro del Perú - UNCP

Ingeniero Electricista.

### EXPERIENCIA

2020 - 2022	<b>A&amp;J Multiservicios SAC – Tercerización Laboral Electrocentro</b> Empresa de Servicio de Mantenimiento y Operaciones de subestaciones de distribución, media tensión, baja tensión y alumbrado público en las zonas Urbano y Rurales Ítem I.
Feb. 2020 - Set. 2022	Coordinador General de Gerencia Técnica de Distribución, responsable por el mantenimiento y confiabilidad de las redes de distribución de las Unidades de Negocios Huancayo, Huancavelica y Valle del Mantaro, encargado del cumplimiento del contrato GR.2016-2020-ELECTO. <ul style="list-style-type: none"><li>• Coordinar y planificar con los jefes de las unidades de Huancayo, Valle Mantaro y Huancavelica, Gerencia Técnica, la ejecución del plan de mantenimiento anual preventivo y correctivo de las líneas en alta, media y baja tensión</li><li>• Supervisar las maniobras de ejecución de conexión y desconexión de los elementos energizados para labores de mantenimiento, asimismo las posibles pérdidas de energía.</li><li>• Inspeccionar e informar las redes de distribución de media y baja tensión aéreas y subterráneas, subestaciones asignadas y estado general de alumbrado público local de forma anual según procedimientos y TDR.</li><li>• Informar y emitir la valorización al Jefe de la Unidad de Empresarial sobre la culminación de actividades mensuales en cumplimiento de los trabajos encargados, a través de la elaboración mensual de informes, reportes y cuadros estadísticos.</li><li>• Supervisar y gestionar la atención a los clientes brindando orientación y apoyo para la solución de sus requerimientos de solicitudes, denuncias, reclamos y quejas.</li><li>• Supervisar y verificar el cumplimiento de la seguridad pública en las instalaciones de distribución de media, baja tensión y subestaciones de</li></ul>

	distribución; manteniéndolas ubicadas en las vías públicas en buen estado de conservación.
2018 - 2020	<b>Overall Business / Corporación RYH A.C – Intermediación Laboral.</b> Responsable de la supervisión, operación y mantenimiento de las redes de distribución
Nov. 2018 - Ene. 2020	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Especialista en Mantenimiento de Distribución de Energía Eléctrica, encargado de la supervisión y operación de subestaciones de distribución.</li> <li>• Priorizar, controlar y programar el mantenimiento de las redes, seguridad y estructuras de AT, MT, SED y BT de acuerdo al plan de mantenimiento anual y sistemas críticos de la unidad operativa Huancayo, logrando reducir las interrupciones en AT y MT de 20 a 3 eventos mensuales.</li> <li>• Verificar y actualizar los planos de los sistemas eléctricos de AT, MT y SED de acuerdo a las actividades de mantenimiento a fin de dar conformidad a las contratas.</li> <li>• Plantear alternativas de solución y planes de mantenimientos correctivos para mejorar las observaciones y deficiencias reportadas por el personal, con fines de evitar sanciones.</li> <li>• Supervisar los contratos de distribución de acuerdo a la normativa legal vigente de SSOMA, SGC, LCE, CNE, RESESATE, LEY 29783 y procedimientos en conformidad a los términos de referencia contractuales, asimismo inspeccionar las herramientas de Gestión de SSOMA de las contratistas.</li> <li>• Organizar, realizar y gestionar términos de referencia (TR) de acuerdo a la ley de contrataciones del estado, para la adquisición lotes de materiales y equipos eléctricos a fin de contar con un stock mínimo para realizar los mantenimientos programados y subsanación de deficiencias de las redes de AT, MT, SED y BT.</li> </ul>
Dic. 2017 – Set. 2018	<b>Gigawatt Ingenieros, Coordinador General II (Ayacucho, Huanta, Churcampa, Huancavelica)</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Coordinar, Supervisar, ejecutar los mantenimientos preventivos y correctivos de los equipos y sistemas eléctricos de AT, MT, SED, BT y AP con fines de asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en términos de confiabilidad, eficiencia, calidad y economía, asimismo garantizar el adecuado uso de recursos, logrando reducir de 20000,000 a 8,000 en gastos de mantenimientos.</li> <li>• Dar cumplimiento a las normativas vigentes, reglamentos institucionales, SIG, presupuesto, planes operativos y estratégicos de Distribución, con el objetivo de la mejora continua.</li> </ul>
May. 2015 – Abr. 2017	<b>Enerletric Ingenieros SAC., Ingeniero Residente de Operación y mantenimiento</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Planificar, programar y coordinar la ejecución de las ordenes de trabajo de mantenimiento (OTM)</li> <li>• Elaborar, evaluar y controlar los costos de mantenimiento y presupuesto con fines de garantizar el uso adecuado de los recursos (CAPEX y OPEX)</li> </ul>

## RESUMEN EJECUTIVO

El Perú, como país comprometido con el acuerdo de Paris, tiene el deber de ingresar a la denominada transición energética, promocionando las energías renovables con alta confiabilidad y que su desarrollo sea impulsado por la rápida disminución del costo de la energía solar fotovoltaica y el sistema de almacenamiento, con el objetivo de alcanzar la seguridad energética y bajar las emisiones de los gases de efecto invernadero.

De acuerdo con el plan de transmisión COES 2023-2032, se tienen identificados escenarios de proyección de la demanda media. Muestra de ello, para el año 2028 se estima una potencia de 9,129.00 MW y para el año 2032, una potencia de 10,148.00 MW; por lo cual, la proyección en dicho escenario base, hasta el año 2032, es de 2.6%. Bajo esta perspectiva, el SEIN necesitará incrementar la producción de la energía eléctrica dando mayor capacidad a las energías renovables. Según la oferta de generación, se está considerando la participación de las centrales del tipo ERNC desde un 5% hasta un máximo del 28% de aporte al SEIN, con una oferta de implementación de ERNC a largo plazo (periodo 2026 – 2030) de 14,910 MW, del cual la generación solar representa 3,700 MW (24.8%) y la generación eólica 11,210 MW (75.2%).

A pesar de los beneficios de las energías renovables, estas presentan desventajas en cuanto a su autonomía y disponibilidad, pudiendo experimentar grandes variaciones en la producción a lo largo del día, como es el caso de la energía eólica y solar; en ese sentido, para poder atenuar dichas variaciones se requiere implementar un sistema de almacenamiento de energía con baterías, teniendo en cuenta para ello, algunas de las barreras

de entrada, como son los altos costos y los aspectos normativos que restringen su implementación a gran escala.

La presente tesis consta de 8 capítulos, cuyo contenido es el siguiente:

En el capítulo 1, se detalla el tema de investigación, se define el problema y se señalan los objetivos que se buscan lograr a través de este.

En el capítulo 2, se desarrolla el marco teórico, enfocado en la definición de los distintos tipos de tecnologías de almacenamiento, sus ventajas y desventajas, así como un acápite referido a los sistemas complementarios de almacenamiento con baterías y sus proyecciones a nivel de costos.

En el capítulo 3, se lleva a cabo una comparación de aplicaciones de los sistemas de almacenamiento a nivel internacional agrupado por continentes, con la finalidad de encontrar las mejores prácticas a nivel técnico y regulatorio, considerando que los países más desarrollados en este rubro, están adoptando los mecanismos necesarios para depender menos de los combustibles fósiles y de otras fuentes de generación de energía de alto impacto medio ambiental.

En el capítulo 4, se plantea la propuesta regulatoria para la implementación de almacenamiento de energía a través de una central solar, así como el uso de los dispositivos normativos señalados en los procedimientos del COES, y complementándolo con mecanismos utilizados en otros países buscando adecuarlos al sistema eléctrico peruano.

En el capítulo 5, se desarrolla la propuesta técnica de la central solar fotovoltaica con almacenamiento de energía, ubicando el proyecto en la zona sur del país, donde las condiciones climatológicas contribuyen a la viabilidad de nuestra propuesta.



En el capítulo 6, se lleva a cabo el análisis económico financiero, cuyos resultados nos permitirán evaluar la viabilidad de implementar el proyecto de generación solar PV + BESS.

En los capítulos 7 y 8, luego de revisar a detalle la propuesta técnica, regulatoria y económica financiera, se exponen las principales conclusiones y recomendaciones del trabajo de investigación.

## **CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Tema de Investigación**

El tema de investigación es la evaluación de la generación de energía eléctrica mediante un sistema solar fotovoltaico con almacenamiento de energía con baterías (BESS) en la zona sur del país.

### **1.2 Planteamiento del problema**

#### ***1.2.1 Definición del problema***

En la actualidad, la transición hacia una matriz energética que cumpla con adecuados estándares medioambientales va otorgando mayor relevancia al uso de energías renovables no convencionales. Bajo esta premisa resulta importante destacar el uso de la energía solar; sin embargo, su implementación a gran escala requiere de tecnología para un adecuado almacenamiento que permita mantener los costos a niveles competitivos y de esa forma se pueda dotar de mayor confiabilidad y flexibilidad al SEIN.

#### ***1.2.2 Formulación del problema***

Al analizar el problema, surge la siguiente interrogante: ¿Será posible mejorar la confiabilidad y flexibilidad del SEIN mediante un sistema solar fotovoltaico con almacenamiento de energía con baterías (BESS) en la zona sur del país?

### **1.3 Objetivos**

A continuación, se describe el objetivo general y los objetivos específicos.

### ***1.3.1 Objetivo general***

Implementar una central de generación solar fotovoltaica con almacenamiento de energía mediante baterías en la zona sur del país, y evaluar si puede dotar de mayor confiabilidad y flexibilidad al SEIN, inyectando energía y potencia en horas punta donde no hay irradiación solar (potencia firme) para mitigar la variación de la producción (suavidad).

### ***1.3.2 Objetivos Específicos***

- a. Dar firmeza en la generación fotovoltaica con almacenamiento de baterías BESS en el SEIN.
- b. Participar en el suministro de potencia firme remunerable de generación en horas punta, según la normativa PR-26.
- c. Realizar regulación de tensión (servicios complementarios).
- d. Implementar arbitraje de energía.
- e. Proponer mecanismos regulatorios para la implementación de tecnología de generación fotovoltaica con almacenamiento de baterías, a través de una comparación de aplicaciones de sistema de almacenamiento a nivel internacional.
- f. Analizar la viabilidad técnico económico para la instalación de una planta solar fotovoltaica con almacenamiento de energía en baterías.

## **1.4 Hipótesis**

### ***1.4.1 Hipótesis General***

Es posible mejorar la confiabilidad y flexibilidad del SEIN mediante un sistema solar fotovoltaico con almacenamiento de energía en baterías.

### ***1.4.2 Hipótesis específicas***

- a. La generación fotovoltaica con tecnología de almacenamiento de energía BESS, dará firmeza al SEIN.
- b. La participación en el suministro de potencia firme sería rentable según la normativa PR-26.
- c. Los servicios complementarios como regulación de tensión le darán más seguridad y confiabilidad al sistema y le otorgará mayor valor al proyecto.
- d. El arbitraje de energía con sistema BESS mejorará la rentabilidad del proyecto con mayor eficiencia en generación.
- e. La generación fotovoltaica con almacenamiento masivo de energía en baterías (BESS), no cuenta con mecanismos regulatorios, siendo necesaria una comparación de aplicaciones regulatorias de sistemas de almacenamiento a nivel internacional.
- f. Las plantas solares fotovoltaicas con tecnología BESS son rentables en países con similar experiencia.

### **1.5 Justificación**

La justificación del proyecto radica en el análisis del mercado eléctrico peruano, donde la potencia instalada en base a la tecnología solar se encuentra concentrada en la parte sur del país con 285.02 MW (COES, 2021), y actualmente su desarrollo presenta la siguiente problemática:

- a. La generación de energía eléctrica en las centrales solares fotovoltaicas, provienen de recursos energéticos variables, debido a que la irradiación solar no es constante, motivo

por el cual se requiere instalar la tecnología BESS para respaldar la intermitencia o indisponibilidad de generación solar (EZ-PDH.COM, 2022).

- b. Se considera que no tienen potencia efectiva y, de acuerdo con la normativa vigente PR-26, las centrales que no tienen potencia efectiva no pueden participar en la remuneración por potencia, por lo que no participan en el mercado libre, es decir no participan en la máxima demanda de horas punta desde las 17:00 horas hasta las 23:00
- c. Durante el evento de NOVUM SOLAR, la directora de la Asociación de Energías Renovables del Perú (SPR), Paloma Sarria, mencionó que mediante la asociación privada apoyaran al despliegue de la tecnología BESS en el Perú, teniendo en cuenta que en la hoja de ruta de la transición energética, se establece que las baterías de Ion Litio y los paneles solares caerán en un 94% del 2010 al 2030 , además de manifestar el compromiso para implementar el marco normativo que permita invertir en sistemas de almacenamiento como mecanismo para servicios complementarios en el mediano plazo (Nanda Singh, 2022).
- d. Con fecha 24 de junio del presente la Resolución Ministerial N° 227-2022-MINEM/DM que aprueba la publicación del proyecto de norma “Ley que modifica la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica”, el cual incluye, entre otros:
  - ✓ Modificaciones respecto a los Servicios Complementarios,
  - ✓ Regulación de sistemas de almacenamiento,
  - ✓ Separación de potencia y energía para los contratos de suministro,
  - ✓ Nuevas modalidades para las licitaciones de las distribuidoras.

En ese sentido, la generación de energía eléctrica mediante un sistema fotovoltaico con tecnología de almacenamiento de energía con baterías en la zona sur del país, podría contribuir en aumentar la potencia instalada, mejorando la confiabilidad del sistema eléctrico y participar en los ingresos por venta de energía firme con una autonomía de baterías de cinco horas inyectando al SEIN en horas punta donde el costo marginal es alto, y así poder disminuir las emisiones de los gases de efecto invernadero.

## **1.6 Alcances y Limitaciones**

### ***1.6.1 Alcances***

Dentro de los alcances de la tesis, tenemos principalmente los siguientes:

- a. Comparación de aplicaciones de sistema de almacenamiento a nivel internacional en los mercados eléctricos externos como Latinoamérica, Norteamérica, Europa, África y Asia, enfocados en generación fotovoltaica con almacenamiento de energía masiva en baterías de Ion litio.
- b. Diseño de una central fotovoltaica con sistema de almacenamiento de energía en baterías de Ion Litio.
- c. Estudio de la viabilidad de centrales fotovoltaicas de similar competitividad en términos de mercado con centrales convencionales, por ejemplo, que se reconozca la potencia firme en tramos horarios, que participe en el mercado libre, que participe en el mercado de servicios complementarios.
- d. Propuestas para un nuevo marco regulatorio, para el despliegue de la tecnología BESS en el mercado peruano.
- e. Viabilidad económica, VAN, TIR.

### **1.6.2 Limitaciones**

La investigación se encuentra limitada a nivel técnico en la generación fotovoltaica, el sistema de almacenamiento y a nivel investigativo no contar con información (data) de irradiación al minuto para la evaluación de firmeza.

### **1.7 Contribución**

Contribuir al desarrollo del mercado eléctrico peruano, mediante la aplicación de la tecnología solar y sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS), y recomendar mejoras al procedimiento técnico, como el cálculo de máxima demanda durante periodos de horas punta acorde al PR-30 y cálculo de potencia firme PR-26, esto con el fin de que la tecnología solar más BESS resulte más competitivo comercialmente en el mercado eléctrico, y a su vez diversificar la matriz energética otorgándole seguridad y confiabilidad al sistema.

### **1.8 Metodología utilizada**

El tipo de investigación es analítico, observación de causa y efecto, siendo la causa el sistema de almacenamiento y el efecto el otorgamiento de mayor flexibilidad al SEIN.

## **CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO**

A finales del año 2020, a nivel global ya se tenía una potencia instalada de 707 GW en base a la tecnología solar fotovoltaica, la cual representó 16 veces la potencia instalada del año 2010. En ese año ingresaron en servicio a nivel de operación comercial alrededor de 127 GW de potencia instalada.

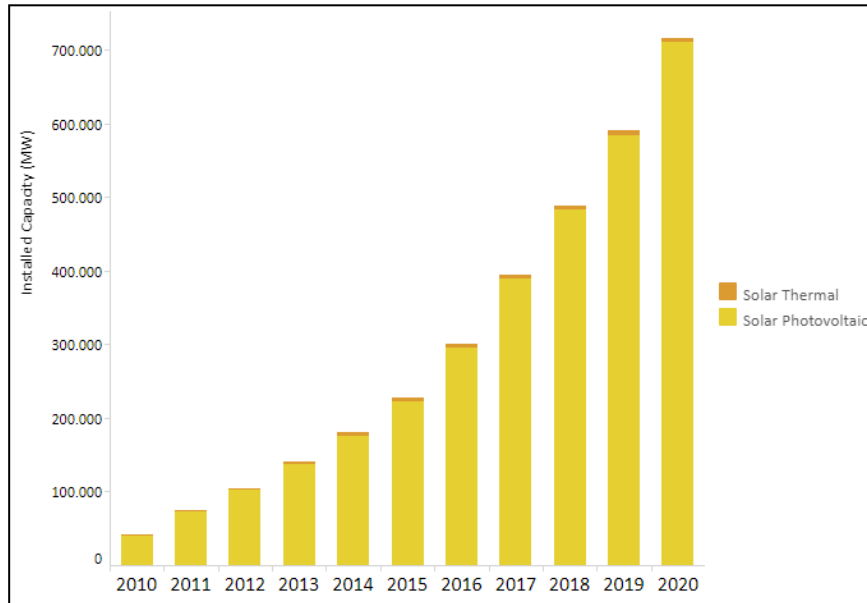
Respecto a los avances en implementación, Asia cuenta con mayor desarrollo en tecnología solar, habiendo contribuido con alrededor del 60% de todas las nuevas instalaciones a nivel mundial en ese año. Los desarrollos fueron impulsados por China, donde se produjeron alrededor de dos tercios de todas las nuevas instalaciones fotovoltaicas. (IRENA, 2020).

Los mercados exteriores al continente asiático, también continuaron ganando escala. En comparación con el año 2019, la nueva capacidad en los Estados Unidos se duplicó. Durante 2020, Estados Unidos, Australia y Alemania juntos instalaron 24 GW, mientras que Brasil y Holanda superaron los 3 GW. En esta década se desarrollaron a gran escala los proyectos de energía de generación no convencionales, con especial énfasis en la tecnología solar y eólica, en la actualidad las fuentes renovables vienen impulsando la transición energética. Conforme se puede apreciar en la Figura N° 2.1, la tendencia de la potencia instalada con tecnología solar tiene un crecimiento exponencial, si bien la energía solar térmica no se ha desarrollado a gran escala debido a los altos costos de inversión, la energía solar fotovoltaica al año 2020 ha alcanzado una potencia instalada de más de 700 GW a nivel global, al ser la generación solar fotovoltaica una tecnología no gestionable a la demanda, debido a que no responde a la



variación de la frecuencia, se debe tener en cuenta aquellos parámetros necesarios para dotar de mayor flexibilidad al sistema.

**Figura N° 2.1** Capacidad instalada a nivel global tecnología solar



Fuente: (IRENA, 2021)

En sistemas eléctricos con bastante fuentes de energía solar fotovoltaica se produce una gran cantidad de sobreoferta de energía durante el día y disminuye bruscamente en la tarde, cuando las plantas solares fotovoltaicas dejan de generar, ese vacío deberá ser asumido por las plantas de energía de base con una rápida y masiva toma de carga, lo que conlleva a elevar el costo marginal en horas punta, a fin de dar solución a la rampa de caída de carga de generación fotovoltaica se debería implementar los sistemas de almacenamiento de energía.

## 2.1 Tipos de almacenamiento energético

### 2.1.1 Almacenamiento por concentración solar térmica

La tecnología solar fotovoltaica es la más conocida y difundida en todo el mundo, al generar energía a gran escala aprovechando la radiación solar, por otro lado, la irradiación

también puede ser utilizada como fuente para generar energía térmica, donde se calienta un fluido a temperaturas elevadas y a través de transferencia de calor calienta al fluido de trabajo que generalmente es agua.

#### *2.1.1.1 Planta solar tipo colector cilindro parabólico*

Este tipo de generación de energía se realiza mediante un colector de energía solar térmica mediante un cilindro parabólico, está construido como un espejo parabólico a lo largo, con un tubo receptor recorriendo su extensión en el punto focal, ver Figura N° 2.2.

La luz solar incide en el espejo y después es reflejada y concentrada en el tubo receptor y por el interior del tubo colector recorre el fluido para luego realizar la transferencia de calor con otro fluido generalmente agua desmineralizada, llevado a temperaturas y presiones de vapor sobrecalentado para luego ser expandido en una turbina de vapor mediante el ciclo Rankine.

**Figura N° 2.2** Planta solar Nor Ouarzazate I tipo colectores cilindro parabólicos



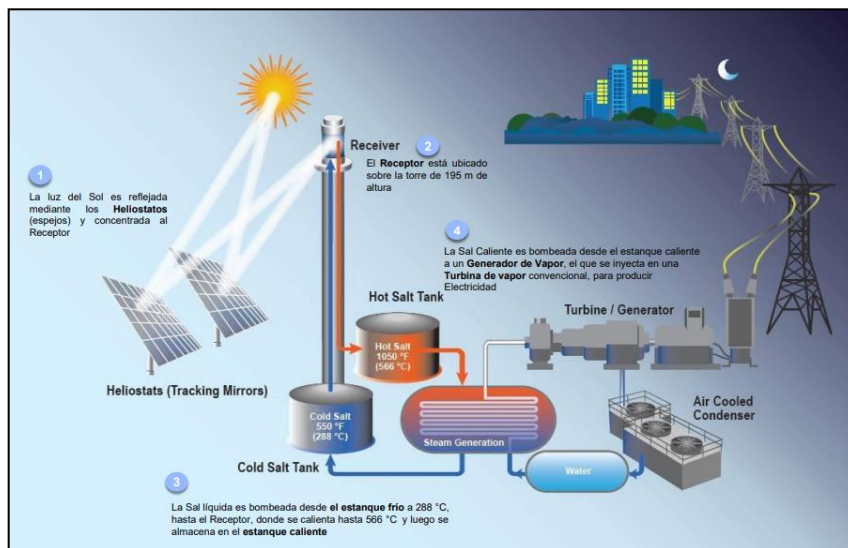
Fuente: (SENER, 2021)

Con relación al almacenamiento térmico, se da mediante un tanque de almacenamiento de sales fundidas, cuando no tiene la radiación solar en horas nocturnas se utilizan las sales fundidas de los tanques de almacenamiento para realizar la transferencia de calor y generar energía, en la actualidad hay plantas donde la autonomía del almacenamiento térmico va de 6 a 10 horas.

### 2.1.1.2 Planta de receptor torre central

La presente tecnología utiliza grandes cantidades de espejos para poder reflejar a la parte superior de la torre central, donde la radiación solar es capturada para calentar el fluido de trabajo que viene a ser agua desmineralizada y luego es convertido en vapor sobrecalentado a grandes presiones para abastecer a las turbinas de vapor y así poder generar energía eléctrica.

**Figura N° 2.3** Planta de concentración tipo torre solar



Fuente: (Solar Reserve, 2022)

El almacenamiento de energía en este tipo de central viene a ser el tanque de sales fundidas, ver Figura N° 2.3, cuando no se tiene la radiación solar se utiliza el fluido del tanque de almacenamiento para poder calentar el fluido de trabajo.

### ***2.1.2 Almacenamiento electroquímico***

El almacenamiento electroquímico se encuentra referido al almacenamiento en baterías.

#### ***2.1.2.1 Baterías clásicas***

Son aquellas que se encuentran constituidas por dos o más celdas electroquímicas que utilizan reacciones del tipo químico para crear un flujo de electrones en un circuito externo, es decir, corriente eléctrica.

Se considera un tipo de tecnología en una fase de uso extendido a nivel mundial y con una gran variedad de materiales con distintas bondades cada uno entre las principales se tienen a las de litio, sodio y níquel.

#### ***2.1.2.2 Baterías de flujo***

Son el resultado de la combinación de las baterías clásicas o convencionales con las pilas de combustible, la característica principal es que permiten separar la energía de la potencia, la energía se almacena en los denominados electrolitos (positivo y negativo), la potencia de la celda es directamente proporcional al tamaño de los electrodos.

Entre las más desarrolladas se tiene a la de Vanadio y las de Zinc-Bromo. Su nivel de desarrollo aun es menor al de las baterías clásicas.

### 2.1.3 Almacenamiento químico

Es el almacenamiento de la energía en enlaces químicos, gracias al uso de energía eléctrica, y que a futuro pueda ser extraída cuando se necesite.

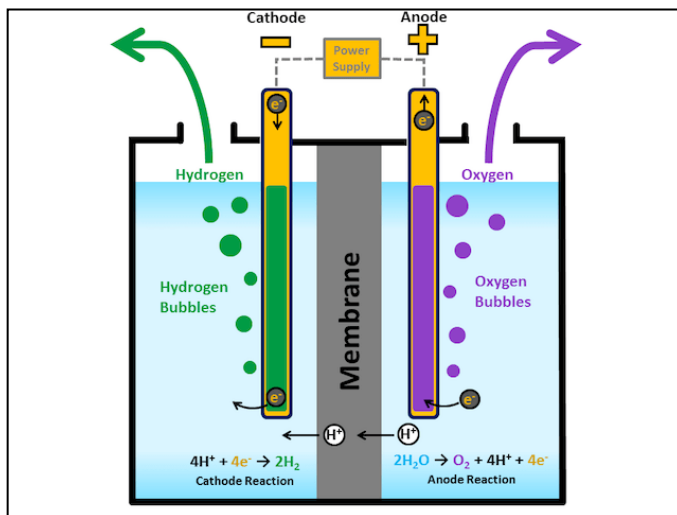
#### 2.1.3.1 Hidrógeno

El hidrógeno es una sustancia que almacena energía, no es una fuente de energía primaria, quiere decir que almacena energía en sus enlaces y que se libera posteriormente.

Normalmente, según la materia prima empleada, se le asigna un color, nosotros describiremos el hidrógeno verde, el cual se obtiene por electrólisis, mediante electricidad. El proceso de obtención consiste en emplear corriente eléctrica continua a fin de separar la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno.

Entre los electrolizadores más empleados están los PEM (Proton Exchange Membrane) y alcalinos. Existen electrolizadores que están en desarrollo como de óxido sólido y que tiene ventajas como eficiencia, conforme se puede apreciar en la Figura N° 2.4.

**Figura N° 2.4** Celda de combustible tipo membrana de intercambio protónico



Fuente: (Estevez, 2021)

Luego de su posterior obtención, el hidrógeno puede ser almacenado físicamente, por compresión, licuado o crio comprimido.

El hidrogeno encuentra una gran variedad de aplicaciones, actualmente se viene usando en una mezcla baja con el gas natural para ser transportado por tubería y ser empleado sobre todo en movilidad.

#### *2.1.3.2 Amoníaco*

El amoníaco se obtiene generalmente de fertilizantes. Para dicho fin, se requiere nitrógeno, obtenido por licuefacción del aire, el cual requiere una cantidad importante de electricidad. Para la obtención del amoniaco se requiere entre 7% y 18% de energía equivalente contenida en el hidrógeno.

Su almacenamiento puede ser realizado por medio de las tuberías y equipos ya existentes. Es importante mencionar que dicha mañipulación requiere precauciones por lo toxico, inflamable y corrosivo.

#### *2.1.4 Almacenamiento eléctrico*

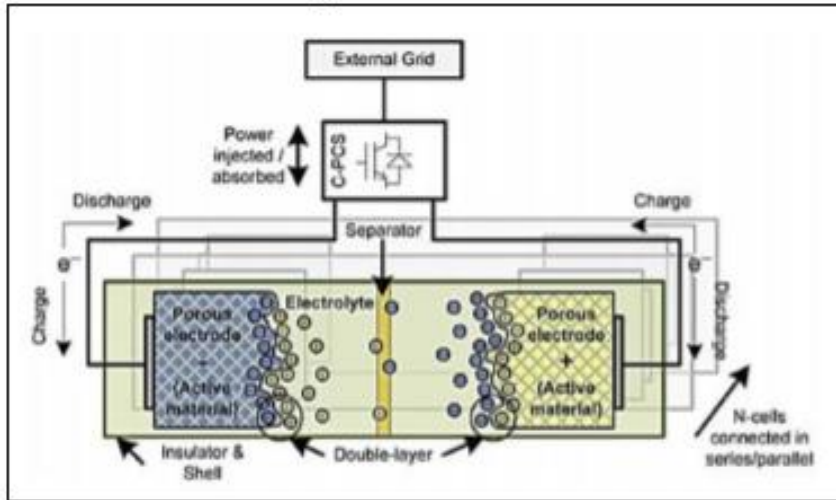
##### *2.1.4.1 Supercondensadores híbridos*

Los ultra condensadores o supercondensadores, son muy diferentes a los condensadores convencionales debido a que tienen un área de placa más grandes y las distancias entre placas son más cortas.

Los condensadores convencionales presentan dos placas cubiertas por un material metálico poroso para un área de almacenamiento de carga más grande, separadas por una película plástica gruesa o dieléctrico cerámico. Cuando el condensador está cargado, se crea

un campo eléctrico a partir de 2 placas en una carga positiva y en otra negativa. Esto luego polariza el dieléctrico y alinea las moléculas en la dirección opuesta del campo, reduciendo su fuerza y permitiendo que las placas almacenen más carga, conforme se puede notar en la Figura N° 2.5.

**Figura N° 2.5** Sistema de almacenamiento de energía basado en un supercondensador



Fuente: (Díaz, Sumpers, Gomis, & Villafáfila, 2016)

## 2.1.5 Almacenamiento Energético Mecánico

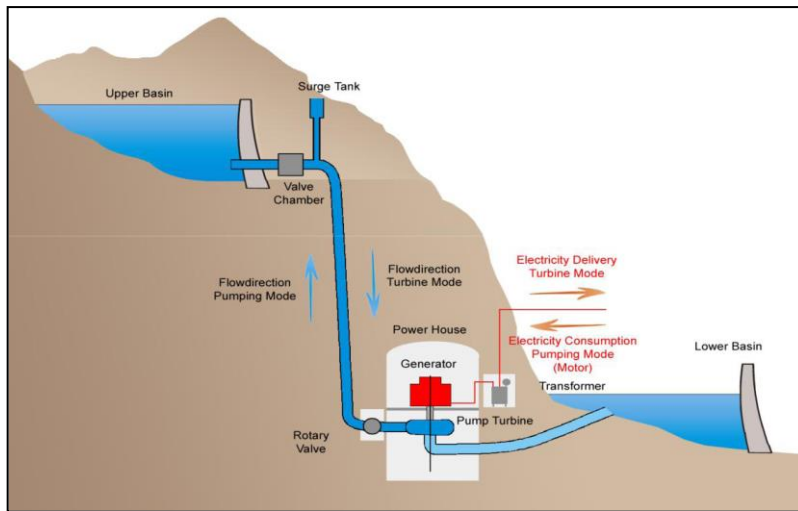
### 2.1.5.1 Almacenamiento energético con Bombeo Hidráulico

Se trata del almacenaje de energía a través del bombeo de agua desde un reservorio inferior o río hasta un reservorio superior. Para que la tecnología de almacenamiento sea eficiente, la diferencia de cotas entre los dos reservorios deberá ser al menos de 100 metros.

Utilizando la energía eléctrica, se eleva el agua del reservorio inferior o río al superior realizándose en horas fuera de punta (HFP), cuando la demanda de energía sea menor; de esta manera se usa la energía sobrante para hacer operar la turbina y subir el agua al nivel superior y almacenar la energía en los reservorios. En el día, la demanda de energía es mayor,

por la cual la central hidroeléctrica actúa como una convencional, el agua del reservorio superior baja por la tubería de conducción hasta la casa maquinas donde están las turbinas, generadores y los transformadores que transforman la energía mecánica a eléctrica, y a través de las líneas eléctricas de transmisión es transportada a los usuarios finales, viviendas e industrias.

**Figura N° 2.6** Almacenamiento energético por bombeo hidráulico



Fuente: (Gutschi, 2022)

### 2.1.5.2 Almacenamiento energético con aire comprimido (CAES)

Es el almacenaje de energía generada en un instante para su utilización en otro periodo a través de aire comprimido. La aplicación a pequeña escala ha sido utilizada en la propulsión de locomotoras de mina y las aplicaciones a gran escala conservan la energía térmica agrupada con aire comprimido; la pérdida de calor disminuye la eficiencia de energía de la tecnología de almacenamiento con aire comprimido.

La tecnología del sistema de almacenamiento CAES, tiene entre sus principales características la viabilidad económica, densidad de energía y la flexibilidad de su sistema.

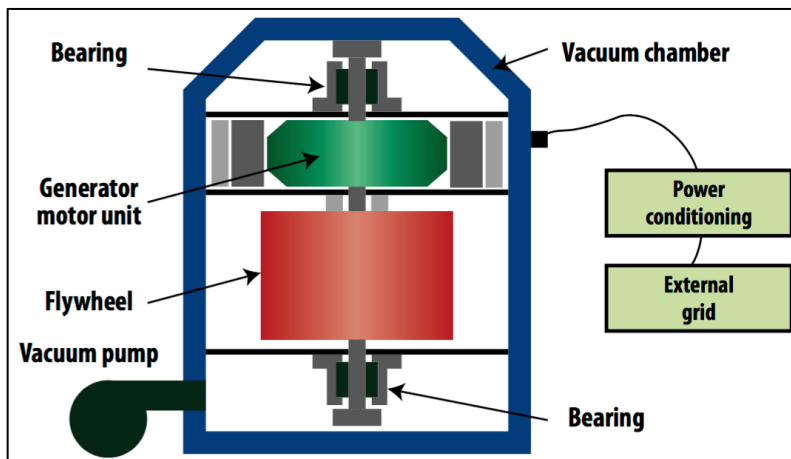


### 2.1.5.3 Almacenamiento de energía con batería inercial.

El almacenamiento con batería inercial (conocida como batería volante), es una forma de acumular la energía de manera cinética, para la cual se utiliza un volante de inercia. De acuerdo al enunciado se ha desarrollado y diseñado un tipo de almacenamiento energético empleando un rotor cilíndrico con rodamientos magnéticos, que giran a gran velocidad.

La acumulación de la energía cinética, a través de una batería inercial es en base al fundamento de masa rotatoria. la energía en una batería inercial se acumula de manera cinética rotacional. La entrada de energía comúnmente se capta de una fuente eléctrica que viene de una red del sistema eléctrico, se enciende y acelera la batería inercial a medida que acumula energía y se va parando lentamente debido a la descarga, con la finalidad de despachar la energía almacenada. La cantidad de energía acumulada en una batería inercial depende de la masa, material y modelo del rotor.

**Figura N° 2.7** Almacenamiento de energía con batería inercial



Fuente: (IRENA, 2017)

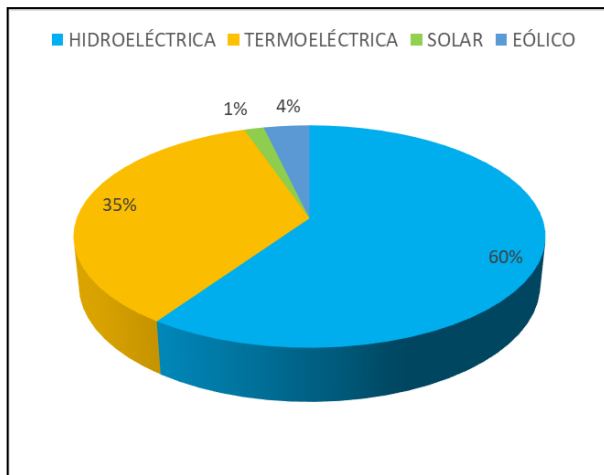
La tecnología con batería inercial, dispone de un mayor tiempo de vida útil y desarrolla mayores ciclos en su operación. En la actualidad, los equipos de almacenaje varían en su

capacidad de energía desde unos kW-hora hasta cientos de kW-hora., en su gran mayoría se utiliza para niveles de alta potencia como el arranque de energía frente una interrupción o la compensación imprevista de potencia por pérdida de energía.

## 2.2 Flexibilidad en los sistemas eléctricos

Disponer de un mix de generación de diferentes tecnologías contribuye a la seguridad energética del país, en la Figura N° 2.8 se muestra la participación en el mercado de generación de energía eléctrica de las diferentes fuentes primarias de generación, y podemos observar la predominancia de la generación de energía por centrales hidroeléctricas y termoeléctricas teniendo las ERNC eólicas y solar un 5% de participación.

**Figura N° 2.8** Participación por tipo de generación



Fuente: Elaboración propia a partir de (OSINERGMIN, 2022)

Si la entidad encargada de promocionar la inversión en ERNC decidiera aumentar la participación en el mercado eléctrico, debería tener en cuenta que las centrales térmicas e hidroeléctricas son las encargadas de responder ante las fluctuaciones de la demanda y proporcionan reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia (RPF) y la regulación

secundaria de frecuencia (RSF), en ese aspecto, la integración de mayor potencia instalada de la tecnología ERNC, exigiría una mayor flexibilidad en el sistema eléctrico.

### **2.3 Sistemas complementarios**

De acuerdo a la NTCOTR (DGE-MINEM, 2014), se tiene una definición para los servicios complementarios como aquellos servicios necesarios para apoyar la operación eficiente del SEIN, de tal manera que garantice a los suministros libres y regulados en condiciones de seguridad, confiabilidad y calidad.

Los servicios complementarios más importantes son los siguientes:

#### **2.3.1 Reserva rotante**

Es la potencia requerida para atender los requerimientos de regulación de la frecuencia ante desequilibrios en la generación y demanda del sistema, es de uso obligatorio y permanente y no compensable para todas las centrales de generación eléctrica (las ERNC serán exoneradas de este criterio).

#### **2.3.2 Regulación de la Frecuencia**

Los representantes de la empresa de generación son los responsables de la regulación primaria y secundaria de la frecuencia de acuerdo con la normativa del COES, es decir que estarán sujetas a las variaciones sostenidas, súbitas e integral de variación de frecuencia.

#### **2.3.3 Regulación de voltaje, inyección de potencia reactiva**

Todos los integrantes del sistema están obligados a proveer equipos necesarios para suministrar la potencia reactiva, inductiva o capacitiva. En cuanto a la tensión se debe

encontrar de  $\pm 2.5\%$  de su tensión de operación especificados en su rango de para el estado de normalidad que se ajusta a la tolerancia de la NTCSE.

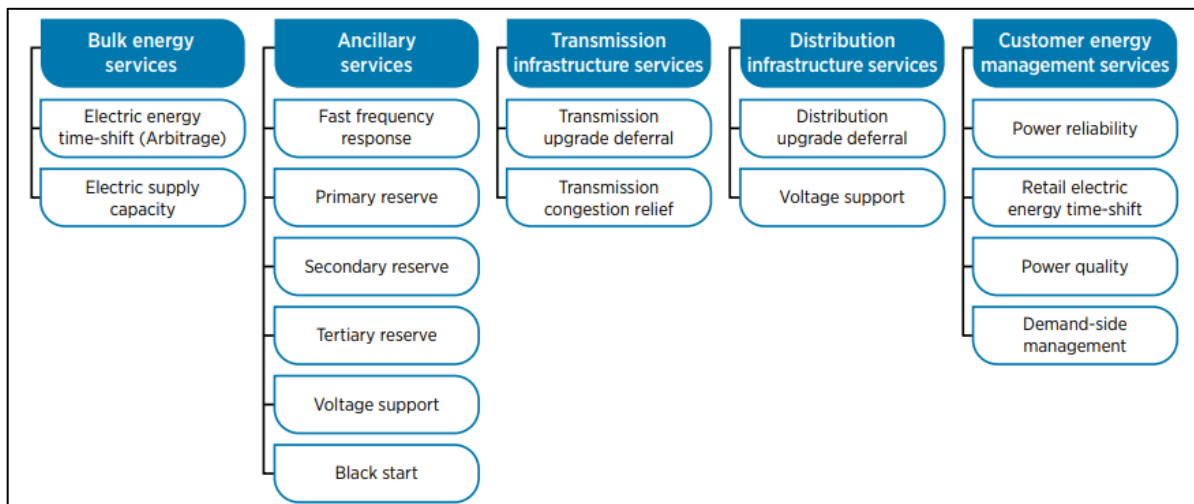
### 2.3.4 Grupos de arranque rápido por emergencia (reserva fría)

Se deberá tener en cuenta la puesta en servicio rápido de acuerdo a lo establecido en el procedimiento técnico del COES para prevenir los estados de emergencia, este tipo de generación no se considera para determinar el costo marginal, pudiendo ser utilizada en un tiempo menor a 10 minutos con el objetivo de compensar las reducciones súbitas.

## 2.4 Sistemas BESS y servicios complementarios

El sistema de almacenamiento por baterías tiene la capacidad de prestar servicios para dar mayor confiabilidad y seguridad a los sistemas eléctricos, aplicado en los diferentes niveles como generación, transmisión y distribución.

**Figura N° 2.9** Servicios de almacenamiento de electricidad y su relevancia para la integración de energías renovables



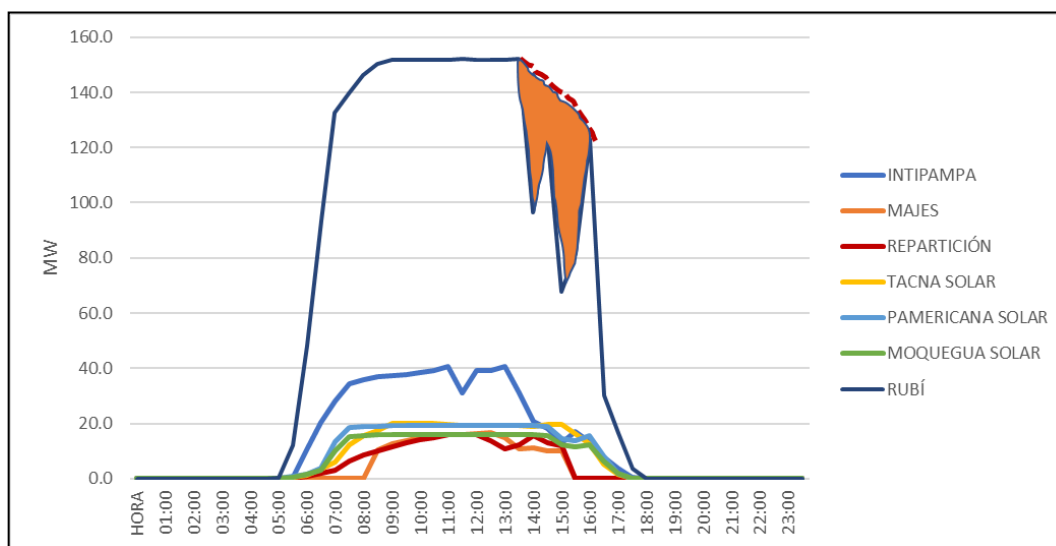
Fuente: (IRENA, 2020)

En la Figura N° 2.9 se observan los servicios auxiliares o servicios complementarios que se pueden implementar en niveles de generación de energía, al integrar el sistema BESS con una planta solar fotovoltaica podemos dotar de estos servicios y de la misma manera realizar arbitraje de energía.

## 2.5 Generación de energía eléctrica solar fotovoltaica con sistema BESS

En la Figura N° 2.10, se tiene el perfil de carga de operación diario de las centrales fotovoltaica y la no continuidad de generación de potencia, generalmente esto ocurre cuando la energía primaria de la radiación del sol es cubierta por nubes, ocasionado rampas de caídas y subidas de potencia y esta variabilidad súbita de carga conlleva a la inestabilidad del sistema eléctrico. La solución a esta problemática es la implementación de un BESS, donde la energía del área naranja, dejada de suministrar al SEIN, sería respaldada por el BESS y a la vez también aumentaría la flexibilidad de la central solar, respondiendo a la demanda del sistema.

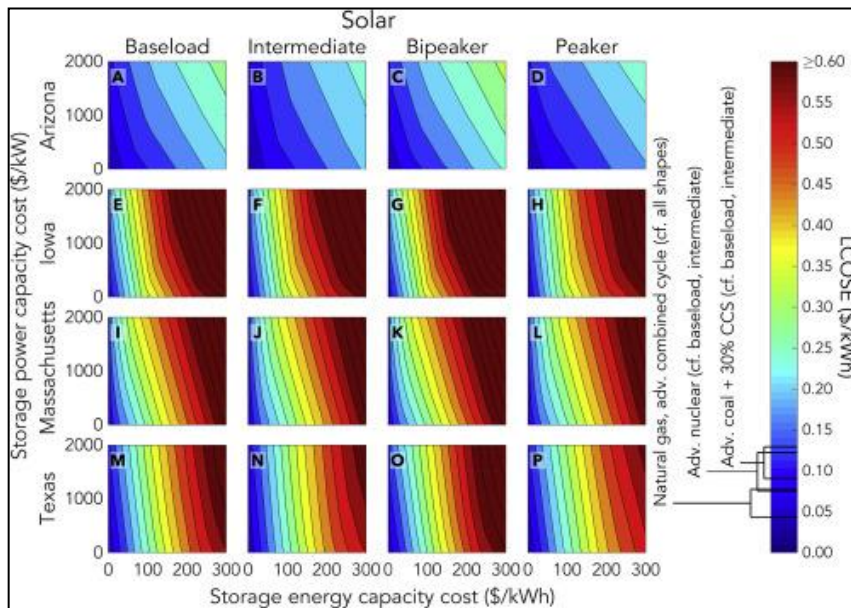
**Figura N° 2.10** Resumen de operación diario durante el mes de febrero



Fuente: Elaboración propia a partir de (OSINERGMIN, 2022)

A partir de este planteamiento, surge una interrogante: ¿A qué nivel de almacenamiento, un sistema de energía solar con almacenamiento se vuelve competitivo en costos con otras tecnologías de generación?, (Micah S. Ziegler, 2019) algunos expertos concluyen que las plantas de energía solar con almacenamiento pueden ser competitivas con las tecnologías de generación convencionales si los costos de la capacidad de almacenamiento de energía caen lo suficiente.

**Figura N° 2.11** Costo de la electricidad frente a la energía de almacenamiento y los costos de capacidad energética

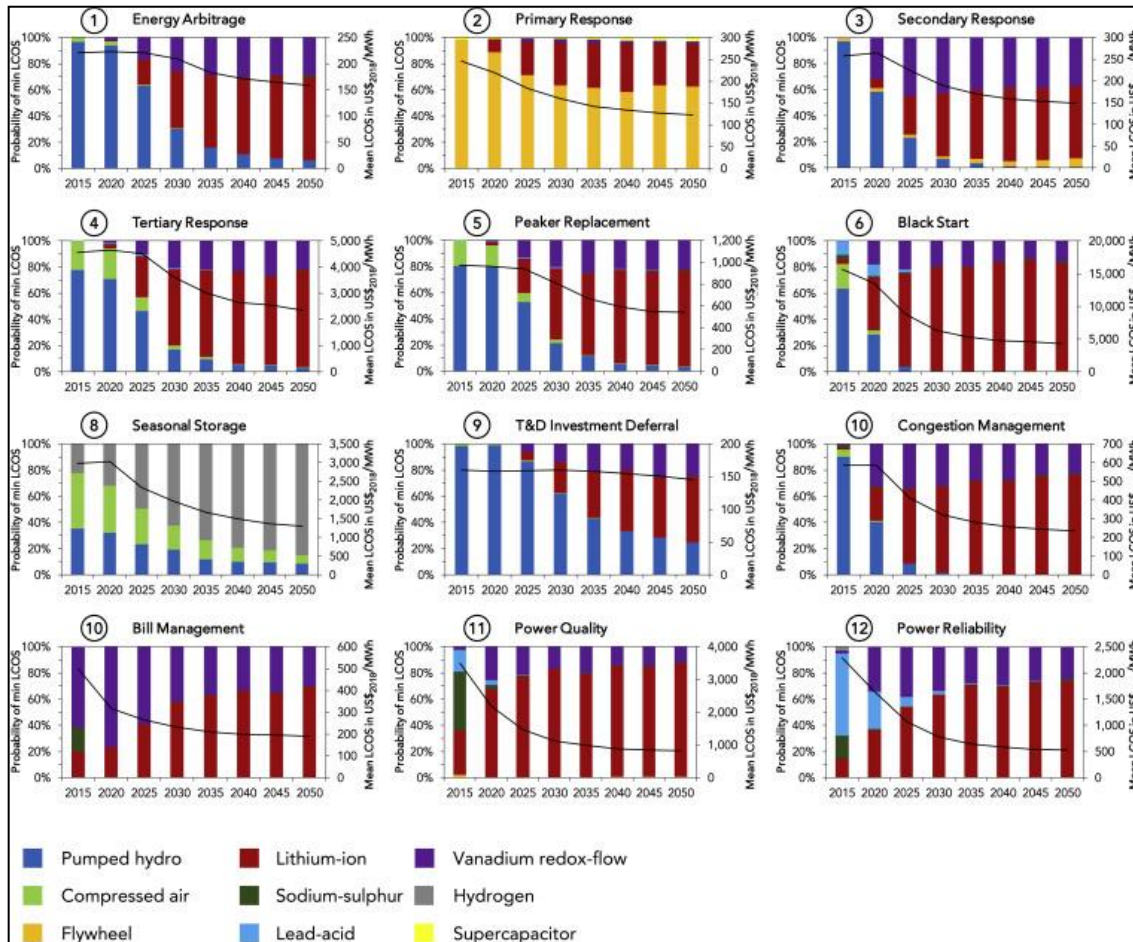


Fuente: (Micah S. Ziegler, 2019)

Lograr costos de capacidad de energía bajos, son una vía para que las energías renovables más almacenamiento cobren impulso y alcancen una dimensión competitiva, es por ello que resulta necesario estimar aquellas tecnologías de almacenamiento acorde con el sistema de generación solar y que a su vez permitan definir un tipo de tecnología del cual se proyecten precios competitivos a futuro, un estudio del mercado de electricidad para el periodo 2015 al 2050 plantea un indicador denominado LCOS, definido como costo

nivelado de almacenamiento, equiparándolo al costo nivelado de electricidad LCOE, con lo cual define un parámetro significativo para la comparación de costos de las diferentes tecnologías de almacenamiento.

**Figura N° 2.12** Probabilidades de LCOS más bajas para 9 tecnologías de almacenamiento de electricidad en 12 aplicaciones de 2015 a 2050



Fuente: (Oliver Schmidt, 2019)

Como se puede apreciar en la Figura N° 2.12, las baterías de ion litio auguran un mejor desarrollo, en esa perspectiva es que se plantea la generación de energía mediante una central fotovoltaica más almacenamiento de energía mediante baterías de iones de litio.

## **2.6 Tendencias de costos de los módulos solares fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento**

Históricamente, la tendencia a la baja en los costos de los módulos o paneles fotovoltaicos ha sido un importante impulsor de la competitividad, y esta tendencia continuó durante el año 2020. Entre diciembre de 2009 y diciembre de 2020, los precios de los módulos de silicio cristalino disminuyeron entre un 89% y un 95% para los módulos vendidos en Europa, según el tipo. La reducción del costo promedio ponderado fue del orden del 93% durante ese período. Entre 2019 y 2020, el precio promedio anual de los módulos disminuyó entre un 5% y un 15% para los módulos cristalinos.

Durante diciembre de 2020, los módulos convencionales se vendieron por 0,27 USD / vatio (W), sin embargo, existe una amplia gama de costos, dependiendo de la tecnología de módulo considerada. Los costos variaron desde un mínimo de USD 0,19 / W para los módulos de menor costo hasta un máximo de USD 0,38 a USD 0,40 / W para los módulos de alta eficiencia, todos negros y bifaciales. Este rango de costos es entre un 9% y un 11% más bajo que en diciembre de 2019.

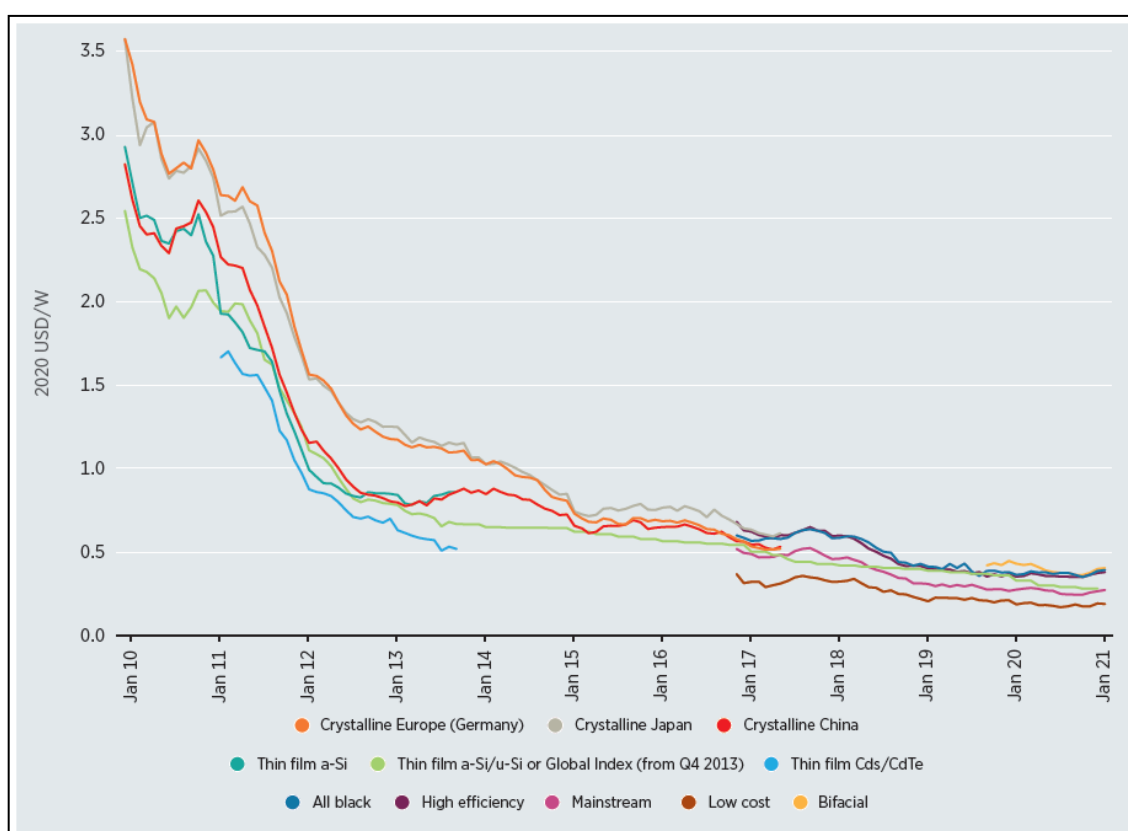
Impulsados por esta brecha de costos cada vez menor y su potencial para un mayor rendimiento por vatio en comparación con las tecnologías monofaciales, los módulos bifaciales continúan aumentando su participación de mercado. Durante 2019, la participación de mercado de estos fue de aproximadamente el 8%, según se informa, esta proporción creció entre el 17% y el 28% durante 2020.

En comparación al año 2019, el rango de costos se ha reducido, en términos de USD / W (de USD 0,32 / W a USD 0,22 / W). Durante el año 2020, el costo de módulo más alto



fue dos veces el más bajo en los mercados evaluados (en comparación con 2.4 veces más alto en 2019). Al mismo tiempo, se produjeron reducciones de costos de módulos de entre el 2% y el 38% en todos los mercados evaluados entre 2019 y 2020. Esto apunta a la creciente madurez de costos de un número creciente de mercados, conforme se puede apreciar en la Figura N° 2.13.

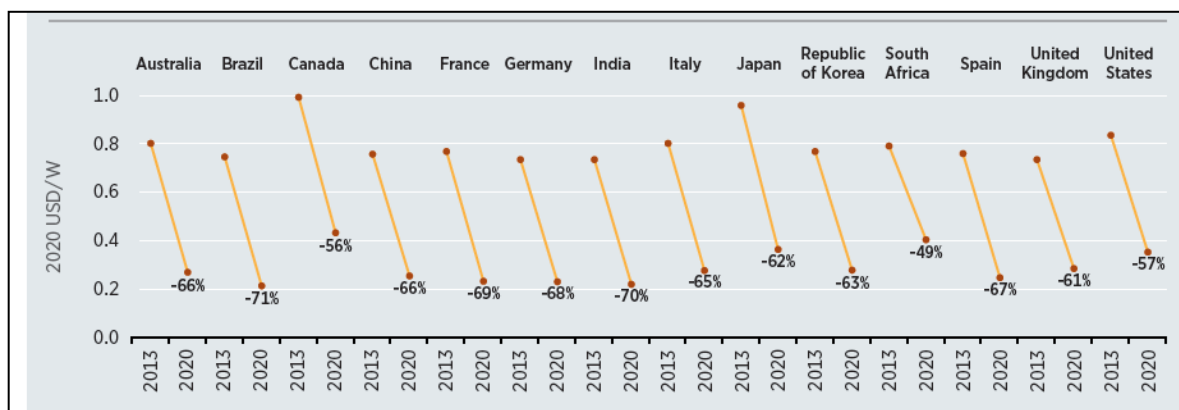
**Figura N° 2.13** Precios medios mensuales de los módulos solares fotovoltaicos por tecnología y país de fabricación vendidos en Europa, de 2010 a 2020



Fuente: (IRENA, 2020)

Entre 2013 y 2020, los costos de los módulos a nivel de mercado disminuyeron entre un 49% (Sudáfrica) y un 71% (Brasil), conforme se aprecia en la Figura N° 2.14.

**Figura N° 2.14** Precios medios anuales de los módulos por mercado en 2013 y 2020

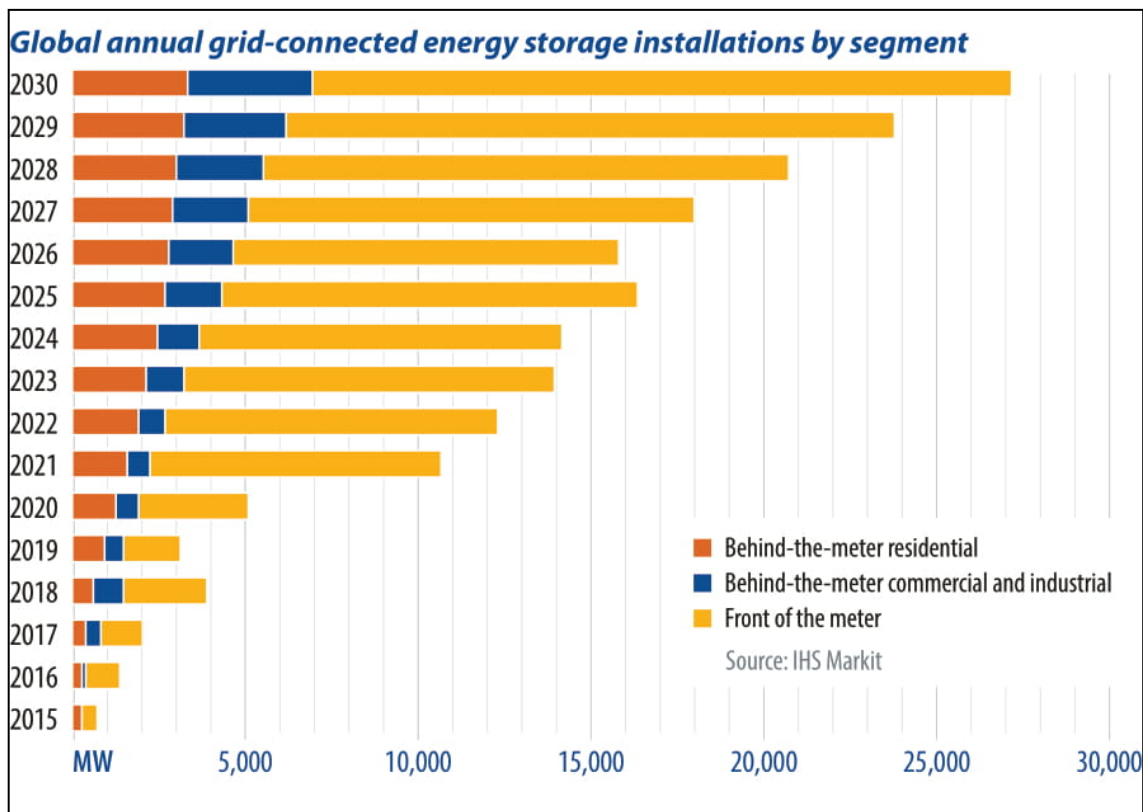


Fuente: (IRENA, 2020)

### CAPITULO 3. COMPARACIÓN DE APLICACIONES DE SISTEMAS BESS A NIVEL MUNDIAL

El uso de la tecnología de almacenamiento en baterías va en crecimiento a nivel mundial, de acuerdo a la Figura N° 3.1, el 2021 tuvo un enfoque especial en una combinación de energía renovable más almacenamiento y durante el año 2022 se estima superar los 12 GW de potencia instalada a nivel global, por lo tanto, una comparación de aplicaciones de almacenamiento resulta oportuna para tomar las mejores prácticas a nivel técnico y regulatorio.

Figura N° 3.1 Uso de sistema BESS a nivel global



Fuente : (PV Magazine, 2022)

### 3.1 Experiencia técnica en Asia

En el año 2020, el continente Asiático marcó un hito importante en la producción y demanda de energía eléctrica, conforme se puede apreciar en la Figura N° 3.2, donde China sigue siendo el país más desarrollado con una demanda de 7,798 TWH, la India con una demanda de 1,557 TWH, Japón con una demanda de 1011 TWH, Arabia Saudita con una demanda de 363 TWH e Irán con una demanda de 322 TWH.

En el continente asiático se utiliza el carbón como fuente primaria para la generación de electricidad, siendo el más contaminante debido a que expulsa toneladas de CO<sub>2</sub>, por lo cual se encuentran implementado políticas de desarrollo energético con tecnologías limpias, con fines de cumplir con los objetivos de desarrollo sostenible y la descarbonización mundial, incorporando el mayor porcentaje de participación de ERNC en la matriz energética del mercado de generación.

**Figura N° 3.2** Generación de electricidad del continente asiático al año 2020



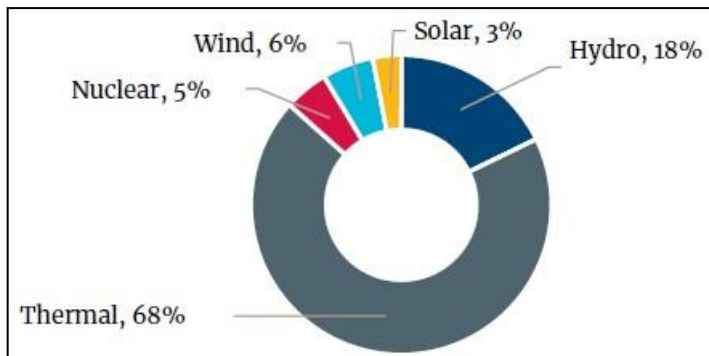
Fuente: (ENERDATA, 2020)

### 3.1.1 China

De acuerdo a su matriz energética, la producción de electricidad se da con tecnología de generación térmica fósil con una participación del 68% (Petróleo 1.8%, Gas 3.2% y Carbón 63%), seguido por la generación hidroeléctrica con 18%, generación eólica con 6%, generación nuclear con 5% y generación solar con el 3%, conforme se detalla en la Figura N° 3.3.

China enfrenta un crecimiento en el consumo de electricidad del 3.1% al año 2020 frente al crecimiento del 4.5 % al año 2019, lo cual ha superado a las industrias manufactureras y servicios básicos (China Electricity Council, 2021), es decir, hace que la energía se vuelva más cara y escasa, de manera que aún no pueden desprenderse del combustible fósil, en vista que las otras tecnologías de energías limpias aún no se encuentran bien desarrolladas. Por ello en la asamblea general de la ONU, el presidente Xi Jinping menciono que China tiene previsto en su plan de desarrollo energético la descarbonización para el año 2060, apostando a la generación de ERNC con sistema de almacenamiento de energía.

**Figura N° 3.3** Producción de electricidad por tipo de tecnología 2021



Fuente: (China Electricity Council, 2021)

Como se puede apreciar en la Tabla N° 3-1, al año 2021 la generación térmica (Petróleo 1.8%, Gas 3.2% y Carbón 63%) produjo 5174.3 TWH, la generación hidroeléctrica 1355.2

TWH, la generación eólica 466.5 TWH, la generación nuclear 366.2 TWH y la generación solar con 261.1 TWH, haciendo un total de 7623.6 TWH, por esta razón China está apostando a invertir en tecnologías limpias como ERNC, incluyendo el almacenamiento de energía con fines de contrarrestar los desbalances del sistema eléctrico interconectado Chino.

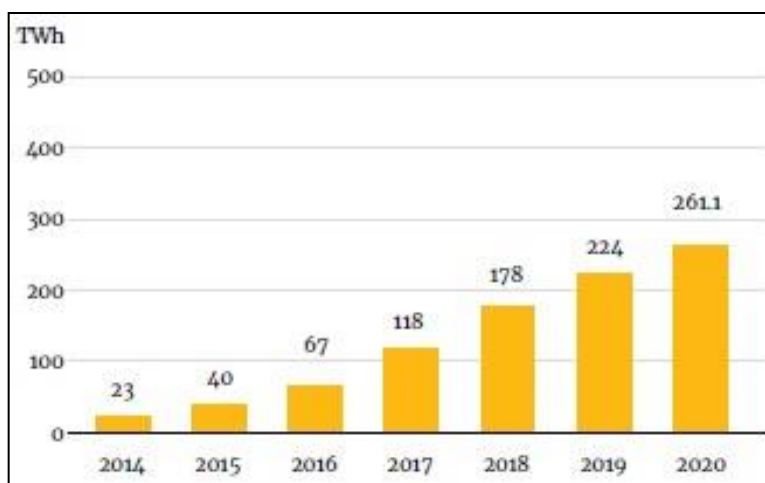
**Tabla N° 3-1** Producción de electricidad por tipo de fuente

Tipo	Generación (TWh)	% de generación	Capacidad adicional (GW)	Capacidad instalada (GW)
Hidro	1355.2	18%	13.8	370.2
Térmico	5174.3	69%	54.6	1245.2
Nuclear	366.2	5%	1.2	49.9
Eólico	466.5	6%	71.5	281.5
Solar	261.1	3%	48.8	253.4
Total	7623.6	100%	190.2	2200.6

Fuente: (China Electricity Council, 2021)

En la Figura N° 3.4, se observa la evolución de la generación solar al año 2020, donde la tecnología de este tipo tuvo una producción de 23 TWh en el año 2014 y en el año 2020 tuvo una producción de 261.3 TWh, es decir hubo un crecimiento de 238.3 TWh.

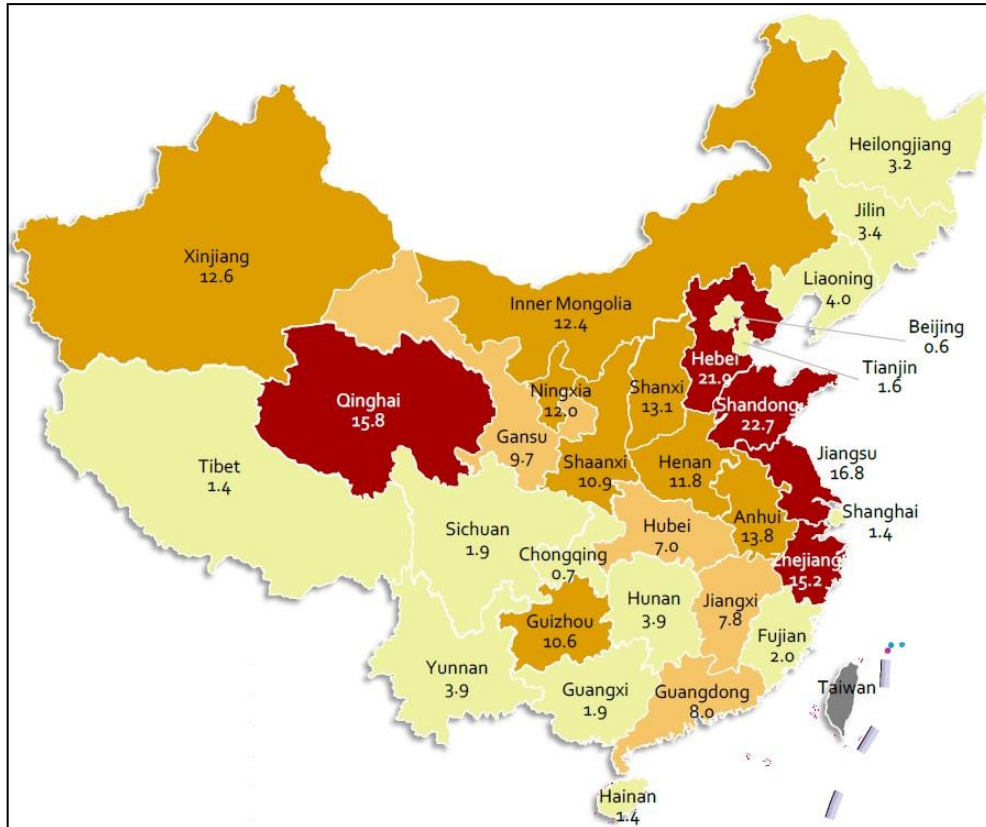
**Figura N° 3.4** Evolución de generación de electricidad de ERNC al 2020



Fuente: (China Electricity Council, 2021)

China ha realizado un trabajo acelerado emitiendo políticas de desarrollo para invertir y diversificar las energías renovables acompañados con sistemas de almacenamiento.

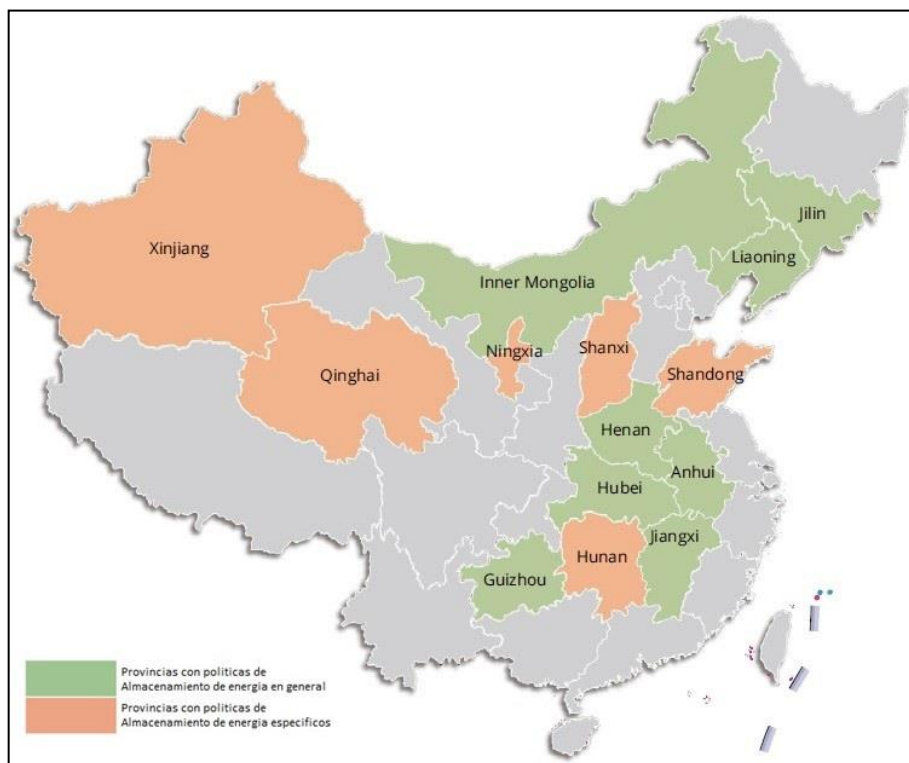
**Figura N° 3.5** Capacidad instalada acumulada de energía solar fotovoltaica en GW a finales del año 2020 – con generación distribuida.



Fuente: (Hove, Wenyun, Kaiming, Geres, & Yuzhao, 2021)

De igual manera, la Figura 3.6 representa el avance de la energía renovable con almacenamiento al interior de China.

**Figura N° 3.6** Políticas de desarrollo de energía renovables con almacenamiento de energía al 2021 por departamentos



Fuente: (National Energy Administration -NEA, 2020)

Por otro lado, los proyectos más importantes con tecnología fotovoltaicas con diferentes tipos de almacenamiento y los tiempos de descarga de la capacidad de almacenamiento se muestran en la Tabla N° 3-2, con la finalidad de participar en las horas punta y en el mercado de servicios complementarios.



**Tabla N° 3-2** Proyectos FV con tipos de almacenamiento de energía en China

<b>Proyecto</b>	<b>Tipo de Almacenamiento</b>	<b>Potencia Nominal (kW)</b>	<b>Tiempo descarga (hr)</b>	<b>Capacidad de almacenamiento (kWh)</b>
Pingshan 1MW/1MWh ESS For State Grid Company	Batería ion litio	1000	1	1000
ATL-SSL 1MW/2MWh Energy Storage System	Batería ion litio	1000	2	2000
Dongguan SSL 1 MW/2 MWh ESS	Batería ion litio	1000	2	2000
FuJian MeiZhou Island 1 MW/2 MWh ESS - Contemporary Amperex Technology Limited	Batería ion litio	1000	2	2000
Ningde 1 MW/2 MWh ESS	Batería ion litio	1000	2	2000
Zhangbei National Wind and Solar Energy Storage and Transmission Demonstration Project (III)	Batería ion litio	1000	2	2000
China Electric Power Research Institute Zhangbei 2.6 MWh ESS	Batería ion litio	650	4	2600
Guangdong Nuclear Power Corp - BYD	Batería ion litio	2500	1.4	3500
BYD Demo	Batería ion litio	1000	4	4000
BYD Shenzhen Longgang Demo 2	Batería ion litio	1200	8	4800
Tibet Ali 2MW/5.32MWh Microgrid	Batería ion litio	2000	2.67	5340
Zhangbei National Wind and Solar Energy Storage and Transmission Demonstration Project (IV)	Batería ion litio	3000	3	9000
Guodian Supply-Side Energy Storage Project	Batería ion litio	5000	2	10000
Southern Grid Baoqing Plant Phase 1 - BYD	Batería ion litio	4000	8	16000
Zhangbei National Wind and Solar Energy Storage and Transmission Demonstration Project (II)	Batería ion litio	4000	4	16000
Changsha 10MW/20MWh BESS	Batería ion litio	10000	2	20000
Zhangbei 1 MW Battery Project for State Grid Company	Batería ion litio	1000	36	36000
Zhangbei National Wind and Solar Energy Storage and Transmission Demonstration Project (I)	Batería ion litio	6000	6	36000

Fuente: (SANDIA, 2021)

En la Tabla N° 3-3, se muestra la relación de países que cuentan con tecnología BESS ya puestas en operación, donde se aprecia que países como Corea del Sur, China, Egipto y Japón cuentan con almacenamiento de 252 MWh, 180.98 MWh, 120 MWh y 85.98 MWh respectivamente.

**Tabla N° 3-3** Relación de países asiáticos que cuentan con tecnología BESS

<b>País</b>	<b>Almacenamiento</b>	<b>Potencia Nominal (MW)</b>	<b>Capacidad de almacenamiento (MWh)</b>
Corea del Sur	Batería ion litio	178.99	252.08
China	Batería ion litio	51.82	180.98
Egipto	Batería ion litio	30.00	120.00
Japón	Batería ion litio	99.80	85.94
Jordán	Batería ion litio	20.00	0.00
India	Batería ion litio	10.13	10.25
Filipinas	Batería ion litio	10.00	0.00
Hong Kong	Batería ion litio	4.00	2.00
Qatar	Batería ion litio	0.25	0.50
Arabia Saudita	Batería ion litio	0.02	0.19
Tanzania	Batería ion litio	0.05	0.10

Fuente: (SANDIA, 2021)

## **3.2 Experiencia técnica en Europa**

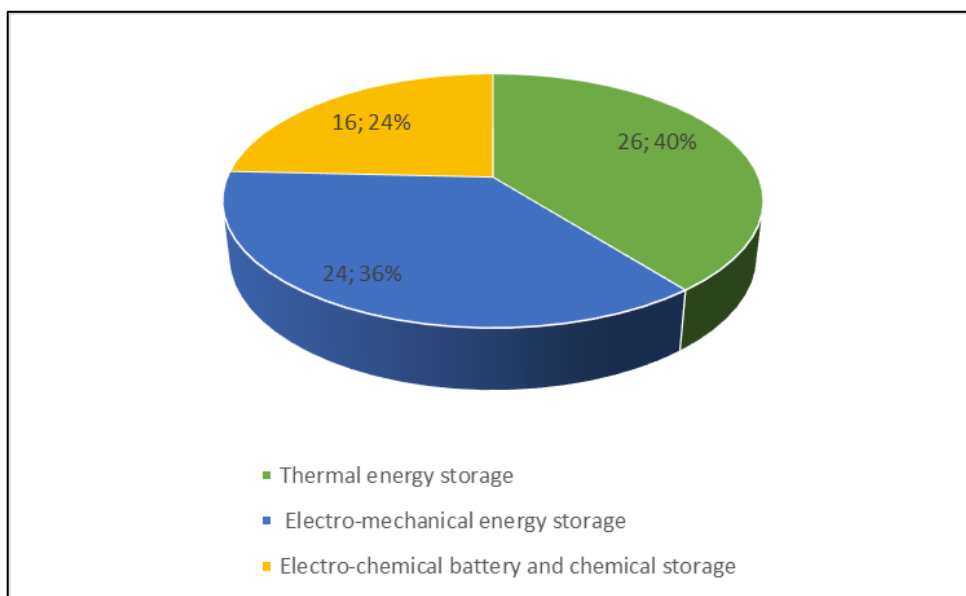
### **3.2.1 España**

España cuenta con un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 proyectando al 2030 y el 74% del sistema eléctrico sea renovable y el 100% en 2050.

Así mismo, cuenta con una estrategia de almacenamiento energético, la cual consiste en llegar a contar con una capacidad de almacenamiento de unos 20 GW en 2030 y alcanzar los 30 GW en 2050, considerando el almacenamiento a gran escala, así como distribuido.

Como se puede apreciar en la Figura N° 3.7, en España se tienen 66 plantas de generación de energía con almacenamiento, de los cuales predomina el tipo de almacenamiento térmico con un 40%, seguido del almacenamiento electromecánico en 36% y por ultimo del almacenamiento electroquímico con un 24%.

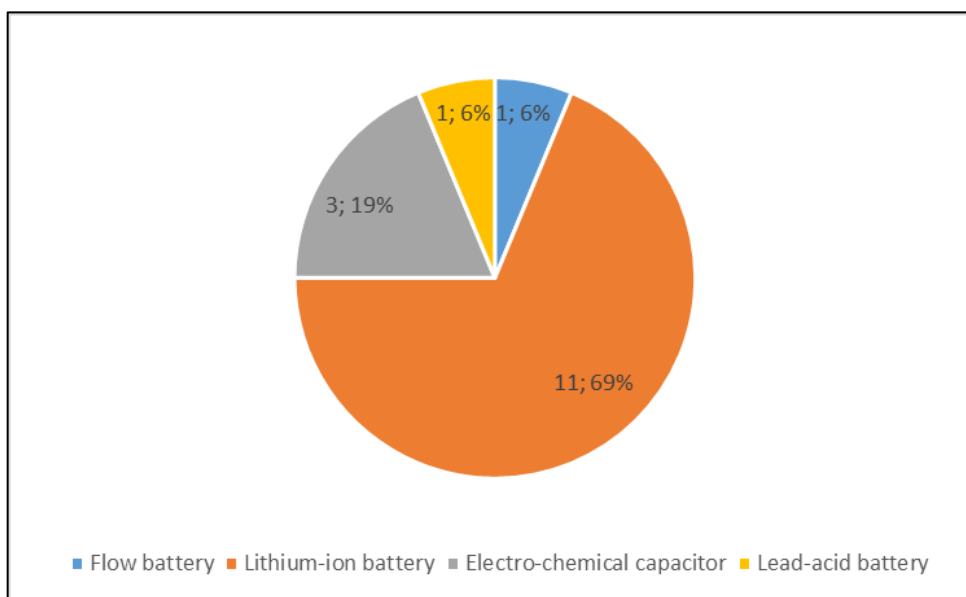
**Figura N° 3.7** Tipos de energía con almacenamiento en España



Fuente: Elaboración propia a partir de (SANDIA, 2021)

El tipo de almacenamiento químico más usado es el de baterías de ion litio, con un total de once plantas en operación, lo que representa un 69% del total.

**Figura N° 3.8** Tipo de almacenamiento electroquímico en España



Fuente: Elaboración propia a partir de (SANDIA, 2021)

De estas once plantas con almacenamiento con baterías de ion litio, las principales se detallan a continuación:

✓ **Endesa STORE: Gran Canaria Project**

Esta planta se encuentra ubicada en las Islas Canarias, el sistema consiste en 1 MW de potencia y 3 MWh de capacidad de almacenamiento, incorporando para ello un módulo de baterías de ion litio. Este proyecto contempla un tiempo de vida de 20 años.

En este caso se busca reducir la dependencia de continuar incrementando la infraestructura de la red y alimentar a la isla de manera independiente.

✓ **Almacena Lithium Ion Battery**

Esta planta se encuentra ubicado en la Ciudad de Carmona y opera desde el año 2013, consiste en la instalación de baterías de ion litio de 1 MW de potencia con capacidad de 3 MWh

✓ **Campo Arañuelo III**

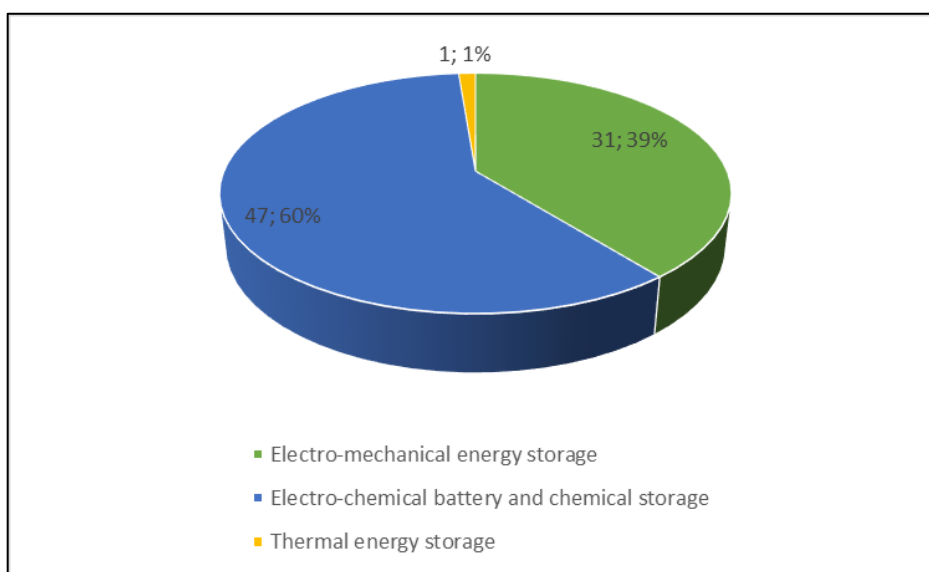
La instalación solar fotovoltaica ubicada en el municipio de Romangordo, de 39.95 MWp de potencia instalada y 32.74 MW de potencia nominal en inversores, consiste en 101,373 módulos fotovoltaicos de 375 Wp y 470 Wp y 2 contenedores de capacidad de almacenamiento de 4.5575 MWh (DOE - Diario Oficial de Extremadura, 2020).

En enero de 2021, España llevó a cabo una subasta de energías renovables, adjudicando un total de 3,034.178 kW, de los cuales se licitaron 67 proyectos de energía fotovoltaica, con un precio máximo de 28.7 E/MW y un mínimo de 14.89 E/MW. Si bien en la subasta no se realizaron precisiones al almacenamiento, la cantidad de proyectos licitados guarda relación con la estrategia de almacenamiento energético de dicho país.

### 3.2.2 Alemania

Alemania también constituye un importante ejemplo de país a la vanguardia en la tecnología de almacenamiento, teniendo en cuenta que actualmente mantiene un total de 70 plantas de energía con almacenamiento.

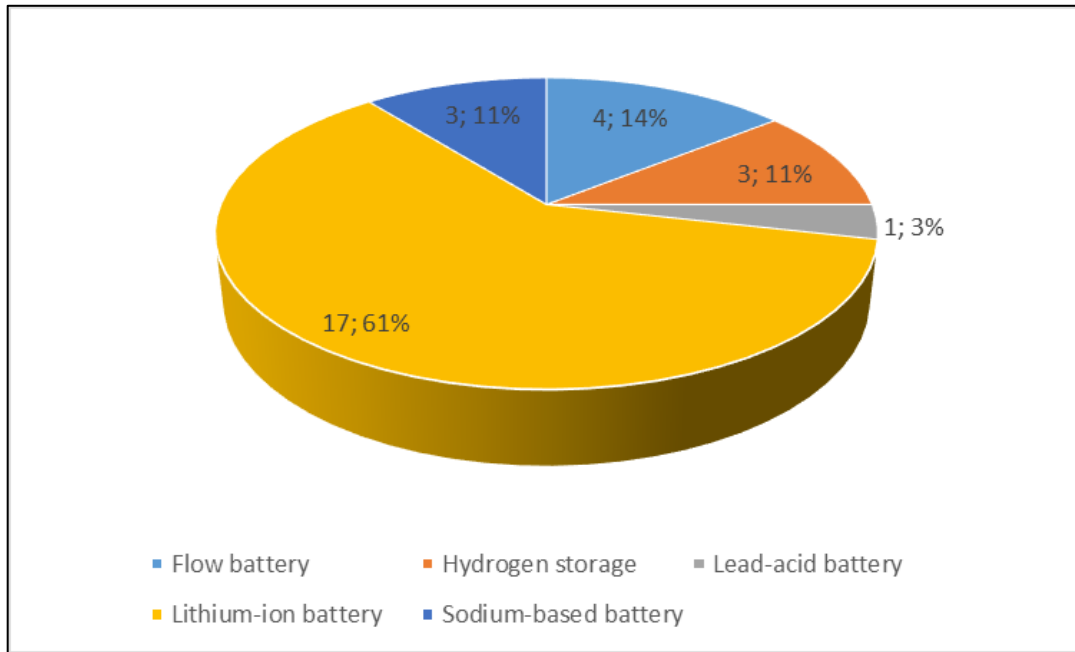
**Figura N° 3.9** Tipos de energía con almacenamiento en Alemania



Fuente: Elaboración propia a partir de (SANDIA, 2021)

El tipo de almacenamiento químico más usado es el de baterías de ion litio, con un total de 17 plantas en operación, lo que representa un 61% del total.

**Figura N° 3.10** Tipo de almacenamiento electroquímico en Alemania



Fuente: Elaboración propia a partir de (SANDIA, 2021)

✓ **Big Battery Lausitz**

LEAG, una de las empresas de energía más grande de Alemania ha impulsado el proyecto Big Battery Lausitz, en la central eléctrica de Schwarze Pump, en operación desde finales del año 2020, el sistema de almacenamiento de 50 MW es del tipo baterías de iones de litio, con un total de 13 contenedores, este sistema puede alimentar a la red por media hora (LEAG, 2021). La inversión en este proyecto ha sido de aproximadamente 25 millones de euros.

**3.2.3 Portugal**

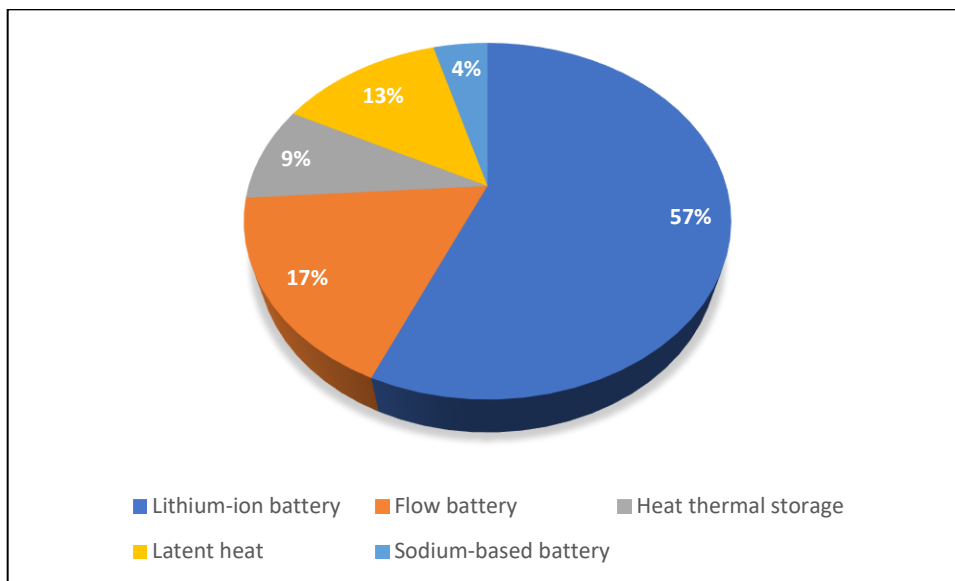
En agosto de 2020, se subastaron 700 MW repartidos en 12 lotes, del total de 700 MW se adjudicaron 670, de los cuales 483 fueron bajo la modalidad de almacenamiento, el restante en la modalidad de compensación al sistema y modalidad de contrato por diferencias.

Esta subasta ha sido la primera en incluir la tecnología de almacenamiento, con requisitos de un 20% de la capacidad total y con duración de una hora mínima.

### 3.2.4 Reino Unido

Como es común en la región europea, Reino Unido busca la descarbonización y lidera mediante la implementación de 39 proyectos, cuyos almacenamientos en un 57% son de Ion Lítio de aquellos que cuentan con almacenamiento electroquímico.

**Figura N° 3.11** Tipo de almacenamiento electroquímico en Reino Unido



Fuente: Elaboración propia a partir de (SANDIA, 2021)

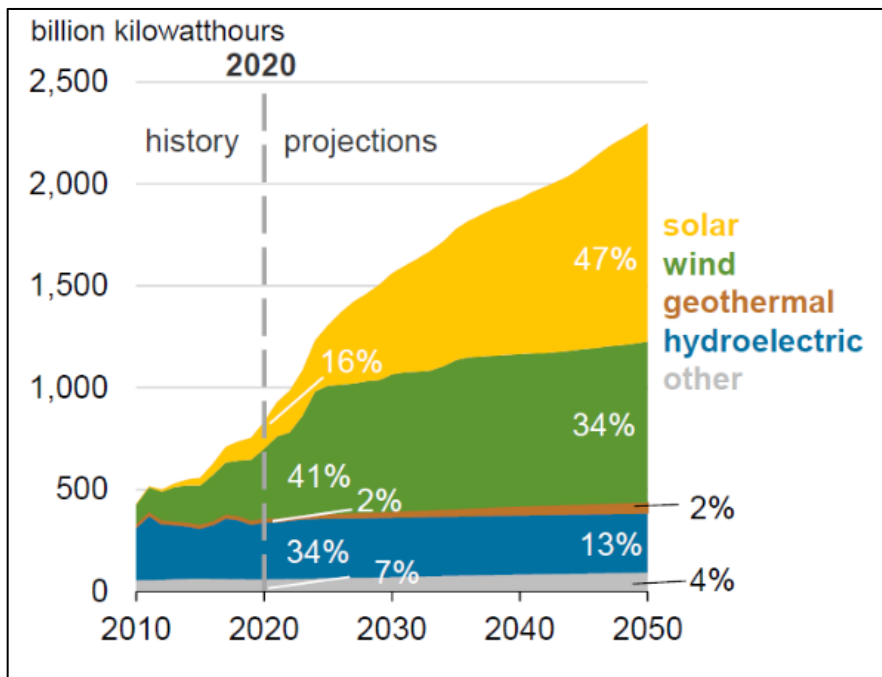
Una de las empresas que es referente en almacenamiento es la Fotowatio Renewable Ventures, la cual inició el mayor proyecto para almacenar energía en baterías del Reino Unido, básicamente almacenará 99 MW a un 198 MWh por dos horas, las baterías serán de iones de litio de Tesla Megapack. Cada Megapack cuenta con almacenamiento de 3 MWh, cada una de ellas cuenta con inversores bidireccionales integrados, gestor de la temperatura, entre otros.

### 3.3 Experiencia técnica en Norteamérica

#### 3.3.1 Estados Unidos

La generación de electricidad renovable en Estados Unidos tiene una tendencia de crecimiento a mediano y largo plazo, en comparación con las otras tecnologías de generación; y la tendencia de crecimiento significativo está en la tecnología fotovoltaica solar, de 16% en el año 2020 al 47% en el año 2050, tal como se puede observar en la Figura N° 3.12.

**Figura N° 3.12** Generación de electricidad renovable y proyectado al 2050. (EE.UU.)



Fuente: (U.S. Energy Information Administration, 2021)

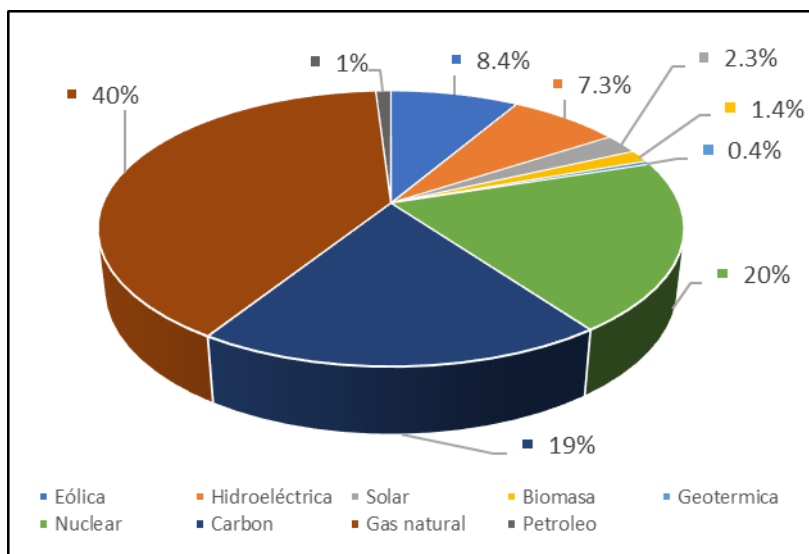
El mercado eléctrico tiene una capacidad instalada de generación de 1,143,266 MW y el consumo anual de energía en el año 2020 fue de 4,007,019 GW-h (EIA Energy Information, 2020); en la matriz de generación eléctrica predomina la fuente de generación a base de gas natural con 40%, nuclear con 20%, las energías renovables con 20% en la cual



la tecnología fotovoltaica solar está en un 2.3% del consumo de electricidad total en EE.UU., tal como se detalla en la Figura N° 3.13

La capacidad instalada de renovables ha sido de 292,543 MW para el año 2020 y la generación de renovables asciende a 795,859 GW-h, dentro de la cual la generación fotovoltaica solar fue de 89,199 GW-h (EIA Energy Information, 2020).

**Figura N° 3.13** Participación matriz de generación Estados Unidos



Fuente: (U.S. Energy Information Administration, Electric Power Monthly, 2020)

En la Tabla N° 3-4, se resumen las principales plantas de generación solar fotovoltaicas con almacenamiento de baterías en los Estados Unidos.

**Tabla N° 3-4** Plantas de generación solar con almacenamiento de baterías EE.UU.

<b>Planta de Generación</b>	<b>Estado</b>	<b>Capacidad de Potencia (kW)</b>	<b>Duración de almacenamiento de baterías (hr)</b>	<b>Capacidad de almacenamiento (kWh)</b>
Kauai Dispatchable Solar Storage - 13 MW / 52MWh - Solar City	Contratado	13000	4	52000
Yunicos OCI Solar Power Austin	Proyecto	1000	4	4000
KIUC Port Allen Solar and Bess	En Operación	3000	0.67	2010
New Yorks First Completed Solar Energy Storage Project	En Operación	490	4	1960
Southern Bighorn Solar & amp; Storage Center - 300 MW Solar Array	Proyecto	300000	4	1200
Arrow Canyon Solar Project - 200 MW Solar Photovoltaic Project	Proyecto	200000	5	1000
Las Cruces - Apollo Solar / Iron Edison	En Operación	48	10	480
Solar City Walmart Solar Storage Project California	Proyecto	200	2	400
NetZero Plus Electric Training Institute (NZE - ETI) Solar Plus Storage	En Operación	500	0.5	250
Solar City / Tesla / Princenton Power EV Charging Station (Fremont Site 1)	Proyecto	200	1	200

Fuente: Elaboración propia a partir de (SANDIA, 2021)

Los factores que han incentivado el desarrollo y crecimiento de las inversiones de generación solar fotovoltaica han sido los bajos costos de esta tecnología. Los costos de los módulos fotovoltaicos se han reducido a la mitad en los últimos años, en sus diferentes tecnologías como los módulos de silicio cristalino y las de películas delgadas.

#### ✓ **Subestación Mira Loma**

Ubicada en California, se desarrolló la instalación de almacenamiento de energía con baterías de iones de litio de 80 MWh, capacidad de 20 MW y autonomía de almacenamiento de 4 horas, con la cooperación de las compañías Southern California Edison y Tesla.

El almacenamiento de batería contiene dos sistemas de 8 MW, cada uno con 198 Powerpacks Tesla y 24 inversores. El sistema modular permite que se conecte a dos circuitos separados en la Subestación Mira Loma, ingreso a operar en el año 2017.

Las baterías pueden cargarse cuando hay más energía renovable que la demanda y suministra esta energía a los usuarios durante las horas punta, esto permite un mayor uso de tecnologías de energía limpia y a la vez se reduce la contaminación al medio ambiente.

✓ **Proyecto Solar Gemini**

De 690 MW ubicado a 30 millas de las Vegas, con un presupuesto estimado de USD 1,000 millones; de propiedad del gerente de inversiones Quinbrook Infrastructure Partners LLC, el Proyecto Gemini Solar + Battery Storage desarrollado por Arevia Power. El proyecto tendrá 690 MW de capacidad de energía solar, respaldados por 380 MW de almacenamiento de energía. La central solar Gemini será capaz de almacenar y desplegar más de 1,400 MWh.

✓ **Planta Solar Topaz Farm 450 MW**

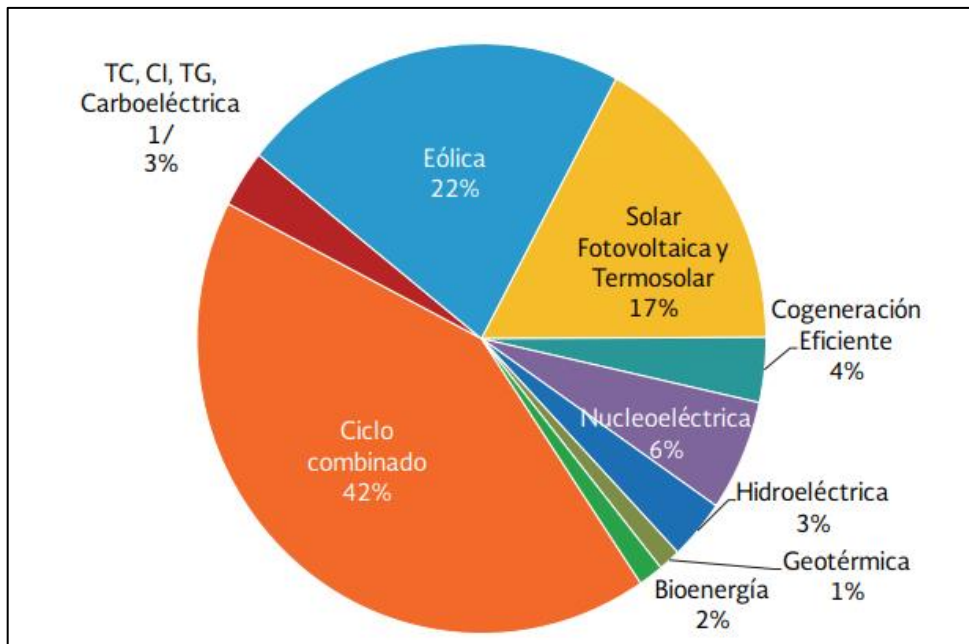
Ubicado en la localidad de San Luis Obispo, California, ingreso en operación en el año 2014, la planta solar hasta entonces era la más grande y de mayor potencia del mundo. La planta Topaz Solar Farm ocupa un área de 26 kilómetros cuadrados y tiene instalados un total de 9 millones de paneles fotovoltaicos de first solar con potencia de 450 MW. Tuvo una inversión de USD 2,500 millones de dólares, para abastecer una demanda de energía a un total de 160,000 hogares, ahorra un total de 377,000 toneladas de emisiones de CO2 al año que equivalen a una reducción de contaminación de 73,000 vehículos en la carretera.

### **3.3.2 México**

En la Figura N° 3.14, se detalla la participación por capacidad de tecnologías en el periodo del 2018- 2032 de acuerdo al Programa de desarrollo del sistema eléctrico Nacional

de México, se tiene la proyección de crecimiento de energías no convencionales a un 49% y en especial énfasis la generación solar fotovoltaica y termo solar representa un crecimiento proyectado a 17% al año 2032.

**Figura N° 3.14** Participación por capacidad de tecnología 2018-2032 (México)

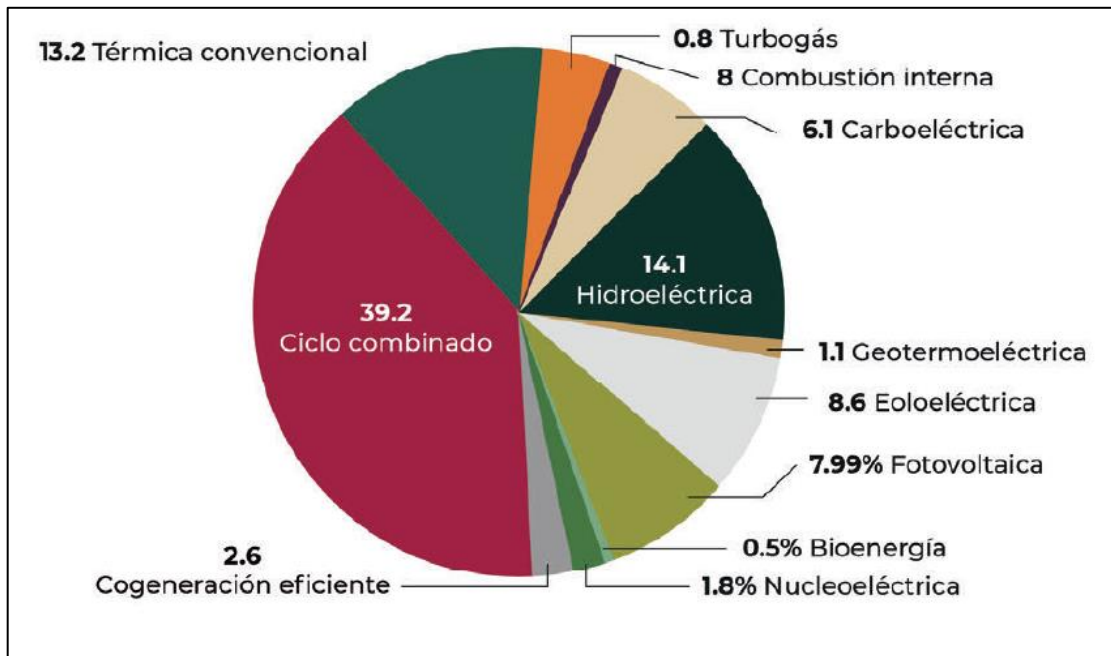


Fuente: (SENER, 2018)

En su mercado eléctrico tiene una capacidad instalada de generación de 80,000 MW (Sener, 2020) y una demanda bruta actual de 24,889 MW a 01 enero 2022; dentro de su matriz de generación eléctrica predomina la fuente de generación de ciclo combinado con 39.2%, hidroeléctrica con 14.1%, eólica 8.6% y tecnología fotovoltaica solar el 7.99%, tal como se detalla en la Figura N° 3.15.

Como se puede apreciar en los porcentajes de la matriz de generación de energía, México tiene un 18.19 % de generación de renovables no convencionales liderado por tecnologías de generación eólica y fotovoltaica respectivamente.

**Figura N° 3.15** Participación matriz de generación en México al 30 de abril de 2021



Fuente: (SENER-CENACE, 2021)

✓ **Central Aura Solar III**

Ubicada en La Paz –Baja California Sur; cuenta con una potencia de 39 MW incluye un sistema de almacenamiento con baterías de ion litio de 11 MW, ejecutado por la empresa Gauss Energía en el año 2018. El almacenamiento consta de baterías de iones de litio con una capacidad de carga/ descarga de 10.5 MW y 7 MWh de energía almacenada, que se encuentra conectada a la red del sistema interconectado nacional de México.

✓ **Central Arroyo Power**

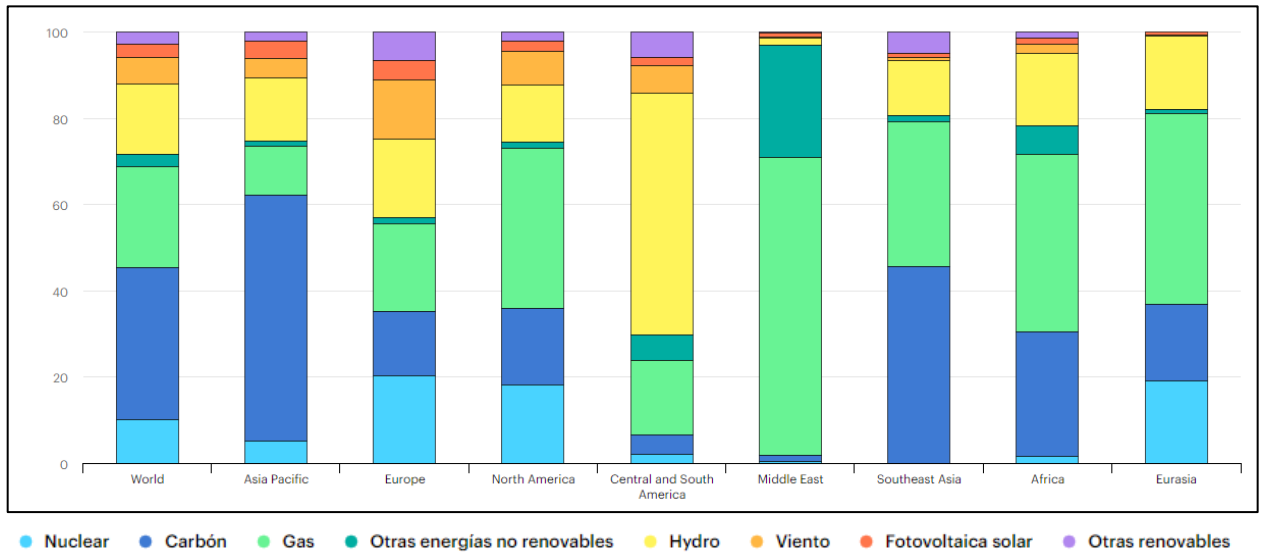
En octubre del año 2018, la Empresa Arroyo Power instaló un sistema de baterías de 12 MW / 12 MWh para un fabricante de automóviles en la localidad de Monterrey- Nuevo León, el sistema opera como banco de baterías de respaldo de respuesta a la frecuencia de reserva rotante de energía para la central. La tecnología utilizada de almacenamiento

es con baterías químicas. El sistema de baterías no está conectadas a la red y sirve únicamente como respaldo contra las fallas e interrupciones de energía. (Tesla only).

### 3.4 Experiencia técnica en Latinoamérica

Conforme se puede apreciar en la Figura N° 3.16, al año 2020 en Sudamérica la fuente de generación está dominada por la tecnología hídrica y térmica, y la tecnología fotovoltaica y solar representan únicamente un aproximado de 5% del total.

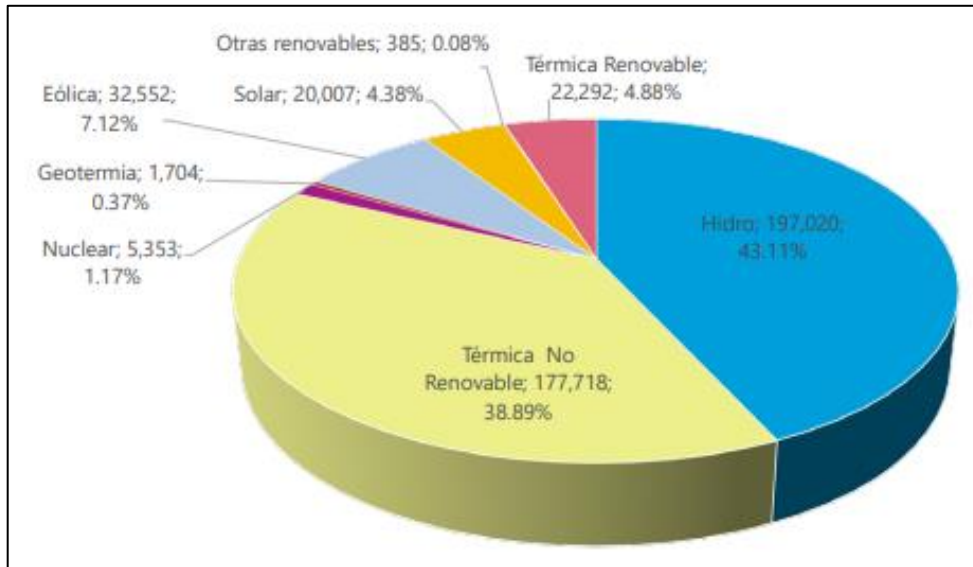
**Figura N° 3.16** Mix de suministro eléctrico por región 2020



Fuente: (IEA, 2020)

En la Figura N° 3.17, se puede observar la capacidad instalada en América latina y el Caribe, con una fuente primaria netamente hídrica y térmica, la tecnología solar fotovoltaica solo representa el 4.38%. Ante el incremento en la capacidad de generación de esta tecnología los sistemas eléctricos se volverán menos flexibles.

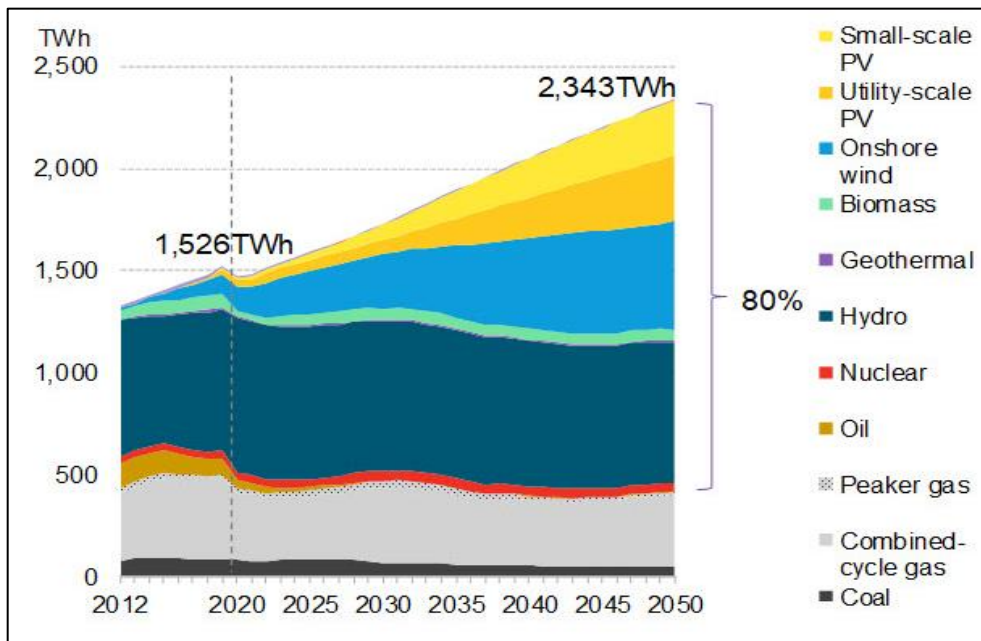
**Figura N° 3.17** Capacidad instalada para generación eléctrica ALC (MW; %)



Fuente: (OLADE, 2021)

La capacidad instalada al año 2050 de la tecnología solar y eólica será el cincuenta por ciento de la capacidad instalada total y suministrará la mayor parte de la demanda.

**Figura N° 3.18** Generación de electricidad en América Latina



Fuente: (Bloomberg, 2022)

### 3.4.1 Perú

En el Perú, se llevaron a cabo cuatro subastas de energía renovables no convencionales; dentro de ella destaca la tecnología solar.

**Tabla N° 3-5** Potencia de generación solar instaladas en Perú

Proyectos	Capacidad (MW)	Factor de Planta
Panamericana	20	28.9 %
Majes	20	21.5 %
Repartición	20	26.9 %
Tacna	20	21.4 %
Moquegua	16	30.5 %
Rubí	144.48	33 %
Intipampa	40	31 %
280.48		

Fuente: (Arredondo & Ramos, 2020)

El costo de instalación de las centrales solares fotovoltaicas en el Perú ha ido disminuyendo progresivamente; ver Figura N° 3.19, asimismo en las primeras licitaciones el costo de instalación fue de 4,730 USD/kW para centrales que entraron en operación el año 2012, conforme se puede apreciar en la Tabla N° 3-6.

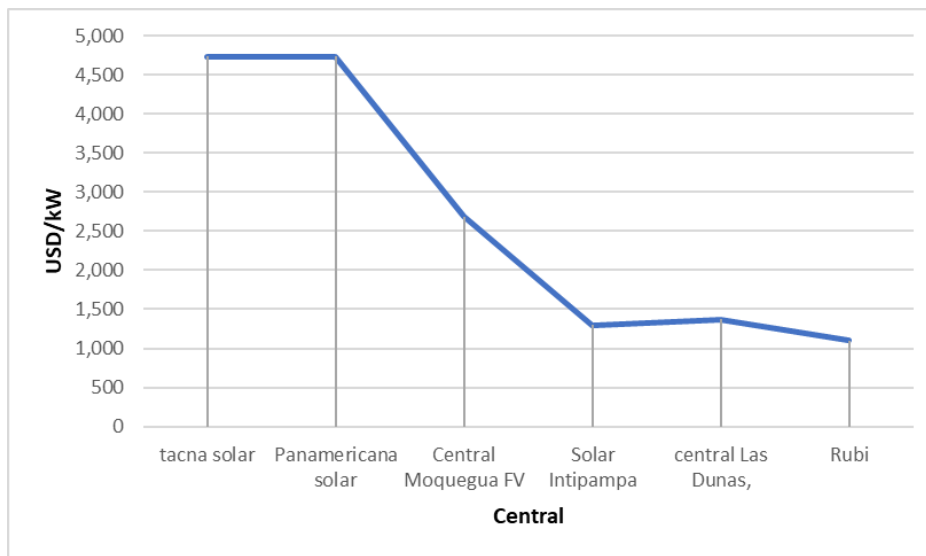
**Tabla N° 3-6** Costo de instalación solar fotovoltaica

Central	Costo de instalación USD / kW	En operación
Tacna Solar	4,730.00	2012
Panamericana Solar	4,730.00	
Central Moquegua FV	2,687.50	2014
Solar Intipampa	1,300.00	2018
Central Las Dunas	1,369.00	Proyectado en 2018
Rubí	1,100.00	2018

Fuente: Elaboración propia a partir de (Calameo, 2021)



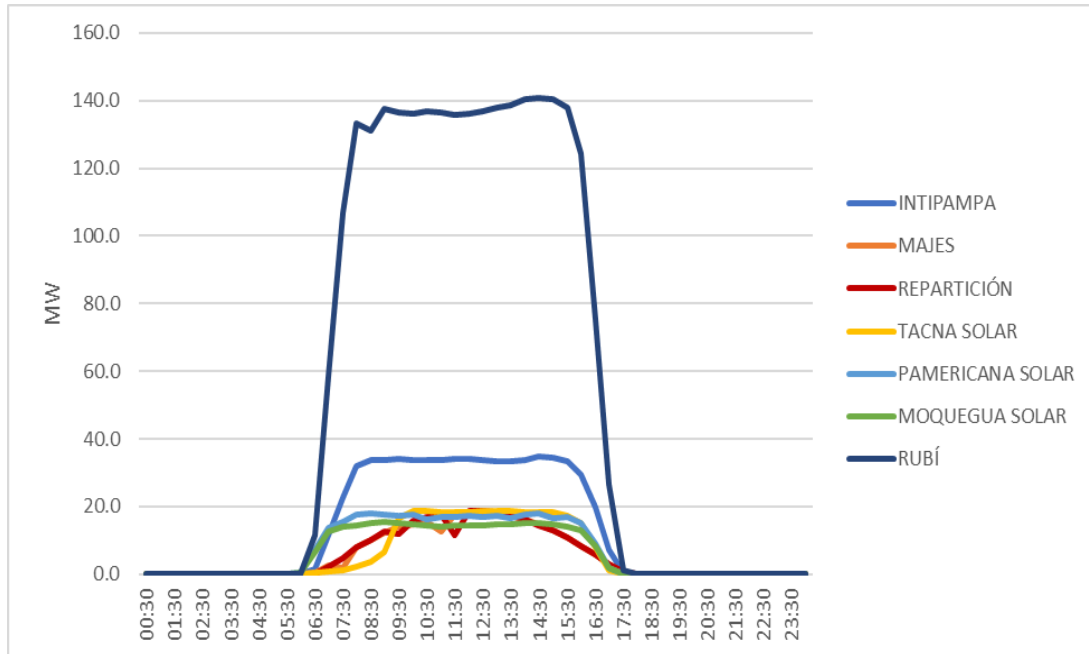
**Figura N° 3.19** Tendencia de Costo de Instalación de Central Solar



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la Tabla N° 3-6

La operación de las centrales fotovoltaicas mencionadas en la Tabla N° 3-6, se puede observar en la Figura N° 3.20, donde la campana de operación diaria solo inyecta energía de 6:00 am hasta 17:30 pm, debido a que estas centrales no inyectan energía en horas punta, la diferencia no es inyectada al sistema; la cual es asumida por otras fuentes de generación de energía y generalmente es cubierta por las centrales de combustible fósil, gas natural y diésel en horas de máxima demanda.

**Figura N° 3.20** Resumen de Operación Diario



Fuente: Elaboración propia a partir de (OSINERGMIN, 2022)

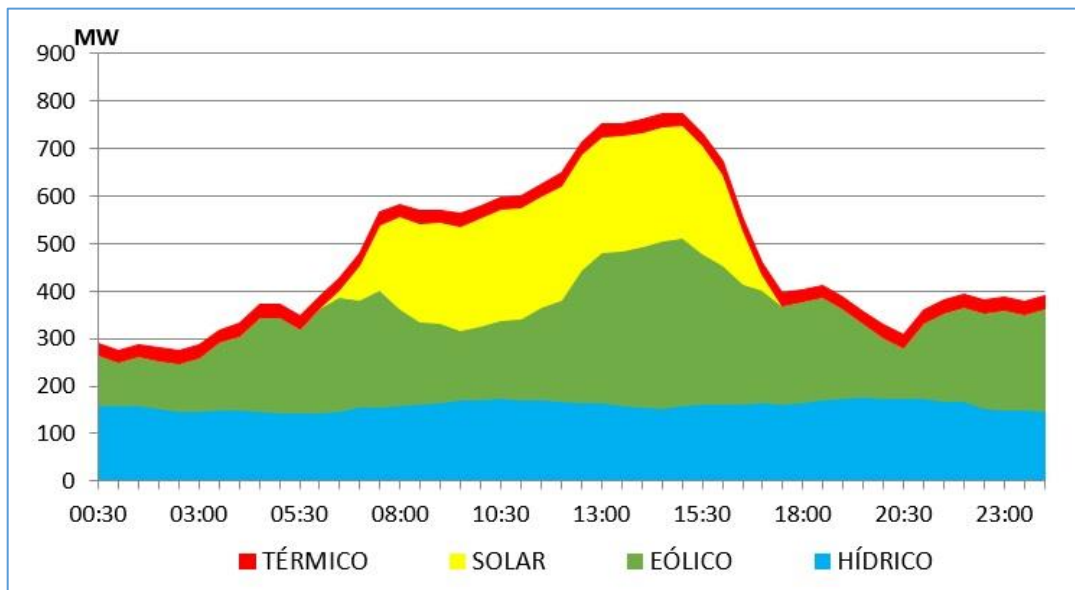
La tecnología BESS en nuestro país está orientada a resolver la problemática asociada a la regulación primaria de frecuencia (RPF), considerando que en las centrales de generación eléctrica de ciclos combinados; en especial la turbina de vapor el incumplimiento del RPF está sujeta a penalidades.

En el Perú, se ha desarrollado la primera tecnología BESS inaugurada el 14 de enero del 2021 por la compañía Enel Perú, esto marca un hito importante ya que se trata del primer sistema de almacenamiento con baterías de Ion-Litio. Con una inversión de 10 MMUSD, y un dispositivo de almacenamiento de 14.6 MW de potencia incorporado para una central térmica de 469.4 MW de potencia efectiva, dicha infraestructura tiene como objetivo el entregar y absorber energía hacia y desde el sistema eléctrico para compensar las desviaciones de frecuencia del SEIN, prestar servicios de regulación primaria de frecuencia,

mejorar la calidad de energía entregada a los clientes e incrementar la estabilidad y confiabilidad del sistema.

En cuanto al SEIN, de acuerdo al Decreto Ley N° 1002 de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energía renovables (MINEM, 2010), hasta el 5% de potencia instalada será en base a RER, de los cuales la tecnología solar fotovoltaica tiene actualmente una potencia instalada de 285 MW y se encuentra concentrada en la parte sur del país.

**Figura N° 3.21** Priorización de Despacho de la Generación de las RER en el SEIN



Fuente: (COES, 2021)

### ✓ Proyecto BESS en la ciudad de Iquitos

La Ciudad de Iquitos es considerada una de las urbes más grande del Perú no está conectada a una red nacional de sistema eléctrico, en este caso al SEIN, actualmente utilizan Diésel para generar energía y poder abastecer su demanda, el costo de generar con este tipo de combustible es muy elevado, a un promedio de 122 \$/MWh (MINEM, 2020), lo que obliga al estado a subsidiar la diferencia con el costo marginal actual del SEIN valorizado en 28 \$/MWh. En diciembre del año 2021 se adjudicó el proyecto de una planta solar fotovoltaica con una capacidad de 100MW más sistema de almacenamiento de 100MWh a la empresa EDF RENEWABLES. Con la generación de energía a través de esta tecnología se evitará más de 2 millones de toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub>.

### 3.4.2 Chile

Al año 2022, el mercado eléctrico chileno tiene una potencia instalada de 29,316 MW, de acuerdo a la Tabla N° 3-7, en la matriz de generación aun predomina la fuente térmica con 44.7%, seguida de la hidráulica con 24.8% y ERNC con 30.5%, dentro de las cuales la tecnología solar representa el 17.4%.

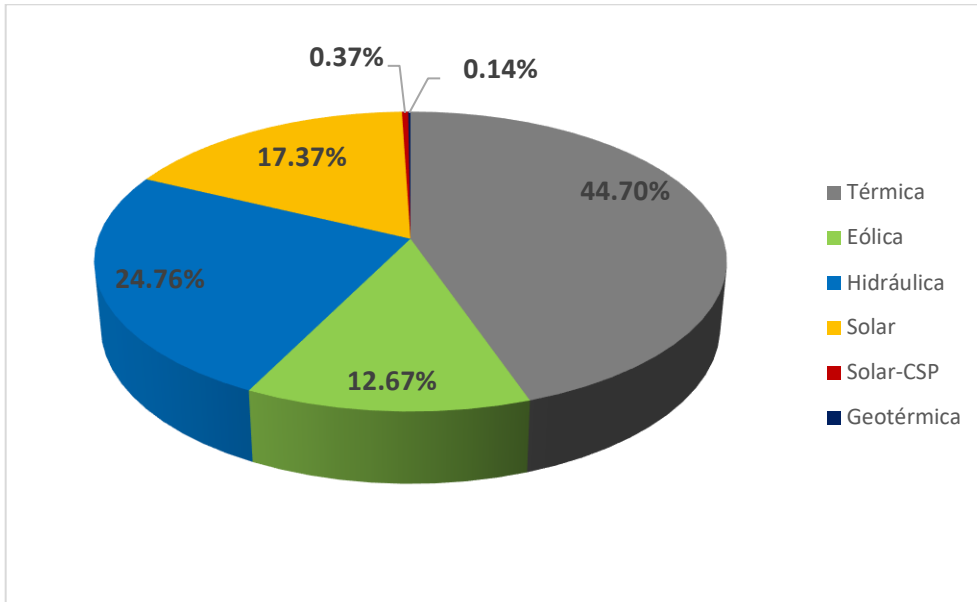
**Tabla N° 3-7** Potencia Instalada por tipo de tecnología

<b>Tecnología</b>	<b>MW</b>	<b>Porcentaje</b>
Térmica	13, 104	44.7%
Eólica	3, 715	12.7%
Hidráulica	7, 259	24.8%
Solar	5, 091	17.4%
Solar CSP	108	0.4%
Geotérmica	40	0.1%
Total	29, 316	100%

Fuente: Elaboración propia a partir de (Coordinador Eléctrico Nacional de Chile, 2022)

Chile, es el país donde más se han desarrollado las tecnologías renovables; con especial énfasis en la tecnología solar y eólicas.

**Figura N° 3.22** Participación matriz de generación de Chile



Fuente: Elaboración propia a partir de (Coordinador Eléctrico Nacional de Chile, 2022)

La CNE informa de 176 proyectos ERNC en construcción, que totalizan 4,090 MW de capacidad instalada, la mayoría (3,410 MW), son iniciativas solares fotovoltaicas.

A febrero del año 2022, la capacidad total instalada de los proyectos aprobados fue de 47,442 MW, de los cuales 30,236 MW corresponden a iniciativas solares fotovoltaicas, seguidas por los 13,574 MW de energía eólica (PV Magazine, 2022). A continuación, se mencionan los principales proyectos para el sistema de almacenamiento.

#### ✓ **Subestación Los Andes**

La empresa AES General fue la primera en introducir la tecnología de almacenamiento de energía en base a baterías de ion litio. Se implementó en el año 2009 con una inversión de US\$ 14 millones y su principal función es la de brindar servicios críticos de

contingencia para mantener estable el sistema eléctrico en el norte de Chile, cuando ocurra una desviación significativa de frecuencia, la tecnología BESS proporciona 12 MW de potencia instantánea y con una autonomía de 15 minutos a plena carga, intervalo de tiempo permite al coordinador eléctrico de Chile poner en servicio otros generadores de reserva.

✓ **Matriz de almacenamiento AES Angamos**

Este proyecto de almacenamiento por baterías ion litio se encuentra instalado en paralelo con la central térmica Angamos, la tecnología BESS entró en operación el 2012 con una inversión de US\$ 38 millones, con una potencia de 20 MW y con una autonomía de 20 minutos. Partió como un proyecto piloto, pero actualmente esta central de almacenamiento proporciona servicios de contingencia críticos para mantener la seguridad y fiabilidad en el sistema respondiendo a la frecuencia del sistema.

✓ **Sistema de almacenamiento de centrales térmicas Cochrane**

Este proyecto ya se encuentra operativo desde el 2016, se trata de una central térmica a carbón trabajando en paralelo con un sistema de almacenamiento por baterías ion litio, el sistema BESS tiene una potencia de 20MW con una duración de 15 minutos, y trabaja como un sistema de respaldo a la generación cuando la frecuencia baja del punto de seteo respondiendo también a la regulación de frecuencia.

Si bien en el último año se han venido desarrollando proyectos de centrales solares con almacenamiento por baterías a nivel global, Chile es el país donde se está desarrollando con grandes augurios este tipo de tecnología a comparación del resto de países de Latinoamérica., conforme se puede apreciar en la Tabla N° 3-8.

**Tabla N° 3-8** Proyectos FV más BESS

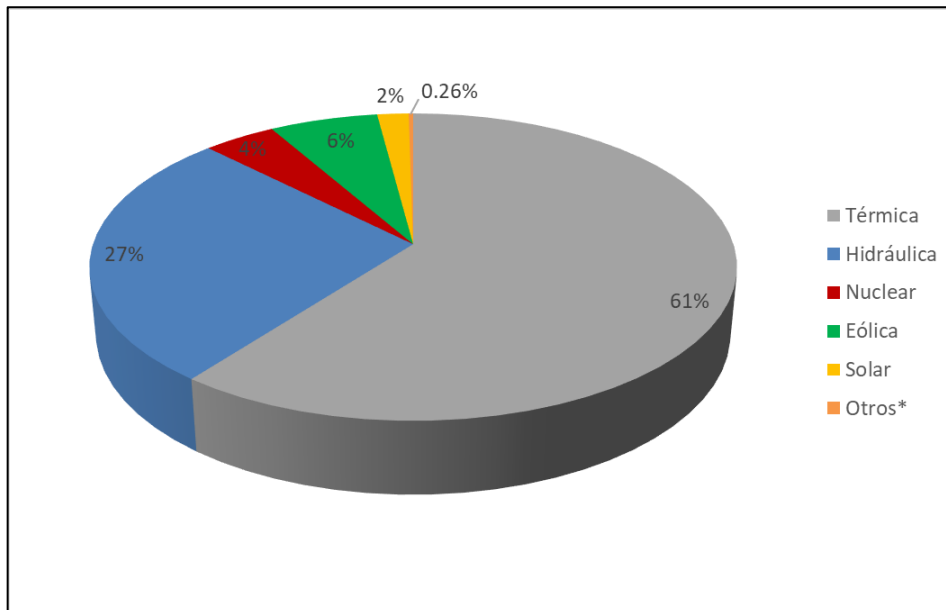
Proyecto	País	Ubicación	Potencia	Potencia
			FV (MW)	BESS (MW)
Central solar más almacenamiento	San Cristobal y Nieves	En el Caribe	35.7	14.8
Solar E-Quator Energy	Ecuador	América Latina	14.8	40.9
Parque Solar Pelequen	Chile	América Latina	175	NE
Proyecto solar bellavista de Punitaqui	Chile	América Latina	374	NE
Proyecto Minera vale	Brasil	América Latina	--	10
Capella Solar	Panamá	América Latina	140	11
Central solar más almacenamiento Iquitos	Perú	América Latina	100	100
Parque fotovoltaico Copiapó solar	Chile	América Latina	300	100
Parque solar fotovoltaico Tirana Oeste	Chile	América Latina	336	159
Parque Fotovoltaico Andino occidente I	Chile	América Latina	180	50
Planta Solar fotovoltaica Pampa Camarones	Chile	América Latina	300	NE
Optimización Parque solar Samantha	Chile	América Latina	35	NE
Proyectos Andes Solar II-B	Chile	América Latina	180	112
Parque Fotovoltaico Andino Occidente I	Chile	América Latina	180	50

Fuente: Elaboración propia a partir de (SANDIA, 2021)

### 3.4.3 Argentina

El mercado eléctrico argentino tiene una potencia instalada de 41,951 MW de potencia instalada, el 8% es en base a ERNC, de los cuales el 2% es solar.

**Figura N° 3.23** Participación matriz de generación Argentina

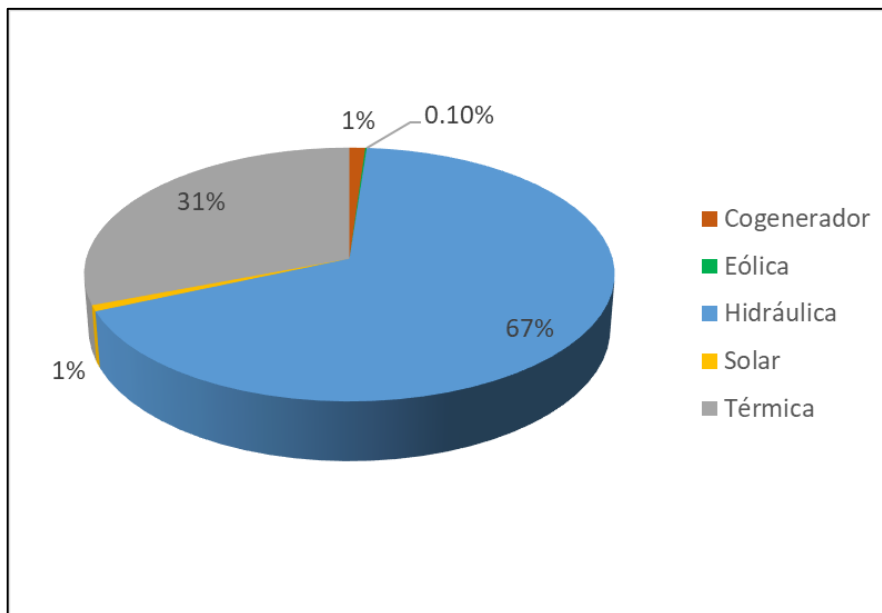


Fuente: elaboración propia a partir de (CMMESA, 2020)

### 3.4.4 Colombia

El mercado eléctrico colombiano tiene 17,762.27 MW de potencia instalada, un 1.5% corresponde a ERNC, de los cuales el 1% es solar.

**Figura N° 3.24** Participación matriz de generación de Colombia



Fuente: Elaboración propia a partir de (XM, 2020)

#### ✓ Sistema BESS Central térmica Termozipa

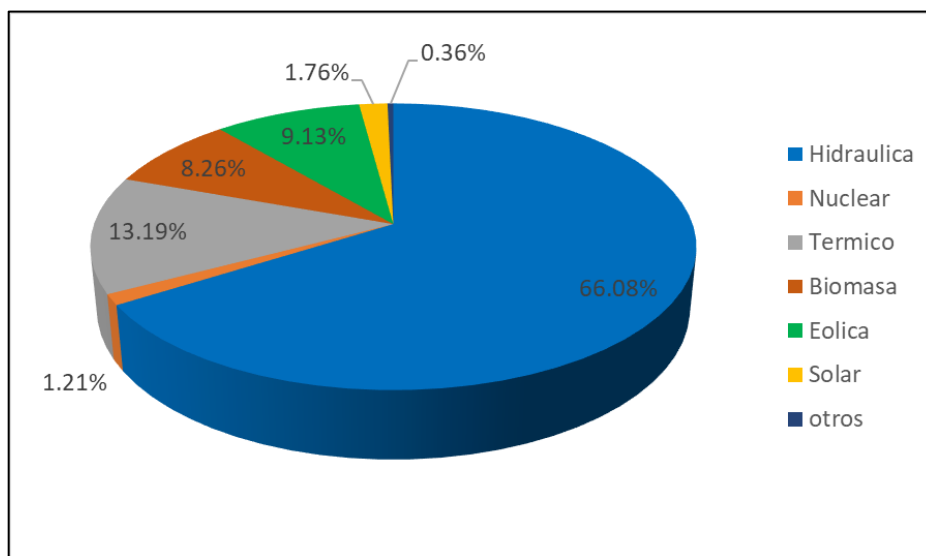
Este proyecto de sistema BESS con una potencia de 7 MW tiene una inversión de US\$ 6 millones, principalmente servirá para regulación de frecuencia.

### 3.4.5 Brasil

El mercado eléctrico brasileño tiene una potencia instalada de 163,982 MW, de los cuales el 11% corresponde a la tecnología solar y eólica; de acuerdo a la Figura N° 3.25.



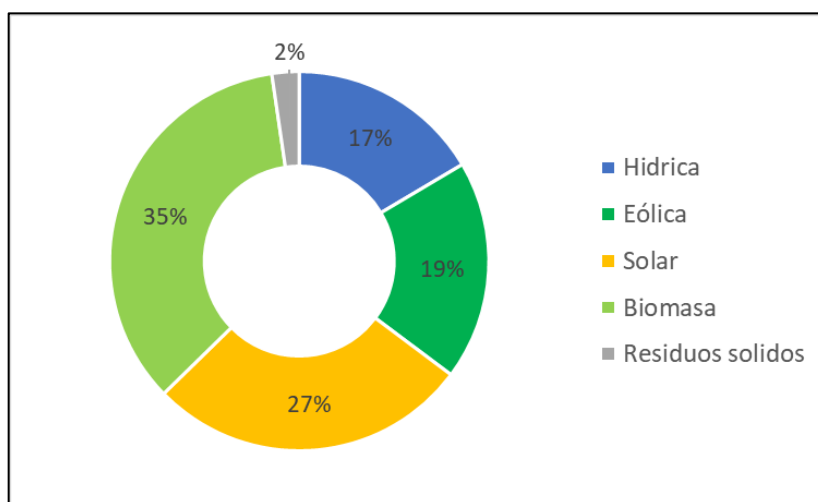
**Figura N° 3.25** Participación matriz de generación Brasil



Fuente: Elaboración propia a partir de (ONS, 2021)

Todas las tecnologías provienen de fuentes renovables, esto demuestra que Brasil está comprometido con la lucha del cambio climático, su compromiso es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, particularmente la tecnología solar mantiene una cuota de 27% (Ver la Figura N° 3.26)

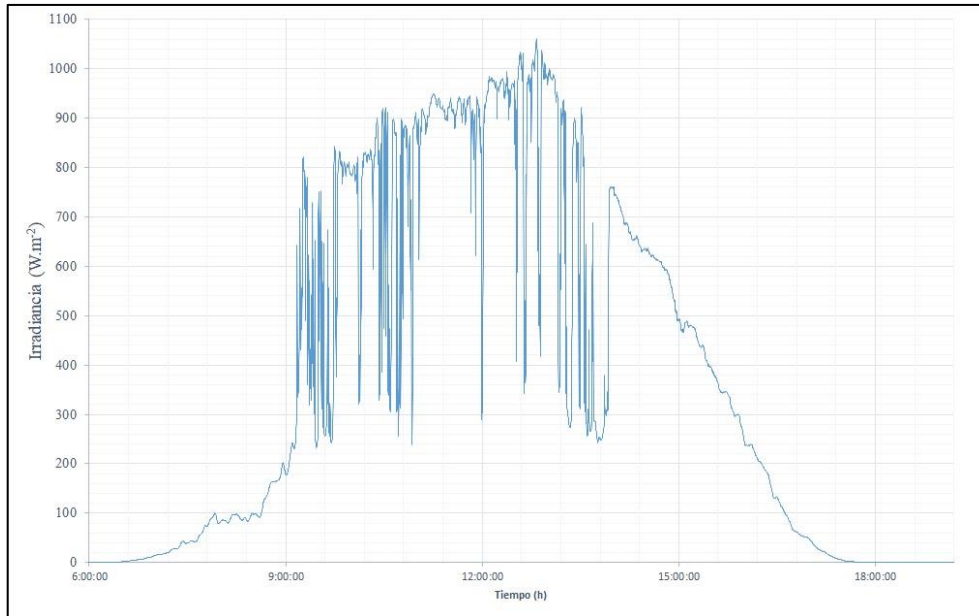
**Figura N° 3.26** Participación por tecnologías



Fuente: Elaboración propia a partir de (PV Magazine, 2021)

Las fluctuaciones de potencia y energía generada por una planta de generación fotovoltaica son perjudiciales para un sistema eléctrico, ante esta problemática se implementa un conjunto de baterías BESS para dar suavidad al sistema.

**Figura N° 3.27** Comportamiento de irradiancia de una planta solar en Brasil



Fuente: (Melendez, 2021)

La data de irradiación para evaluación de una central solar fotovoltaica en Brasil mostrada en la Figura N° 3.27, es un claro ejemplo donde sería aplicable darle firmeza de generación implementando equipos de almacenamiento de energía con baterías BESS, por las condiciones climáticas adversas (lluvias, climas nublados).

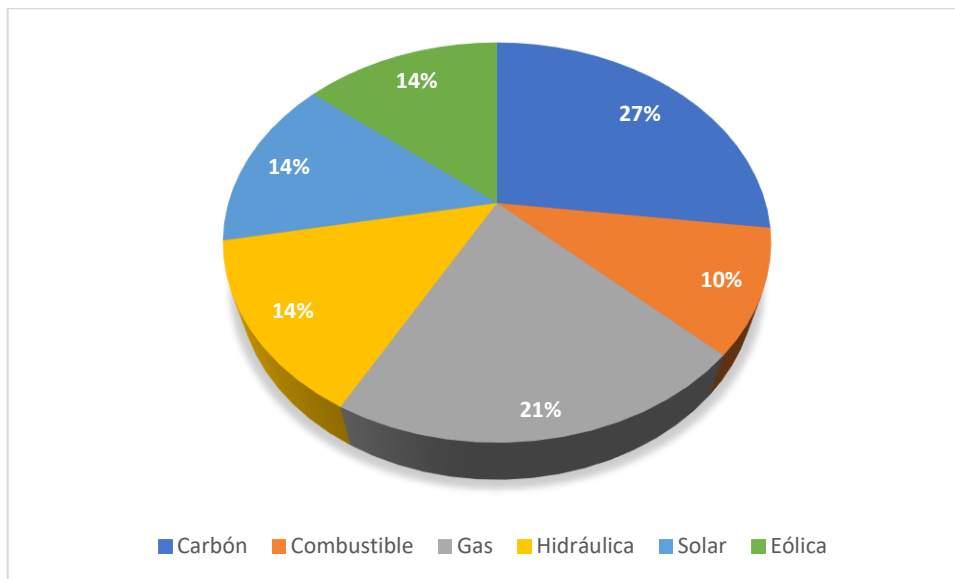
### **3.5 Experiencia técnica en África y Oceanía**

#### **3.5.1 Marruecos**

En la Figura N° 3.28, se puede apreciar que en Marruecos predomina la generación de energía a través del carbón, por lo que una de las principales políticas de dicho país es subir

la contribución de las energías renovables para llegar de 10 a 12% en 2020 y del 15 a 20% en el 2030.

**Figura N° 3.28** Tipos de energía en Marruecos



Fuente: (CADTM, 2022)

A continuación, se indican los proyectos principales con sistemas de almacenamiento:

El Proyecto NOOR, se encuentra ubicado en el municipio de Ouarzazate, en el distrito de Agadir, el espacio escogido cuenta con la mayor cantidad de luz solar del mundo, se estima en 2,635 kWh/m<sup>2</sup> por año. Este proyecto contempla el desarrollo de una planta formada por cuatro fases; la primera fase, llamada Noor I, cuenta con quinientos mil espejos dispuestos en filas de un número de ochocientos y que según la ubicación del sol ellas se van moviendo de manera perpendicular. Se espera que la planta genere alrededor de 580 MW de electricidad, siendo la primera fase NOOR I de 160 MW, con una capacidad de almacenamiento en esta primera etapa de 3 horas para ser suministradas en las horas pico de la tarde.

Respecto a la NOOR II, se basará en la tecnología CSP de colectores de cilindro parabólicos, esperando una capacidad de 200 MW y siete horas de almacenamiento. La fase NOOR III proyecta una capacidad de 150 MW.

La cuarta fase, NOOR IV, será un proyecto híbrido de capacidad 950 MW (700MW CSP y 250MW PV).

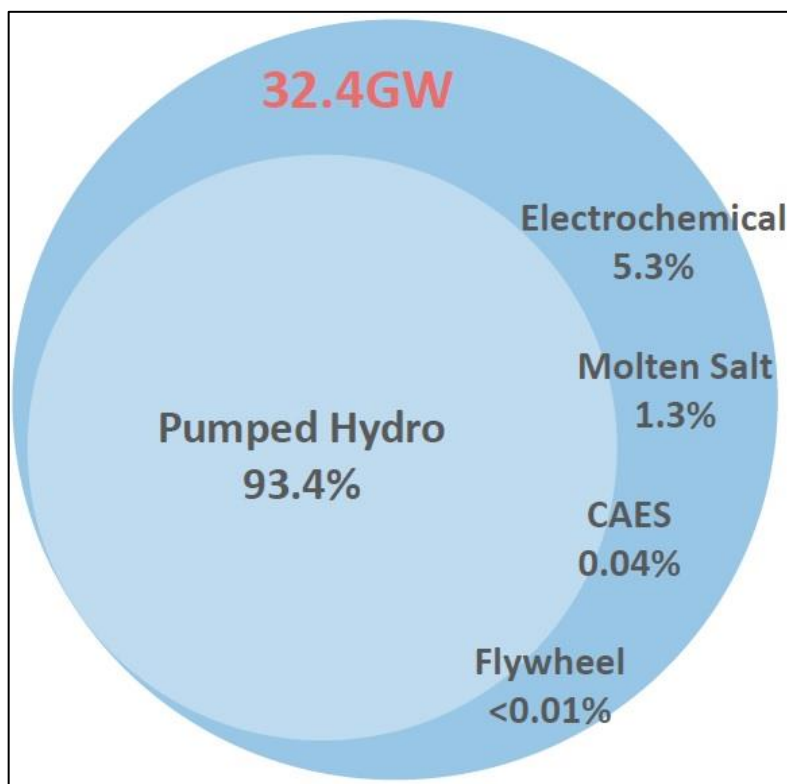
### **3.6 Experiencia regulatoria en Asia**

#### **3.6.1 China**

Actualmente China, es el mayor consumidor del carbón de todo el mundo, generando toneladas de gases de efecto invernadero; un objetivo en particular es el compromiso más reciente de alcanzar un nivel mínimo de emisiones de carbono del país antes del año 2030 y convertirse en carbono neutral para el año 2060 (Hove, Wenyun, Kaiming, Geres, & Yuzhao, 2021).

A inicios del año 2020, la capacidad de almacenamiento totalizó 32.4 GW, un 3.6% adicional con respecto al año 2018 (Ver Figura N° 3.29).

**Figura N° 3.29** Mercado de almacenamiento de China al 2020

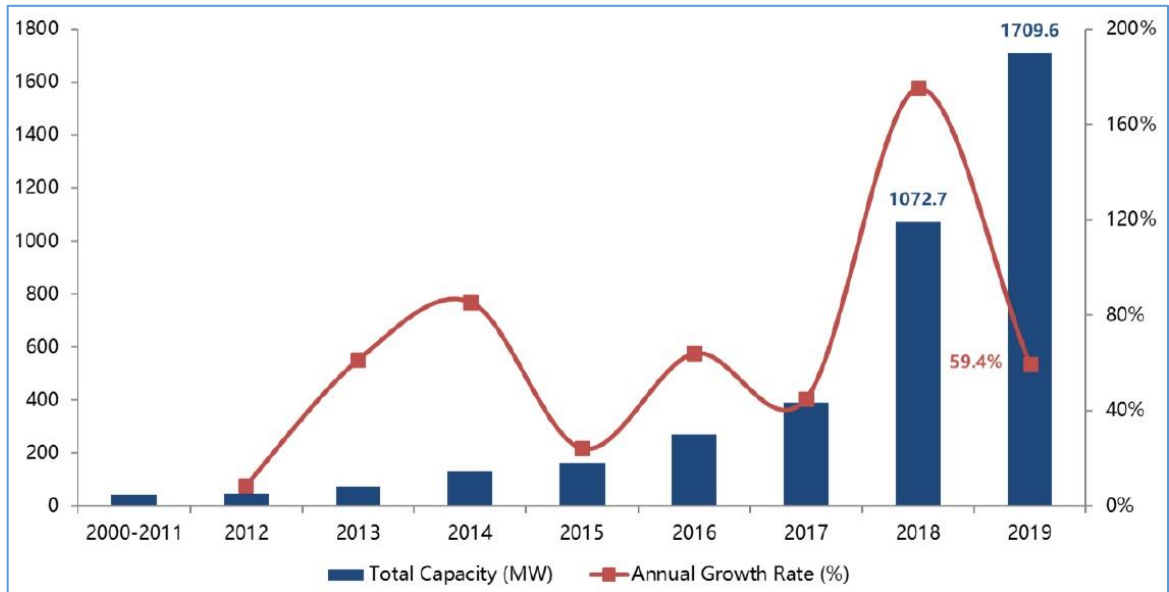


Fuente: (China Energy Storage Alliance - CNESA, 2022)

### *3.6.1.1 Capacidad Operativa de almacenamiento de energía electroquímica anual de China*

Se puede apreciar que el almacenamiento de energía en China comenzó en el año 2000, desarrollando políticas con incentivos en adelante, produciendo en el año 2016 un crecimiento aproximado de 300 MW de almacenamiento de energía, lo que representó una tasa de crecimiento del 30%; Asimismo, para finalizar el año 2019, el almacenamiento de energía creció hasta llegar a los 1,709.6 MW, representando una tasa de crecimiento del 200%.

**Figura N° 3.30** Capacidad operativa de almacenamiento de energía



Fuente: (China Energy Storage Alliance - CNESA, 2022)

El desarrollo del almacenamiento de la energía en China, tuvo que ver con los siguientes factores:

- ✓ Verificación de Tecnología (Año 2000 al 2010): al finalizar el año 2010 se contó con 2.4 MW de almacenamiento de energía electroquímica, con 11 proyectos, donde se realizaron pruebas de verificación.
- ✓ Demostración de proyectos (Año 2011 al 2015): al finalizar el año 2015 se obtuvo una capacidad de almacenamiento de 164.1 MW de energía electroquímica, en estos 5 años se desarrollaron proyectos piloto, se analizaron modelos de distintas aplicaciones, se han diversificado a mercados internacionales y aplicaciones en el sistema eléctrico.
- ✓ Etapa de comercialización (año 2016 al 2020): al finalizar el año 2020 se tuvo previsto superar los 2 GW de almacenamiento de energía electroquímica, donde el gobierno Chino está buscando políticas de desarrollo de estas tecnologías con fines de aumentar

las capacidades de instalación y mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico, asimismo expandir sus campos de aplicación y desarrollar modelos de negocio.

En junio del año 2019 se dio paso al Plan de Acción 2019-2020 “Orientación, opiniones sobre la promoción de la tecnología de almacenamiento de energía y desarrollo de la industria”, incluyendo 6 elementos principales de desarrollo:

- ✓ Fortalecer la I+D de tecnologías innovadoras de almacenamiento de energía y aumentar la fabricación.
- ✓ Desarrollar e implementar políticas que fomenten desarrollo tecnológico e industrial.
- ✓ Ampliar el uso de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo.
- ✓ Promover demostraciones de proyectos de almacenamiento de energía y aplicaciones.
- ✓ Promover aplicaciones de almacenamiento de energía para vehículos eléctricos a baterías.
- ✓ Acelerar la estandarización del almacenamiento de energía.

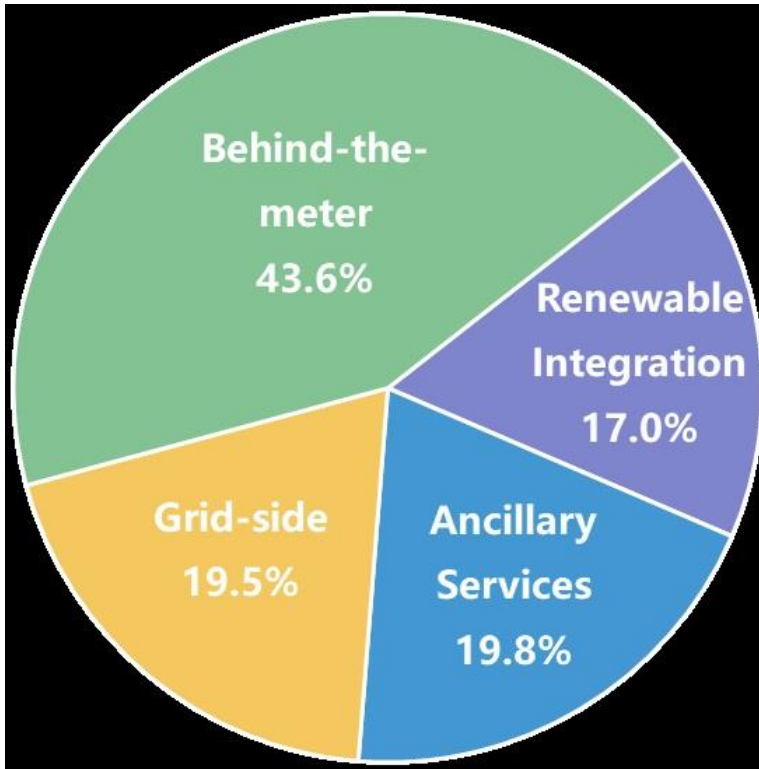
Etapa de desarrollo comercial, del año 2021 al 2025, en esta etapa lo que se busca es impulsar un mercado de servicios complementarios que puedan dar más flexibilidad al sistema, impulsando el desarrollo de las energías limpias como el eólico y solar que son intermitentes. Se tiene previsto ampliar la escala en las industrias eléctricas, crear modelos de negocios, y desarrollar dichas tecnologías con fines de eliminar el consumo del carbón.

### *3.6.1.2 Aplicaciones de la capacidad de almacenamiento de Energías*

En la Figura N° 3.31, podemos apreciar las diferentes aplicaciones que se están desarrollando en China, por ejemplo, el 43.6% viene desarrollando Pike Shaving en generación distribuida, el 17% para el desarrollo de energía renovables intermitentes, el

19.5% para almacenamiento en las redes de transmisión y el 19.8% destinado a satisfacer el mercado de servicios complementarios.

**Figura N° 3.31** Aplicaciones de la capacidad de almacenamiento



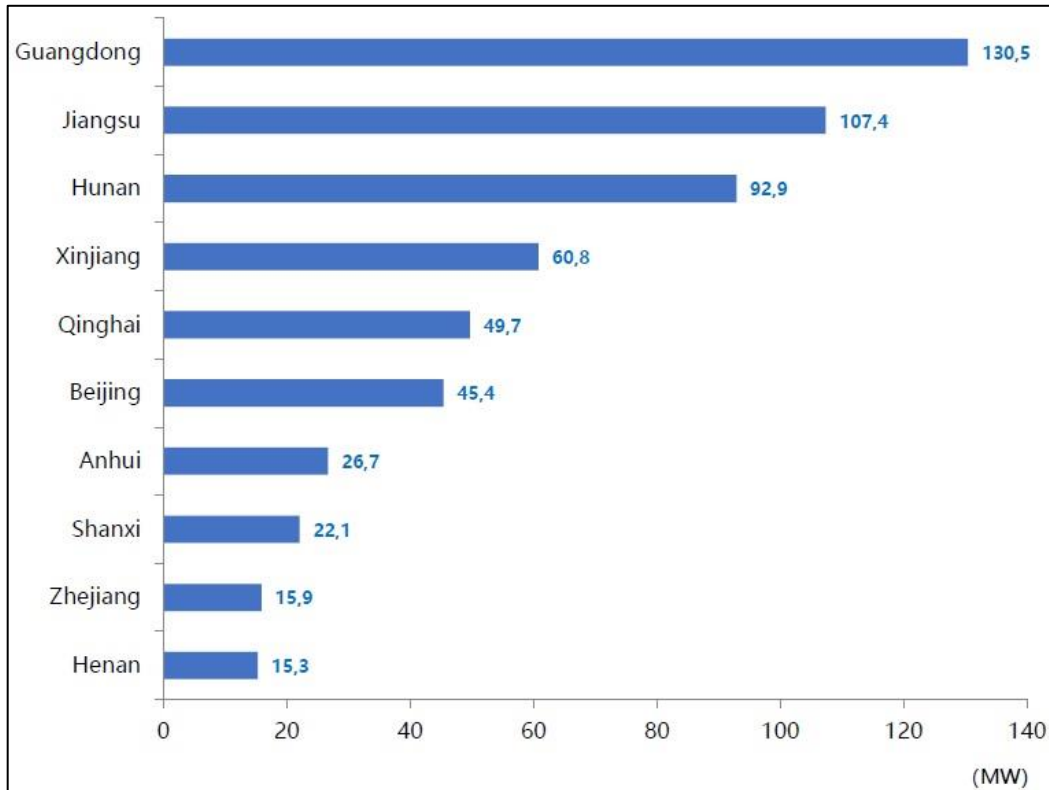
Fuente: (China Energy Storage Alliance - CNESA, 2022)

### 3.6.1.3 Capacidad de Almacenamiento por provincias

El desarrollo de la tecnología de almacenamiento de energía de las provincias de China al 2020 se aprecia en la Figura N° 3.32. La ciudad de Guangdong es la más desarrollada, con una capacidad de almacenamiento de 130.5 MW de energía, seguido por Jiangsu con 107.4 MW, Hunan con 92.9 MW, Xinjiang con 60.8 MW, Qinghai con 49.7 MW, Beijing con 45.4 MW.



**Figura N° 3.32** Capacidad de almacenamiento por provincias



Nota: (China Energy Storage Alliance - CNESA, 2022)

#### 3.6.1.4 Servicios Auxiliares

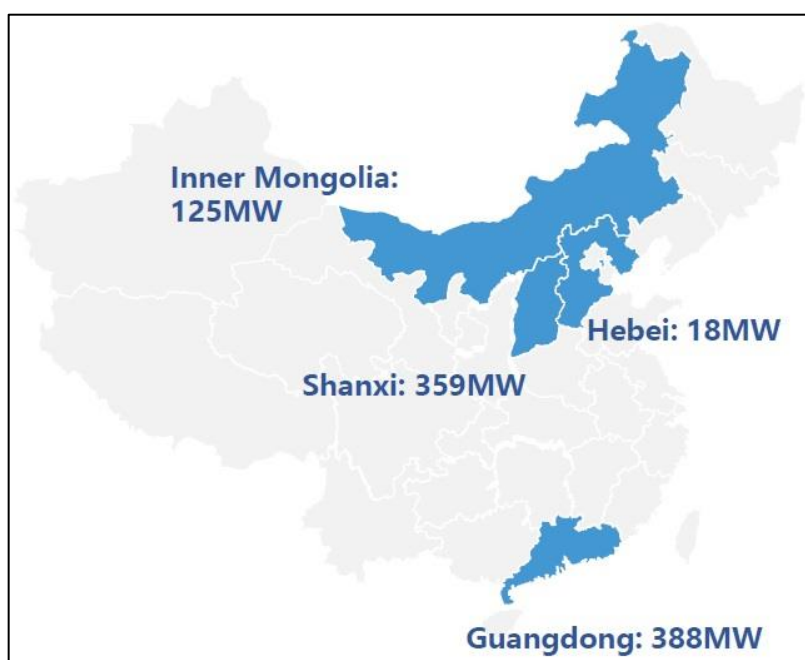
El desarrollo de mercados de servicios auxiliares ayuda a definir el almacenamiento como entidad del mercado eléctrico chino.

Varias regiones han desarrollado servicios auxiliares, planes de construcción de mercado y reglas de operación que se siguen ajustando y refinando, proporcionando una plataforma de almacenamiento de energía y otras nuevas tecnologías (Ver Figura N° 3.33).

- ✓ Noreste de China, Xinjiang, Fujian, Gansu, Anhui, Qinghai: El almacenamiento de energía se utiliza para cortar los picos de la demanda de energía por el lado de los usuarios (Peak Shaving).

- ✓ En Shanxi, Shandong, Guangdong, Fujian: tienen énfasis en la importancia del almacenamiento de energía en la regulación de frecuencia primaria, secundaria y terciaria.
- ✓ En Pekín-Tianjin-Hebei, Sur de China, Shanxi, Guangdong, Fujian y Gansu: el almacenamiento de energía independiente proporciona regulación de frecuencia, así como pago por potencia.

**Figura N° 3.33** Capacidad de almacenamiento de energía por región



Nota: (China Energy Storage Alliance - CNESA, 2022)

### 3.7 Experiencia regulatoria en Europa

Es política de todos los países establecer marcos regulatorios adecuados a sus intereses particulares, y que permitan a los estados lograr cierta independencia energética, así como establecer precios competitivos para todos los sectores que lo conforman, la Unión Europea se conduce mediante una normativa transversal a todos los países de dicha comunidad, específicamente mediante el Reglamento (UE) 2017/2195.

Este reglamento, en su artículo 18, establece que cada estado miembro, a través de su autoridad competente (gestor de red de transporte), deberá elaborar las propuestas referidas a los proveedores de servicios de balance, así como las condiciones para su liquidación.

Mediante la Directiva 2009/28/CE, se estableció una cuota de energías renovables del 27% como objetivo al año 2030, cifra que fue elevada posteriormente a un 32%. En concordancia, la Unión Europea tiene vigente la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, considerándolo importante para establecer la seguridad energética, bajo dicho marco normativo se introdujo una aproximación al almacenamiento de energía, considerando que este debe actuar en igualdad de condiciones.

La Unión Europea considera que el almacenamiento debe definirse de forma coherente en todos los marcos legales nacionales, si bien existe una directiva general, las directivas secundarias aplicables a cada país aún son vagas o no se encuentran alineadas.

En varios Estados miembros se aplica una doble tarifa, debido a que no se especifica el almacenamiento en el marco regulatorio, sin perjuicio de la posible contribución del almacenamiento a evitar o reducir la congestión de la red y las inversiones. Esto se considera una distorsión y una barrera importante para el despliegue del almacenamiento.

Para algunos operadores de red, las tarifas de la red deben cubrir y reflejar el uso real de la red. Como resultado, el almacenamiento debe pagar la tarifa cuando toma energía de la red, al igual que otras.

Todos estos aspectos deben ser tenidos en cuenta afín de que el almacenamiento se vuelva competitivo y se expanda al mercado de los agentes dispuestos a invertir en ello.

Con la finalidad de estandarizar los procesos regulatorios de todos los países miembros, se creó la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), permitiendo una mayor cooperación de las autoridades reguladoras.

Debido a que la ACER establece un marco integrado, facilita la actuación de los reguladores al seguir una misma línea de acción.

### **3.7.1 España**

La regulación española, de acuerdo a la ley 3/2013 en su artículo 5, señala que el operador del sistema es el encargado de proponer mejoras en búsqueda del desarrollo de la regulación.

La figura del almacenamiento energético se incorporó en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, de la definición del titular de instalaciones de almacenamiento, a través del Real Decreto Ley 23/2020, del 23 de junio.

El Real Decreto 1183/2020, regula el acceso para las instalaciones de almacenamiento que inyecten energía a la red, como si fuesen plantas de producción y permitiendo la hibridación de plantas de producción nuevas o existentes adicionando sistemas de almacenamiento. Complementariamente, el Real Decreto 244/2019 permite la instalación de elementos de almacenamiento. Adicionalmente, la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia CNMC, incluye en su alcance las instalaciones de almacenamiento en los términos previstos en el Real Decreto 1183/2020.

España considera oportuno, que para alcanzar un posicionamiento considerable en este campo se requiere de lo siguiente:

- ✓ Definición del almacenamiento en el marco legal nacional: Como se mencionaba anteriormente, el no tener una definición clara de almacenamiento del alcance del agente, no otorga claridad al sistema y no permitirá orientar de mejor manera las subastas que busquen aumentarla.
- ✓ Eliminación de la doble carga o peaje: En España se aplica una doble carga, entiéndase una al momento de cargar la batería y un segundo cobro cuando la energía retorna de la batería al sistema, lo cual resta competitividad a esta tecnología.
- ✓ Bancos de prueba regulatorios: Los bancos de pruebas regulatorios permiten establecer campos de pruebas innovadoras sin aun estar sujetos a regulación, además, se puede obtener valiosa información entre la Administración y el regulador, agilizando el proceso de regulación y promoviendo el ingreso de nuevos agentes al mercado.
- ✓ Modificación de los procedimientos de operación: Se ha establecido que el almacenamiento también pueda ser partícipe de los servicios de regulación secundaria y reserva de sustitución.

Por lo tanto, resulta necesario establecer las medidas y salvaguardas necesarias para proteger a los consumidores y al mercado, tales como el tiempo de duración, costos o número máximo de participantes, así como al objeto de incluir criterios de evaluación de los resultados obtenidos.

### ***3.7.2 Alemania***

Alemania estableció una política de transición energética hacia las energías renovables con un horizonte al año 2050. Dentro de las acciones a tomar, han previsto ir dejando atrás la energía nuclear y enfocarse como meta a que en el año 2050 el 80% de toda su energía

provenza de fuentes renovables, con lo cual dan paso al almacenamiento como una vía necesaria para poder alcanzar los objetivos.

Es por ello que, en el año 2011, Alemania creó la iniciativa de almacenamiento, como una forma de impulsar el desarrollo de tecnologías de este tipo, además de promover el uso de dispositivos de pequeño almacenamiento conectados a redes fotovoltaicas.

### **3.8 Experiencia regulatoria en Norteamérica**

#### **3.8.1 México**

De acuerdo a lo establecido en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el Estado, a través de la Secretaría de Energía (SENER), dirige las actividades de planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) es la principal ley que rige la industria eléctrica.

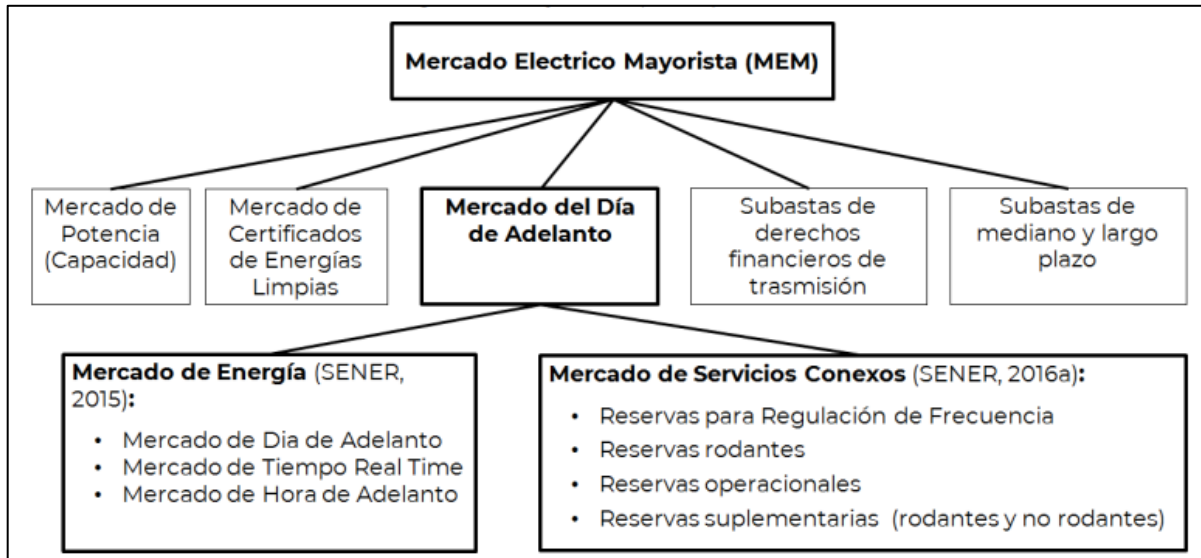
El marco legal existente de almacenamiento energético en México es limitado, aunque hay aspectos de la ley que pueden interpretarse como si abordaran dicho almacenamiento de manera indirecta. Por ejemplo, la LIE no menciona el almacenamiento energético, pero en el Art. 12 fracción XXXVII, se menciona que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es responsable de “expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional”. Mientras que la LIE no menciona directamente el almacenamiento de energía sí define a los participantes del mercado eléctrico mexicano, los cuales solo pueden clasificarse como uno de los siguientes: generador, comercializador, suministrador, usuario calificado o un comercializador no suministrador. En consecuencia, para que el almacenamiento de energía participe en el mercado eléctrico mexicano, requiere asumir una de estas calificaciones.

A continuación, se presenta una revisión de las leyes y reglamentos actuales, los cuales abordan el almacenamiento energético:

- ✓ El propósito de la Ley de Transición Energética (Congreso de la Unión, 2015), es regular el uso sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de energías limpias y la reducción de emisiones contaminantes de la industria eléctrica, y asimismo mantener la competitividad de los sectores productivos.
- ✓ En el Artículo 38, se indica que el Programa de Redes Eléctricas Inteligentes identificará, evaluará, diseñará, establecerá e implementará estrategias, acciones y proyectos en el campo de redes eléctricas, entre las cuales pueden considerarse las siguientes:
  - ✓ En el Artículo 38 fracción IX, se promueve el crecimiento e integración de tecnologías avanzadas para el almacenamiento de energía y de nuevas tecnologías para abastecer la demanda de energía en horas punta (Hp).
  - ✓ En el Artículo 79 fracción I, se menciona que el objetivo del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias es gestionar, organizar y ejecutar estudios y desarrollar proyectos nuevos con instituciones académicas públicas o privadas, nacionales o extranjeras, referente a la investigación científica o tecnológica en sectores de energía, electricidad, energías limpias, renovables, calidad y eficiencia energética, emisiones contaminantes que el sector eléctrico genera, sustentabilidad, líneas de transmisión, distribución y almacenamiento de energía.

La composición del mercado energético mayorista se muestra en la Figura N° 3.34

**Figura N° 3.34** Mercado mayorista eléctrico de México



Fuente: (SENER, 2021)

La Secretaría de Energía (SENER), es la encargada de emitir el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), documento principal de planeación del sector eléctrico, en lo referente a los sectores de generación, transmisión y distribución. El PRODESEN está orientado al Plan Nacional de Desarrollo (PND), a la estrategia de Transición para desarrollar e impulsar el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, al Programa Sectorial de Energía (PROSENER), al Programa Nacional de Infraestructura (PNI), al Programa Especial para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE) y al Programa Especial de la Transición Energética.

El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, abarca la planeación del Sistema Eléctrico Nacional que congrega los elementos relevantes del Programa para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), así como también los proyectos de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD). Asimismo, es la base principal para definir los



proyectos de las Transmisoras y Distribuidores de energía, que llevarán a cabo previa instrucción de la SENER.

### **3.8.2 *Estados Unidos***

La política energética es desarrollada por las entidades públicas federales, estatales y locales de los Estados Unidos que afrontan los inconvenientes de producción de energía, distribución y consumo, tales como códigos de edificación y modelos de consumo de combustible. La política energética puede incluir legislación, tratados internacionales, subsidios e incentivos a la inversión, recomendaciones para el ahorro de energía, impuestos y otras técnicas de políticas públicas.

Se tienen tres leyes de política energética aprobadas, en los años 1992, 2005 y 2007, las cuales contienen provisiones para la conservación, tales como el programa Energy Star y el desarrollo de energía, con concesiones y estímulos fiscales tanto para la energía renovable como para la no renovable.

Respecto al Marco Regulatorio, la empresa eléctrica presenta un plan integrado de recursos semestrales, y se compromete a desarrollar una capacidad de generación de energía solar fotovoltaico para el año fiscal; con tarifas de programa Cielo Azul y Programa de Incentivos Solares.

La FERC (Comisión Federal Regulatorio de Energía), es la agencia federal a responsabilidad de regular la transmisión y ventas al por mayor de energía en el comercio interestatal. Desde el año 2007, ha promovido la participación de los Sistemas de Almacenamiento en los mercados de energía mediante órdenes federales. En la Figura N°

3.35, se detallan las principales medidas con las que el regulador ha mejorado las condiciones para los sistemas de almacenamiento.

**Figura N° 3.35** Medidas regulatorias impulsadas por la FERC



Fuente: (Federal Energy Regulatory Commission, 2018)

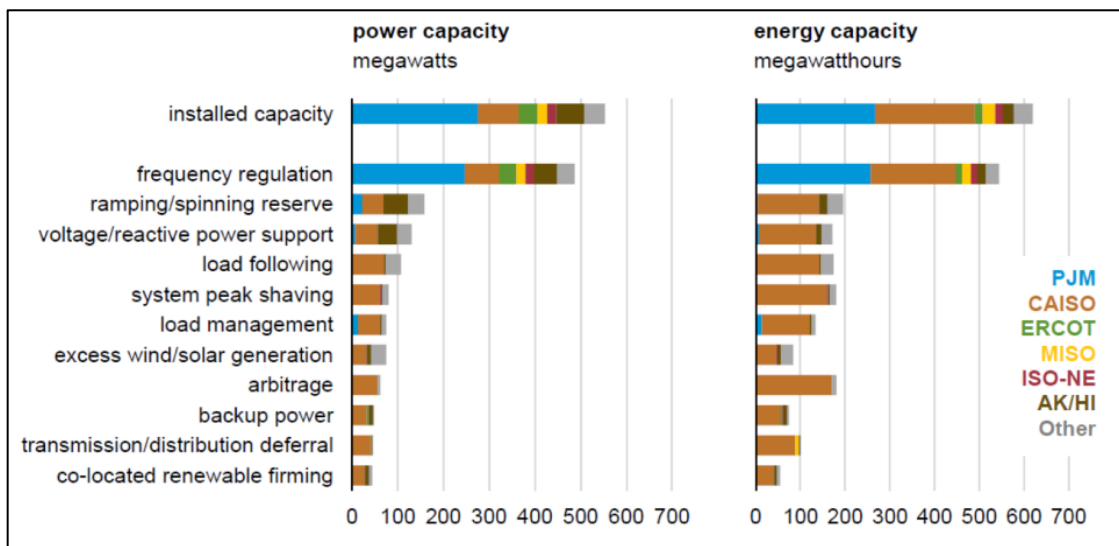
La orden más destacada, mostrada por la FERC en junio del 2016, corresponde a la orden N° 825, esta orden indica que los operadores del sistema deben alinear la resolución temporal de los despachos de las unidades generadoras (realizado cada 5 minutos) con la resolución temporal de las transacciones económicas (efectuadas cada 30 minutos o 1 hora). Esta orden permite que se compense a los generadores por el verdadero valor de la energía y su costo de producción, dando incentivos adecuados para el rendimiento de los recursos.

Los operadores de los sistemas eléctricos comenzaron a aplicar la orden N° 825 en el año 2018, donde se determinó la resolución temporal de 5 minutos tanto para el despacho de los generadores y para el cálculo de las transferencias económicas.

Las regulaciones promovidas por la FERC y algunos incentivos particulares en ciertos mercados de Estados Unidos, la capacidad instalada en sistemas de almacenamiento, específicamente en baterías, ha tenido un rápido crecimiento en la última década.

Las tecnologías de los sistemas de almacenamiento cambian de una región a otra, normalmente participando activamente del mercado de Servicios Complementarios, especialmente en la regulación de frecuencia. En la Figura N° 3.36, se detalla la capacidad de potencia y energía que ofrece a cada aplicación en los diferentes sistemas del país, donde se verifica que la gran parte es utilizada para regulación de frecuencia y, en segundo lugar, están las reservas para seguimiento de rampa, ambas aplicaciones se asocian a servicios complementarios.

**Figura N° 3.36** Aplicaciones de los BESS en Estado Unidos en el año 2016



Fuente: (U.S. Energy Information Administration, Electric Power Monthly, 2020)

### 3.8.2.1 Metas de capacidad instalada y subsidios

De acuerdo a la experiencia en Estados Unidos, se debe establecer metas de capacidad instalada de sistemas de almacenamiento como una medida apropiada para incentivar a los inversionistas a desarrollar proyectos nuevos, como el caso de la Operadora CAISO, en donde se instalaron más de 800 MW de sistema de almacenamiento en un periodo menor de 3 años.

### *3.8.2.2 Resolución temporal para cálculo de precios*

En los mercados eléctricos de Estados Unidos, la directiva para el despacho de unidades y el cálculo de precios es del orden de los minutos, llegando hasta 5 minutos en algunos casos, lo que permite que se reflejen de mejor manera las diferencias de precio durante el día, consiguiendo que los sistemas de almacenamiento tengan más oportunidades de crecimiento y arbitraje de energía. Estados Unidos, decidió incrementar la resolución temporal que tenía para las transacciones económicas, debido a que no se daban señales correctas para la operación eficiente de la generación.

### *3.8.2.3 Programación de la operación*

De acuerdo a la especificación de regulación de Operadores de Estados Unidos, la operatividad de las centrales de bombeo queda sujeta al despacho del Operador Independiente del Sistema (ISO), sin embargo, las otras tecnologías de Sistemas de Almacenamiento deben ofertar su energía de acuerdo a su propio pronóstico, tal como se presenta en otros mercados como el Operador del Sistema Independiente Midcontinent (MISO). Se especifica que existen dos aproximaciones para determinar la operación de los Sistemas de Almacenamiento, instrucción directa por parte del operador del sistema y ofertas por parte de los propietarios.

### *3.8.2.4 Pago por potencia*

En los sistemas eléctricos de Estados Unidos, el mercado exige una duración mínima de 4 horas de potencia para participar en las transacciones, a su vez se acepta que los sistemas de almacenamiento, y en particular las baterías, tengan un buen reconocimiento de su aporte a la suficiencia del sistema. El almacenamiento puede aportar a la suficiencia del sistema

eléctrico en donde opera de manera independiente una central de Energías Renovables Variables (ERV) por lo cual deben ser remunerados. Del mismo modo, en las estadísticas entregadas por el Departamento de Energía de Estados Unidos, se detalla que cerca de un 20% de los sistemas de almacenamiento desarrollados en los últimos años se ha instalado junto a centrales ERV, por lo que el marco normativo tendría que modificarse para incluir esta configuración.

Las tarifas de la red deben cubrir y reflejar el uso real de la red. Como resultado, el almacenamiento debe pagar la tarifa de toma cuando capta energía de la red, como cualquier otra.

### **3.9 Experiencia regulatoria en Latinoamérica.**

#### **3.9.1 Chile**

Dentro de su matriz energética al 2021, Chile posee un 28% en base a ERNC, basado en centrales eólicas y tecnología solar, teniendo como consecuencia la implementación del mercado de servicios complementarios.

El código nacional eléctrico incluye la norma técnica de servicios complementarios donde determina los siguientes requerimientos:

- ✓ Control de frecuencia y determinación de reservas
- ✓ Control rápido de frecuencia y control primario de frecuencia
- ✓ Control secundario de frecuencia y control terciario de frecuencia.
- ✓ Cargas interrumpibles.
- ✓ Control de tensión y requerimientos de potencia reactiva
- ✓ Desconexión de carga y generación
- ✓ Requerimientos para el plan de defensa contra contingencias.

- ✓ Requerimientos para el plan de recuperación de servicios.

La norma técnica de servicios complementarios ya contempla la definición de sistemas de almacenamiento de energía:

“Sistema de Almacenamiento de Energía: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema” (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2021)

Conforme al artículo 2-41 de la norma técnica de servicios complementarios, los costos variables de operación de las instalaciones que presten SSCC de manera directa u obligatoria y cuyo costo variable de operación sea superior al del sistema, deberá ser retribuido económicamente.

Los servicios complementarios son implementados mediante subastas y licitaciones que son diseñados e implementados por el coordinador eléctrico.

La última subasta de potencia y energía llevado a cabo en agosto del año 2021, se incluyó la subasta por bloques horarios.

“El Bloque de Suministro está subdividido en Sub-Bloques que contienen una componente base y una componente variable. La componente base está asociada a la energía anual requerida en cada año, mientras que la componente variable tiene por finalidad absorber incrementos no esperados en la demanda de energía, y constituye el 5% de la energía anual requerida por la componente base” (CNE Comisión Nacional de Energía, 2021)

En la Tabla N° 3-9, se muestra la base de licitación en donde se menciona todos los bloques horarios se subdividirán en 110 sub-bloques, todos de igual tamaño en cantidad de energía generada.

**Tabla N° 3-9** Cantidad de energía licitada

<b>Energía Licitada (GWh)</b>	<b>Bloque de Suministro Horario N * 1-A</b>	<b>Bloque de Suministro Horario N * 1-B</b>	<b>Bloque de Suministro Horario N * 1-C</b>	<b>Total Bloque de Suministro N * 1</b>
Bloque de Suministro	733	1 038	539	2 310
Componente Base	698	989	513	2200
Componente Variable	35	49	26	110

Fuente: Elaboración propia a partir de (Comisión Nacional de Energía - CNE, 2020)

En la Tabla N° 3-10, se muestran los bloques horarios para que puedan competir los oferentes.

**Tabla N° 3-10** Distribución en bloques horarios

<b>1-A</b>	<b>1-B</b>	<b>1-C</b>
00:00 – 8:00 hr y 23:00 – 00:00 hr	8:00 - 18:00 hr	18:00 - 23:00 hr

Fuente: Elaboración propia a partir de (Comisión Nacional de Energía - CNE, 2020)

### **3.9.2 Perú**

El sistema eléctrico peruano, se caracteriza por una gran capacidad instalada de energía termoeléctrica e hidroeléctrica, con una capacidad de generación RER apenas superior al 5% al 2021, sin embargo, se espera que esta se incremente a 15% al finalizar el año 2030.

El Artículo 97 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas menciona, que las empresas integrantes del COES están obligados a dar las siguientes informaciones:

- ✓ Nivel de agua de los embalses.
- ✓ Caudales afluentes presentes e históricos en las centrales hidroeléctricas.
- ✓ Combustibles almacenados en las centrales.
- ✓ Operatividad y rendimiento de las centrales de generación.
- ✓ Topología y características del sistema de transmisión.
- ✓ Otras de similares naturalezas, que se acuerde entre los integrantes.

Mediante Decreto Supremo N° 040-2017-EM se modificó lo descrito en el párrafo anterior y se agregaron los parámetros de inflexibilidad operativa de las centrales de generación y las siguientes informaciones los generadores deben de entregar al COES:

- ✓ Tiempo de arranque
- ✓ Potencia mínima
- ✓ Tiempo mínimo de operación
- ✓ Tiempo mínimo entre arranques

Los parámetros mencionados, serán utilizados por el COES para realizar la programación de la operación.

Esta modificación ayuda a mejorar la confiabilidad y seguridad del SEIN, se impulsa a que las centrales térmicas e hidráulicas mejoren sus inflexibilidades.

La normativa peruana considera para el cumplimiento de regulación primaria de frecuencia: “El COR será determinado por el COES, en función de los costos de inversión y operación de un equipo para RPF basado en un sistema de almacenamiento de energía con baterías y se expresará en  $S/ / MW\text{-día}$ ”. Como se observa el sistema BESS solo es considerado para regulación de frecuencia.



### **3.9.3 *Brasil***

En la matriz eléctrica brasileña se tiene gran participación de centrales hidroeléctricas, con mucho margen para satisfacer las necesidades de control de frecuencia primaria y secundaria en el corto y mediano plazo.

La operación flexible en centrales hidroeléctricas, intensificada por la penetración de fuentes de generación variables y no controlables, puede acelerar el deterioro de los equipos, con impactos en la producción de energía.

Una mejor identificación de los requisitos de reserva de energía del sistema puede guiar proyectos y conceptos de construcción más apropiados, siendo importante la previsibilidad. Brasil al igual que los demás países de Latinoamérica recién está implementando una mejora en sus normas, definiendo los servicios auxiliares como un conjunto de servicios suministrados mediante el suministro eléctrico, para darle mayor seguridad y flexibilidad y contribuyendo a que la energía entregada al consumidor cumpla con los estándares de calidad definidos.

Brasil, al tener alta capacidad instalada en base a energía hidráulica y térmica aún no ha profundizado en el almacenamiento de energía por baterías.

### **3.9.4 *Argentina***

Al igual que los demás países de la región solo contempla los servicios complementarios y como poder realizar una mejora en su sistema, ya que Argentina también está dominada por las centrales térmicas, hidráulicas y nuclear, que fácilmente pueden responder a las intermitencias originadas por las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, contemplando los

servicios de regulación primaria de frecuencia (RPF), regulación secundaria de frecuencia (RSF) y control de voltaje y despacho de potencia reactiva.

### **3.10 Experiencia regulatoria en África y Oceanía**

#### **3.10.1 Marruecos**

Dentro de los países que son un referente en este continente tenemos a Marruecos, quien a raíz de una ruptura de relaciones diplomáticas con su país vecino Argelia, principal proveedor de gas, se vio obligado a acelerar sus políticas de impulso a las energías renovables. Marruecos estableció una burocracia competente y sus organismos siguen la misma línea. Adicionalmente, apunta a que empresas extranjeras puedan invertir y poder vender la energía.

Bajo ese criterio, crearon un marco regulatorio denominado “Ley de Energías Renovables Marroquí” (Ley 13-09, DARI N.º 1-10-16 du 26 SAFAR 1431), el cual incluye la liberalización de la energía de alta y media tensión para distribuir a las industrias pesadas.

La ley en mención establece un marco de intervención a los operadores privados bajo dos fórmulas, energía eléctrica y energía térmica:

**Tabla N° 3-11** Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables

<b>Liberalizado</b>	<b>Sometido a declaración previa</b>	<b>Sometido a autorización</b>
Potencia máxima acumulada: 0 kW – 20 kW	Potencia máxima acumulada: 20 kW – 2000 kW	Potencia máxima acumulada: 2000 kW – en adelante

Fuente: (Cámara de Comercio de Valencia, 2010)

**Tabla N° 3-12** Generación de energía térmica a partir de fuentes renovables

<b>Liberalizado</b>	<b>Sometido a declaración previa</b>
Potencia máxima acumulada: 0 MW – 8 MW	Potencia máxima acumulada: 8 MW – en adelante

Fuente: (Cámara de Comercio de Valencia, 2010)

Las instalaciones podrán ser explotadas durante un plazo de 25 años prorrogables. La autorización debe ser una empresa de origen marroquí y una vez transcurrido el plazo de explotación pasarán a propiedad del Estado sin ningún cargo. Respecto a los precios de venta de la energía, la ley no establece ningún precio, ello genera la necesidad de la mejora o creación a nivel legislativo. La norma establece que se podrá comercializar la energía producida en el mercado exterior teniendo en cuenta que el mercado marroquí es prioritario, lo cual supone una innovación en el sector energético marroquí.

El almacenamiento es tocado de manera tangencial en la Ley de Energías Renovables Marroquí, manifiesta quienes pueden ingresar al mercado de transferencia de energía y de la necesidad de que haya una fuente de generación.

### **3.11 Resumen comparativo de aplicación de BESS**

Dentro de los países analizados por continente podemos observar, de acuerdo al cuadro adjunto, que Europa tiene un marco regulatorio más desarrollado junto con EEUU y China. Particularmente España, China y EEUU son los países que iniciaron en el desarrollo de políticas e incentivos y como consecuencia se puede observar un avance significativo no solo en el avance de su mercado sino también en el desarrollo tecnológico. Tenemos otro grupo de países que tienen el potencial de desarrollo pero que no generaron los incentivos como Alemania y Australia.

Como consecuencia de los cambios geopolíticos y climáticos, que requieren atención es que podemos encontrar países que iniciaron la carrera de implementar los cambios en su matriz energética como podemos ver en Marruecos, el mismo Alemania, tímidamente México y Chile, este último, a nivel de Latinoamérica es quien muestra los mayores avances y en los próximos años será un referente a seguir.

El mercado está obligando a los países a encontrar fuentes de generación de energía más amigables con el medio ambiente y es por ello que empresas particulares en Perú están tratando de dar los primeros pasos, ejemplo de ello es ENEL que implementó en su planta almacenamiento en baterías que le está ayudando a dar regulación primaria de frecuencia (RPF) de los servicios complementarios y van en el mismo camino las empresas de generación Fénix Power y Engie en la implementación de sistema de almacenamiento de baterías BESS para servicios complementarios (RPF).

En la Tabla N° 3-13, se puede apreciar que, en EEUU, China, Chile, Marruecos, Australia, Reino Unido, España y Perú, los BESS son utilizados para la regulación primaria de frecuencia (RPF).

Para servicios complementarios RSF y RTF los países de China, EEUU, Chile, Reino Unido y España ya contemplan en su marco regulatorio dicho servicio, para que sea brindado mediante tecnologías de almacenamiento.

Para el servicio de reserva de capacidad (reserva de potencia), los países EEUU, Chile, Australia, Reino Unido, y España están implementando proyectos a gran escala de potencia.

**Tabla N° 3-13** Resumen de aplicación de almacenamiento de energía a nivel mundial.

País	Marco regulatorio	Incentivos	RPF	RSE-RTF	R x C	Arbitraje
<b>China</b>	National Development And Reform Commission (NDRC) incentiva el aumento de energía solar. Se establece plan de Acción 2019-2020 para dar incentivo de almacenamiento	Determina a 20 años tarifas fijas que incentivan el aumento de las fotovoltaicas.  a. Fortalecer la I+D de tecnologías innovadoras de almacenamiento de energía y aumentar la fabricación inteligente b. Desarrollar e implementar políticas que fomenten desarrollo tecnológico e industrial c. Ampliar el uso de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo d. Promover demostraciones de proyectos de almacenamiento de energía y aplicaciones e. Promover aplicaciones de almacenamiento de energía para vehículos eléctricos a baterías f. Acelerar la estandarización del almacenamiento de energía	SI	SI	NO	NO
<b>EE.UU.</b>	Incentiva la participación del almacenamiento en mercados de regulación, y los créditos fiscales otorgados a los SAE, asegura la rentabilidad de las baterías.	Subvenciones estatales directos Descuento por vatio instalado Programas Basados en productividad	SI	SI	SI	SI
<b>México</b>	Existe una entidad encargada de propiciar el desarrollo energético, Secretaria de Energía (SENER), pero no cuentan con una normativa que impulse su desarrollo. Lo existente toca de manera indirecta pues responde a otros fines su existencia.	La Ley de Transición Energética: Según su primer artículo, el propósito de la Ley de Transición Energética es regular el uso sustentable de la energía. En el Artículo 38, se indica que el Programa de Redes Eléctricas Inteligentes identificará, evaluará, diseñará, establecerá e implementará estrategias, acciones y proyectos en el campo de redes eléctricas. (Artículo 38), fracción IX: Se promueve el crecimiento e integración de tecnologías avanzadas para el almacenamiento de energía y de nuevas tecnologías para abastecer la demanda de energía en horas punta (Hp).	NO	NO	NO	NO
<b>Chile</b>	Posee un marco normativo desarrollado, dentro de ello los sistemas complementarios donde se desarrolla de manera amplia el papel y uso del almacenamiento.	El Bloque de Suministro está subdividido en Sub-Bloques que contienen una componente Base y una componente Variable. La componente Base está asociada a la energía anual requerida en cada año, mientras que la componente Variable tiene por finalidad absorber incrementos no esperados en la demanda de energía, y constituye el 5% de la energía anual requerida por la componente Base.	SI	SI	SI	SI
<b>Marruecos</b>	Las instalaciones podrán ser explotadas por 25 años prorrogables, luego pasará a manos del Estado.	La ley no establece un precio de venta de la energía. Podrán exportar la energía teniendo como prioridad el mercado interno. Potencia máxima acumulada liberalizada: 0 a 20KW. Sometido a declaración previa 20KW a 2000KW	SI	NO	NO	NO

<b>Australia</b>	ARENA (Australian Renewable Energy Agency) para fomentar el desarrollo de las energías renovables son las subastas con contratos por diferencias	Se acuerda un precio por kWh y, si el precio del mercado está por encima, el promotor deberá devolver la diferencia Si está por debajo, el gobierno le paga el diferencial No hay ningún subsidio directo para la batería.	SI	NO	SI	SI
<b>Reino Unido</b>	- La Oficina de Mercados de Gas y Electricidad (Ofgem) ha aclarado recientemente el marco regulatorio para el almacenamiento de energía, permitiendo que los activos de almacenamiento estén incluidos en la definición de licencia de generación eléctrica	Las 3 fuentes de ingresos posibles para las baterías: Arbitraje de precios Se puede comprar y vender energía Servicios auxiliares, Las baterías pueden vender energía en el mercado de balances interdiaria. Mecanismo de capacidad	SI	SI	SI	SI
<b>España</b>	Su marco normativo permite al operador proponer mejoras para la misma regulación.	Real decreto ley 23-2020, incorpora el uso del almacenamiento. Permite la hibridación de plantas de producción con un sistema de almacenamiento. Dentro de su marco normativo plantea: Definición del almacenamiento en el marco legal nacional Eliminación de la doble carga o peaje Bancos de prueba regulatorios Modificación de los procedimientos de operación	SI	SI	SI	SI
<b>Alemania</b>	No existe un plan específico para incentivar las inversiones en sistemas de almacenamiento de energía	las inversiones en sistemas de almacenamiento de energía no pueden ser financiadas simplemente realizando ofertas en los mercados mayoristas y/o de balance proyectos de almacenamiento han sido financiados mediante programas de investigación.	NO	NO	NO	SI
<b>Perú</b>	No existe un plan específico para incentivar las inversiones en sistemas de almacenamiento de energía	No cuenta con regulación, recién se están implementando proyectos piloto, caso ventanilla.	SI	NO	NO	NO

Fuente: Elaboración propia a partir de la comparación de aplicaciones de sistemas de almacenamiento a nivel internacional

## **CAPITULO 4. PROPUESTA REGULATORIA**

### **4.1 Retos asociados al almacenamiento de energía**

El almacenamiento de energía contempla diversos retos para su desarrollo en el país, los cuales se detallan a continuación.

#### ***4.1.1 Retos sociales y medioambientales***

Las baterías pueden requerir acceso a recursos naturales limitados durante la etapa de producción, cuya extracción, esencial para el desarrollo de estas tecnologías, tendrá que tener en cuenta los potenciales efectos ambientales con el objeto de trabajar para mitigar y reducir al máximo estos.

#### ***4.1.2 Retos relativos a la falta de información o percepción del riesgo***

Los consumidores pueden abstenerse de incorporar un nuevo elemento a sus instalaciones (incluso aunque sea rentable) porque prefieren atenerse a lo conocido, disminuyendo de posibles decisiones más racionales (económicamente) en el largo plazo (por ejemplo, unos costes iniciales de inversión altos frente a unos gastos operativos menores).

#### ***4.1.3 Retos relativos a la investigación y desarrollo de tecnologías de almacenamiento***

Las inversiones en investigación y desarrollo se configuran como un factor imprescindible por su alto valor añadido, especialmente cuando existe la oportunidad de ejercer un liderazgo tecnológico global en un contexto internacional muy competitivo.

#### **4.2 La regulación primaria de frecuencia - PR21**

El nuevo PR 21, vigente a partir del 01 de enero de 2021, señala que se trata de un servicio obligatorio y permanente, y que se realiza por un equipo para RPF.

Si se requiere delegar este servicio de RPF, se deberá elaborar un informe que sustente la imposibilidad técnica para realizar RPF, y comunicar al COES un día antes de la delegación.

Por lo tanto, la RPF no se limita a las unidades de generación, puede ser realizado por las BESS.

El costo de oportunidad será determinado por el COES, en función de los costos de inversión y operación de un equipo para RPF basado en un BESS y se expresará en S/. /MW-día.

#### **4.3 La regulación secundaria de frecuencia – PR 22**

El PR 22 señala que es prestado por unidades de regulación secundaria (URS), no es un servicio obligatorio, pero si es remunerado.

El PR-22 no contempla la posibilidad de desarrollar RSF a través de BESS.

#### **4.4 Propuesta Regulatoria**

El marco regulatorio peruano no contempla el sistema de baterías a niveles de generación para ser acompañado con centrales renovables variables como la solar fotovoltaica y eólicas o realizar la instalación después de medidor para aplicaciones industriales, es por ello que, a partir de las experiencias regulatorias de otros países se detallan las siguientes propuestas:



#### ***4.4.1 Definición de almacenamiento en el marco legal***

Si bien las reglas específicas no son consideradas una barrera, la falta de un marco legal general si lo es, por lo tanto, debe establecerse una definición clara del sistema de almacenamiento como también de sus alcances.

En ese sentido, una propuesta adecuada es que se defina claramente el almacenamiento de energía, evaluando la posibilidad de tratarlo como un gestor propio o no, así como sus limitaciones respecto a su participación en el mercado y de ser posible, establecer los incentivos para su desarrollo.

#### ***4.4.2 Simplificación de trámites***

La simplificación de trámites tiene que ver con las barreras del mercado para el almacenamiento, pudiendo ser las barreras de entrada y/o las barreras de participación.

Las barreras de entrada comprenden, por ejemplo, reglas de mercado que no definen el almacenamiento o requisitos de precalificación excesivos (como capacidad nominal mínima) y barreras a la participación comprenden, por ejemplo, parámetros de diseño de mercado inapropiados (por ejemplo, un tamaño de oferta mínimo de varios MW).

#### ***4.4.3 Neutralidad tecnológica***

El estado debe garantizar la igualdad de condiciones para todas las tecnologías que tengan acceso al mercado.

#### ***4.4.4 Necesidades y evaluación de costos***

El acceso a la financiación depende del caso empresarial de una inversión y de la estabilidad del marco normativo y de políticas. Es de suma importancia garantizar cierto

nivel de estabilidad y enviar la señal adecuada a las instituciones financieras e inversores, para que comprendan correctamente el riesgo asociado a la inversión en almacenamiento.

El despliegue a gran escala del almacenamiento de energía puede crear nuevos lineamientos, para abordar la dependencia de las materias primas se debe implementar un plan de acción estratégico sobre baterías.

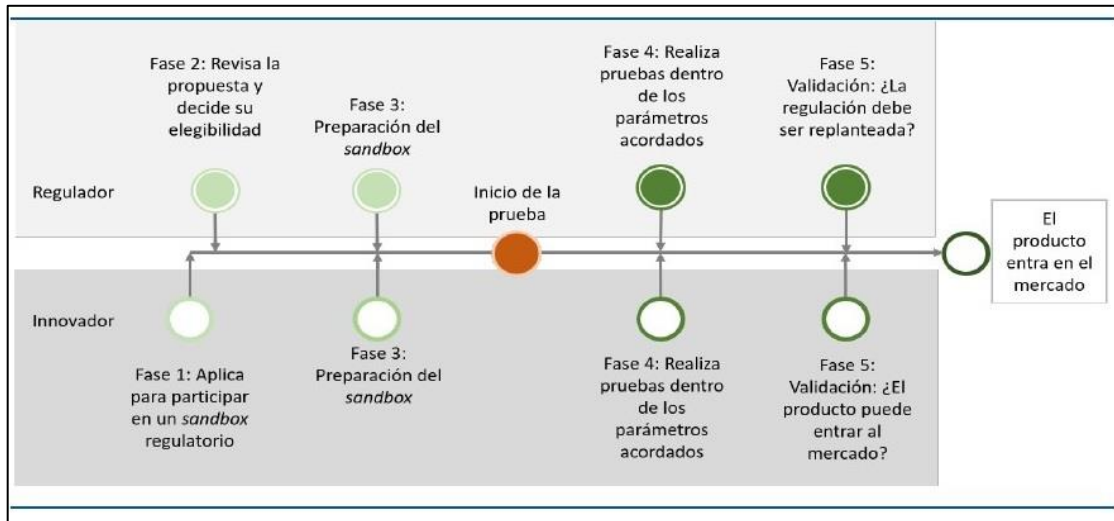
#### ***4.4.5 Acceso a mercados de las tecnologías de almacenamiento***

Se debe tener en cuenta que no bastara con definir el almacenamiento propiamente, se deberán abrir los mercados para que este tipo de tecnología se desarrolle y se vuelva escalable, pudiendo implementar las condiciones necesarias para desarrollar peak shaving o participar en el mercado de servicios complementarios.

#### ***4.4.6 Bancos de prueba regulatorios (sandbox)***

Se debería tener la posibilidad de habilitar bancos de prueba o sandbox regulatorios (Energy Regulatory Sandbox, ERS, por su acepción en inglés) que permitan probar distintas proyecciones, así como evaluar sus efectos en un entorno controlado, afín de poder tener en cuenta todas las variables que afectarían significativamente cuando se desarrolle un determinado procedimiento.

**Figura N° 4.1** Fases para la aplicación de un sandbox regulatorio



Fuente: (Funseam, 2022)

La experiencia demuestra que las innovaciones tecnológicas van por delante de las innovaciones regulatorias, más aún si de tecnologías disruptivas se trata, ya que estos no están enmarcados dentro de la normativa vigente, en estos casos es posible que los sandbox regulatorios puedan establecer una serie de cláusulas avocadas a probar estos cambios, flexibilizando las reglas del mercado. Es justamente el grupo de excepciones y marco experimental lo que constituye la principal característica de los sandbox regulatorios, con la finalidad de que el marco legal se amplíe y de paso al uso de entornos de prueba.

Los sandbox regulatorios vienen aplicándose desde hace unos años, como herramienta de apoyo a la innovación. Esta herramienta intenta dar respuesta a las necesidades de los agentes, creando marcos temporales controlados que facilitan la prueba y validación de nuevos desarrollos tecnológicos, nuevos modelos de negocio y hasta nuevas normativas regulatorias que no encuentran cabida en la regulación vigente. Para el caso específico, el sandbox podría adecuarse a evaluar los aspectos que fomenten el almacenamiento de energía del modo en el cual se proyecta en la presente tesis, o si bonificaría en mayor medida que se

individualizara un gestor de almacenamiento, con lo cual se podrían ir estimando mejoras en la regulación futura y aplicada al incremento en el uso de energías renovables.

**Figura N° 4.2** Diferencias entre los sandbox regulatorios y otros entornos de pruebas

Marco regulatorio	
Limitada participación del regulador	Amplia participación del regulador
Interacción de actores tecnológicos	Interacción holística de actores
El innovador valida la tecnología	El innovador valida el modelo de negocio
Tecnología en maduración (TRL 4-6)	Tecnología madura (TRL 7-9)
Modelo de negocio en diseño	Modelo de negocio diseñado
Otros entornos: Relación <i>top-down</i> entre la prueba y el marco regulatorio	ERS: Relación <i>bottom-up</i> entre la prueba y el marco regulatorio

Fuente: (Funseam, 2022), TRL: Technological Readiness Level, escala de la UE, 4-6 Tecnología en desarrollo, 7-9 Tecnología en despliegue

#### 4.5 Modificaciones normativas

El 24 de junio de 2022, mediante resolución Ministerial N° 227-2022, se publicó la propuesta de iniciativa legislativa denominada “ley que modifica la ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica cuyo contenido incorpora modificaciones significativas en favor del desarrollo de la tecnología BESS, como vienen siendo las siguientes definiciones:

- ✓ **Sistema de Almacenamiento de Energía:** Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema.

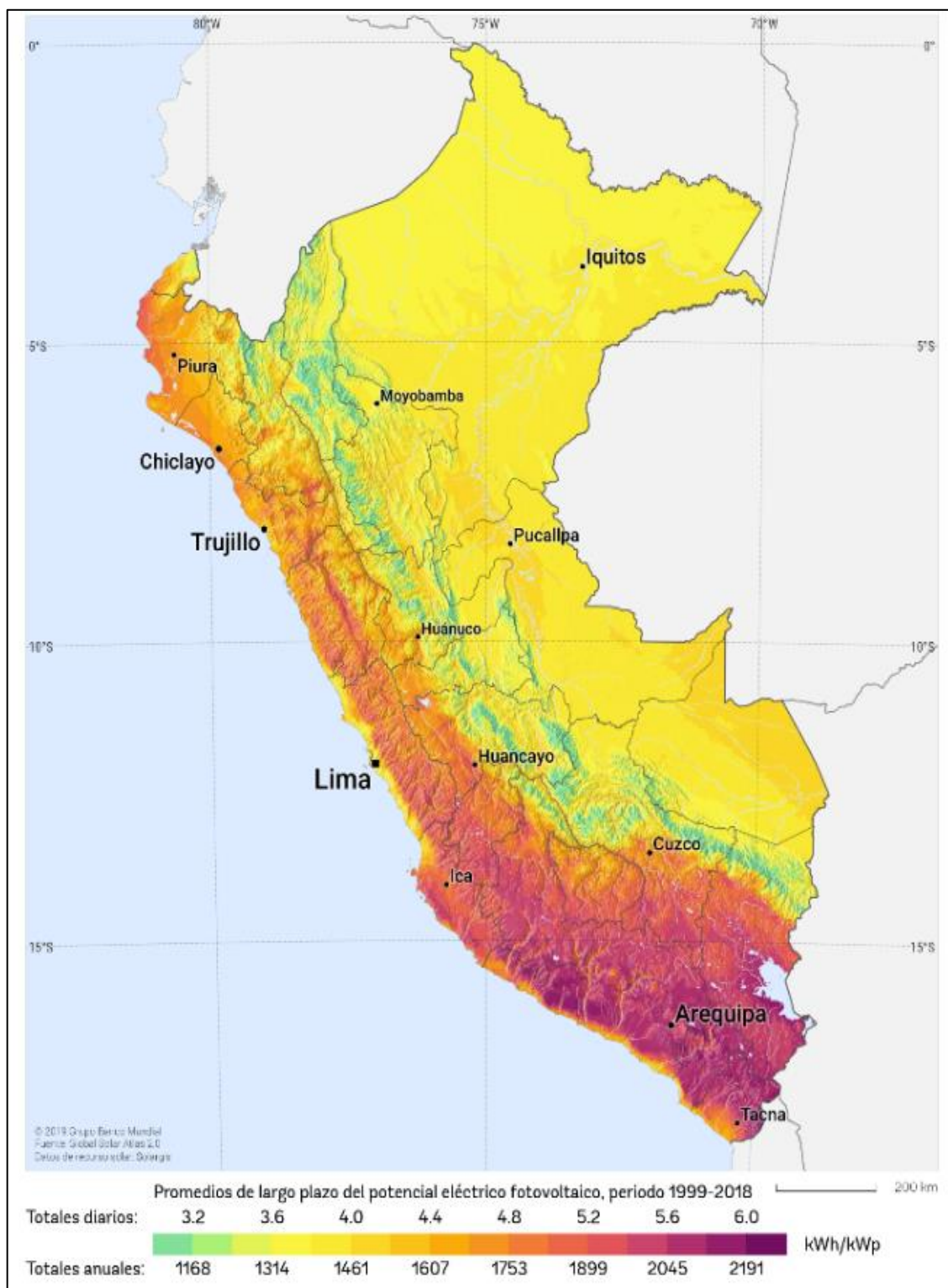
- ✓ **Proveedores de Servicios Complementarios:** Titular de instalaciones y equipamiento que prestan Servicios Complementarios.

## **CAPITULO 5. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN TÉCNICA**

Teniendo en cuenta que el Perú no cuenta con un marco regulatorio para el desarrollo de los sistemas BESS, la propuesta técnica contempla que la central fotovoltaica deberá asegurar el suministro de energía al SEIN, y a partir de ello, poder entrar a competir en el mercado de corto y largo plazo con contratos bilaterales, y también evaluar la posibilidad de competir en el mercado de servicios complementarios.

A continuación, se detallan las características técnicas para la instalación de una planta solar fotovoltaica más BESS, en el departamento de Moquegua, teniendo en cuenta su alto potencial fotovoltaico, entre 5.6 a 6.0 kWh/kWp, que la convierten en una zona privilegiada para el desarrollo de este tipo de tecnología.

**Figura N° 5.1** Mapa de recurso solar de potencial eléctrico fotovoltaico del Perú.



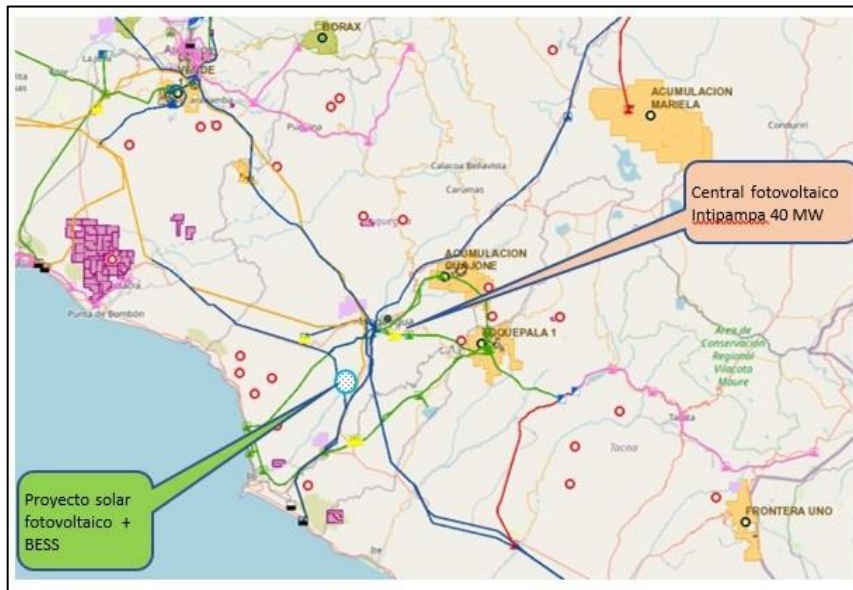
Fuente: (SOLARGIS, 2022)

## 5.1 Criterios utilizados para la ubicación del proyecto

El proyecto, se encontrará ubicado en el departamento de Moquegua, Provincia de Mariscal Nieto, con coordenadas  $-17.245894^{\circ}$ ,  $-070.882981^{\circ}$ , a una elevación de 1975 msnm (ver Figura N° 5.2), considerando además las siguientes ventajas:

- ✓ Se ubicará cercana a la central solar de Intipampa 40 MW actualmente en operación, debido a que dicha central ya tiene estudios más detallados de irradiancia diarios y anual; cuyos valores son más confiables para el desarrollo del proyecto.
- ✓ Se encontrará cercana a una subestación 138 kV existente, barra a la cual se realizará la conexión eléctrica mediante un enlace de línea de transmisión 138 kV; con menor costo de instalación, ver Figura N° 5.3.
- ✓ Además, su ubicación a 11 km de la ciudad de Moquegua, favorecerá la reducción de costos de transporte y campamentos, durante la etapa de construcción, operación y mantenimiento.

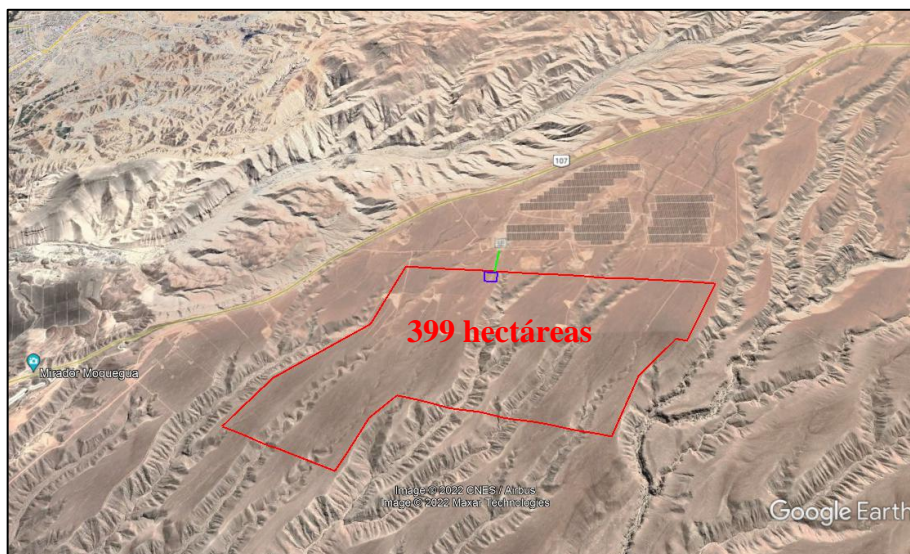
**Figura N° 5.2** Ubicación del proyecto



Fuente: (OSINERGMIN, 2022)



**Figura N° 5.3** Área y perímetro del proyecto



Fuente: (Google Earth, 2022)

## **5.2 Descripción del proyecto**

El proyecto generará energía eléctrica a partir de una fuente solar fotovoltaica de 96 MWp de capacidad instalada para ser inyectada al SEIN, contemplando la instalación de un sistema BESS de 8 MW para dar firmeza a la generación fotovoltaica.

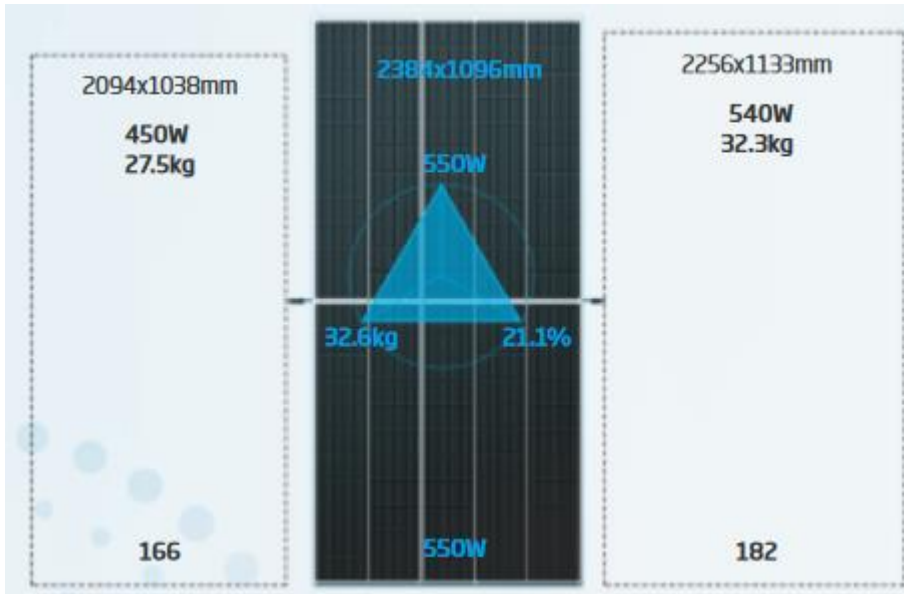
### **5.1 Componentes del proyecto**

A continuación, se detallan los principales componentes y/o equipos que se implementaran en la central solar fotovoltaica más almacenamiento BESS.

#### **5.1.1 Módulo fotovoltaico**

Para el proyecto se utilizará el panel fotovoltaico monofacial de 450 W, dimensión de 166 mm, de la marca TRINASOLAR, cuyos modelos y características se pueden observar en la Figura N° 5.4.

**Figura N° 5.4** Modulo fotovoltaico VERTEX 450 W



Fuente: (TRINASOLAR, 2022)

La Central Solar Fotovoltaica estará compuesta por 174,546 paneles, y cada panel generará una potencia de 450 Wp, los paneles se instalarán en una estructura tipo seguidor monofila a un eje horizontal, utilizando 36 inversores de 2500 KVA y 36 transformadores de 0.55/22.9 kV, para la evacuación de la energía generada, en la Tabla N° 5-1, se muestran las especificaciones técnicas del panel fotovoltaico.

**Tabla N° 5-1** Ficha técnica de panel solar fotovoltaico

Descripción	166	182	Vértice
Potencia (W)	450	535 -540	545 - 500+
Eficiencia de Modulo	20.70%	21.10%	21.10%
Peso (Kg)	27.5	32.3	32.6
Longitud (mm)	2094	2256	2384
Ancho (mm)	1038	1133	1096
Área (m2)	2.17	2.56	2.6
Isc (A)	11.58	13.85	18.4
Voc (V)	49.6	49.5	37.9
Por Contenedor (PCS)	660	620	620
Potencia por contenedor (W)	297,000	334.8	341,000

Fuente: (TRINASOLAR, 2022)

### 5.1.2 Estructura Portante

Se busca la forma más sencilla de llevar a cabo la instalación en cuanto a tiempo y a mantenimiento, en todo el horizonte del proyecto. Para ello se plantea una estructura de sujeción para módulos monofaciales. Las estructuras de los soportes para los módulos fotovoltaicos serán de tipo Horizontal con seguidor de un eje.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán por medio de brazos articulados accionados por un motor eléctrico a la barra de torsión que hace funcionar el sistema seguidor. La configuración considerada para el proyecto se basa en módulos montados en posición vertical con fundaciones hincadas para soportar el eje seguidor. Las estructuras serán diseñadas de acuerdo con el análisis estático y dinámico utilizando las cargas de vientos establecidas por las normas nacionales y el estándar IEC aplicable a las instalaciones solares.

### 5.1.3 Cables de energía

Las características de los conductores se detallan en la Tabla N° 5-2.

**Tabla N° 5-2** Parámetros eléctricos de 22.9 kV.

Código DIgSILENT	Conductor	Longitud (Km)	Impedancias por unidad de longitud			
			Sec. Positiva/Negat		Sec. Homopolar	
			R1 (Ohm/km)	X1 (Ohm/km)	R0 (Ohm/km)	X0 (Ohm/km)
500 KCM/585m	500 KCM – AL	0,585	0,114	0,141	0,375	0,339
500 KCM/675m	500 KCM – AL	0,675	0,114	0,141	0,375	0,339
500 KCM/423m	500 KCM – AL	0,423	0,114	0,141	0,375	0,339
500 KCM/665m	500 KCM – AL	0,665	0,114	0,141	0,375	0,339
500 KCM/715m	500 KCM – AL	0,715	0,114	0,141	0,375	0,339

Fuente: Elaboración propia a través de software DIgSILENT

#### 5.1.4 Transformadores

Se instalarán 2 de transformadores en paralelo y conectados a la barra Intipampa 138kV:

**Tabla N° 5-3** Parámetros Eléctricos del transformador Tr1 De 138/22.9 kV

Código	Rel. De Transformación y potencia				Impedancias (%)	
	Prim (kV)	Sec. (kV)	Grupo Conex.	S (MVA)		VCC
				ONAN	ONAF	
Tr1.	138	22.9	YnD	50	-	11.05%

Fuente: Elaboración propia a través de software DIgSILENT

**Tabla N° 5-4** Parámetros eléctricos del transformador Tr2 De 138/22.9 kV

Código	Rel. De Transformación y potencia				Impedancias (%)	
	Prim (kV)	Sec. (kV)	Grupo Conex.	S (MVA)		VCC
				ONAN	ONAF	
Tr2.	138	22.9	YnD	50	-	11.09%

Fuente: Elaboración propia a través de software DIgSILENT

#### 5.1.5 Inversores

Los inversores son los equipos responsables de transformar la corriente directa (DC) proporcionada por el generador fotovoltaico (FV) a corriente alterna (AC) para ser evacuada a la red del sistema eléctrico de potencia, cuya operación es totalmente automatizada. Una vez que el generador fotovoltaico proporciona la potencia suficiente para excitar al inversor, arranca y la electrónica de control comienza con la conversión DC/AC. Por el contrario, cuando la potencia de entrada baja por debajo del punto de excitación del inversor, para la conexión y deja de trabajar. Los inversores son diseñados para mejorar el rendimiento y reducir el volumen en las plantas solares de medio y gran tamaño cuentan con una eficiencia superior al 98,1%.

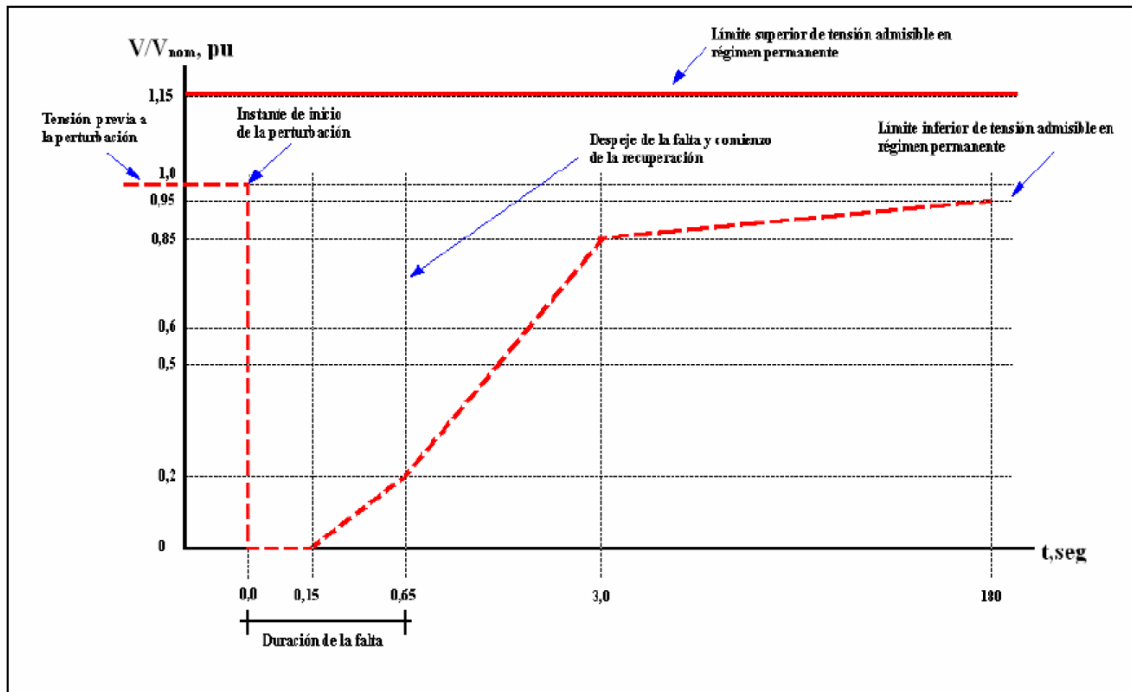
**Tabla N° 5-5** Ficha técnica de inversor fotovoltaico marca Gamesa E-2.25 MVA-SB-I

<b>TECHNICAL SPECIFICATIONS</b>	
<b>DC INPUT VALUES</b>	
Recommended rated power	2.500 - 2.700 kWp
Max. DC. Current @ 50°C	2.500 A.
Direct Current Voltage Range	935 - 1500 V
DC MPPT Voltage Range	935 - 1250 V
No. Of DC ports	Up to 20
Start of Production	0.5% Pn Approx.
<b>AC OUTPUT VALUES</b>	
N° of phases	3
Nominal AC Power (50°C)	2,250 kVA
Maximum AC power (40°C)	2,-300 kVA
Maximum AC power (25°C)	2,500 kVA
Nominal Ac Voltage	660 VRMS
Voltage Allowance range	-10% / 10%
Frequency range	47.5...53 / 57...63 HZ
Power Factor	Any
THD of AC Current	<3% @Pn
Nominal AC Current per Phase	1,970 A
Max. AC Current per Phase	2,190 A
<b>PERFORMANCE</b>	
Max. Performance	98.50%
European Performance	98.20%
Stand - By power consumption	<200 W
<b>OTHER FEATURES</b>	
MPPT	1
LVRT/HVRT	Yes
Permissible ambient temperature	-20°C / +50°C (+60°C)
Relative humldlty	95% (without condensation)
Max. Altitude	2000m
Size (width x height x depth)	2950 x 1840 x 975
Weight	1900 kg
Protection degree	IP 20
Cooling	Water G Froced Air
<b>MAIN STANDARDS</b>	
IEC 61000-6-2	IEC 61000-6-4
IEC 62109-1	IEC 62109-2
IEC 62116	IEC 61683

Fuente: (GAMESA ELECTRIC, 2022)

Ante caídas de tensión, los inversores serán capaces de permanecer conectados al SEIN con los perfiles de magnitud y duración del hueco de tensión, con lo exigido en el anexo 1 del PR-20 del COES.

**Figura N° 5.5** Requerimiento mínimo del CGNC para la soportabilidad de tensión-tiempo por fase en el punto de conexión

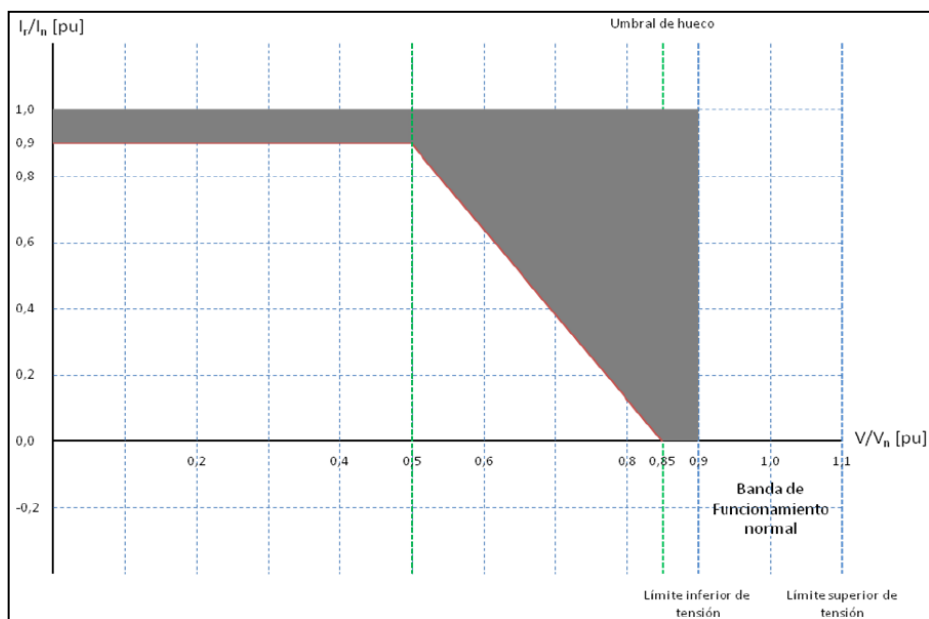


Fuente: (COES, 2021)

El inversor podrá ajustar la inyección de corriente de potencia reactiva ante una condición de caída de tensión, adaptándose a lo exigido en el numeral 6 del capítulo 4 del anexo 1 del PR-20 del COES.

Como se puede observar en la Figura N° 5.6, los inversores tienen la capacidad para inyectar potencia reactiva y controlar tensión. Para realizar las simulaciones se considera el factor de potencia unitario, cuyo caso es el más crítico para el comportamiento del sistema. La CSF puede inyectar potencia reactiva a solicitud del COES, en este caso el desempeño será mucho mejor.

**Figura N° 5.6** Curva de intensidad reactiva – tensión, de acuerdo al PR-20 del COES



Fuente: (OSINERGMIN, 2022)

### 5.1.6 Línea de transmisión

Los detalles de la línea de transmisión se muestran en la Tabla N° 5-6

**Tabla N° 5-6** Detalles de la línea de transmisión

Sistema	Corriente alterna trifásica
Nivel de tensión	138 kV
Nivel de tensión máxima	145 kV
Frecuencia	60 HZ
Potencia de operación normal	100 MVA (perdidas Joule)
Potencia máxima de diseño	120 MVA
tipo de conductor	ACAR
numero de circuitos	1
número de conductores por fase	3
tipos de cables de guarda	OPGW
tipo de aislador	Vidrio Templado
longitud total	260 metros
tipo de apoyo	Torres Metálicas
Cimentaciones	Zapata Aislada
puesta a tierra	Contrapesos y Electrodo

Fuente: Elaboración propia

### **5.1.7 Subestación de transformación**

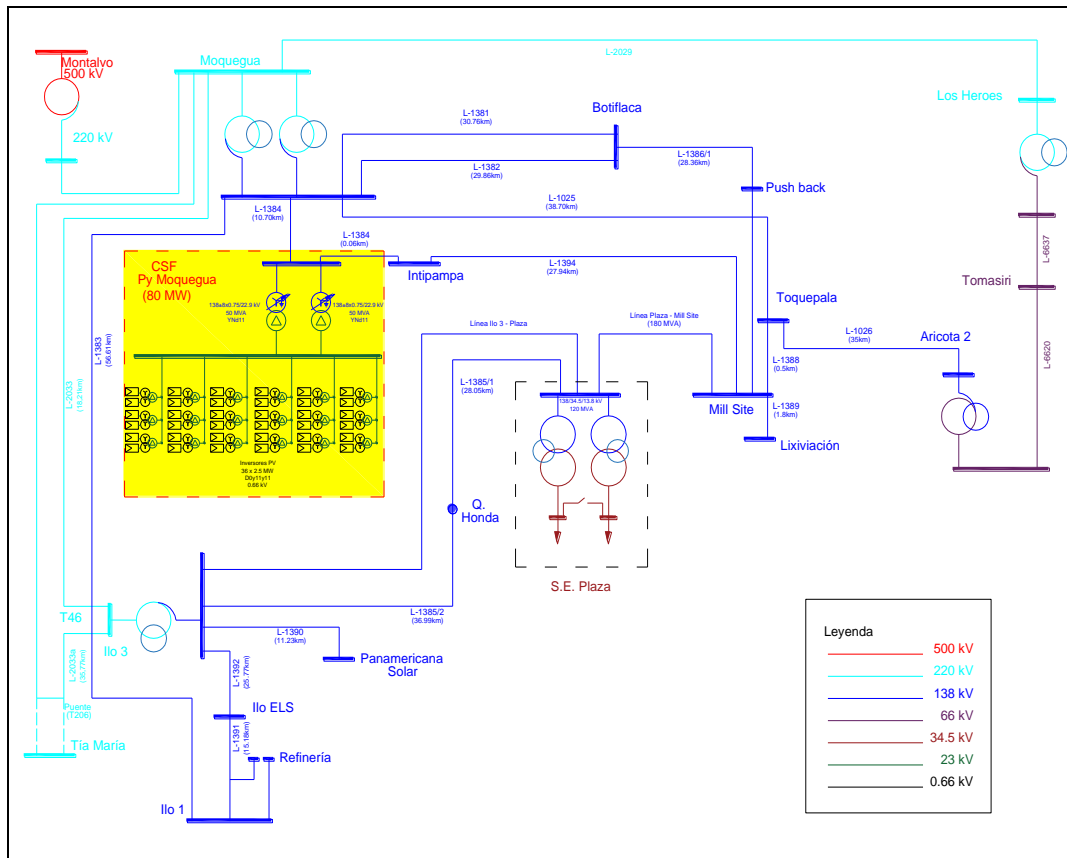
La construcción de la subestación del proyecto 138/22.9 kV, estará equipada con lo siguiente:

- ✓ Cuatro celdas de 138 kV (seccionador de línea y puesta a tierra, transformador de tensión, transformador de corriente, pararrayos, interruptor, seccionador de barra y sistema de medición y protección).
- ✓ Dos celdas de 138 kV (seccionador de transformador, transformador de tensión, transformador de corriente, interruptor, seccionador de barra, pararrayos, interruptor y sistema de medición y protección).
- ✓ Dos transformadores de potencia de  $138\pm 8 \times 0.75\%$ /22.9 kV de 50 MVA (ONAN) con cambiador de taps bajo carga.
- ✓ Seis celdas de 22.9 kV (pararrayos, interruptor, transformador de corriente, sistema de medición y protección).

Los detalles de ubicación se muestran en el diagrama unifilar de la Figura N° 5.7.



**Figura N° 5.7** Diagrama unifilar central solar fotovoltaica 80 MW Moquegua



Fuente: Elaboración propia con datos de (COES, 2022)

## 5.2 Criterios de selección de potencia

La potencia de generación de 80 MW se obtuvo a partir del modelamiento en el software DIGSILENT; partiendo inicialmente de un escenario de potencia de generación de 150 MW, cuyo resultado supera la capacidad de transmisión del conductor de la línea de transmisión 138 kV existente de la línea Intipampa, generando pérdidas en transmisión; por lo cual se disminuyó progresivamente hasta llegar a una potencia de 80 MW, alcanzando resultados satisfactorios. Los parámetros eléctricos de generación y transmisión se modelan en el flujo de carga, cumpliendo con la caída de tensión en las barras 138 kV de acuerdo a la normatividad vigente y podrían ingresar a suministrar energía al mercado mayorista.

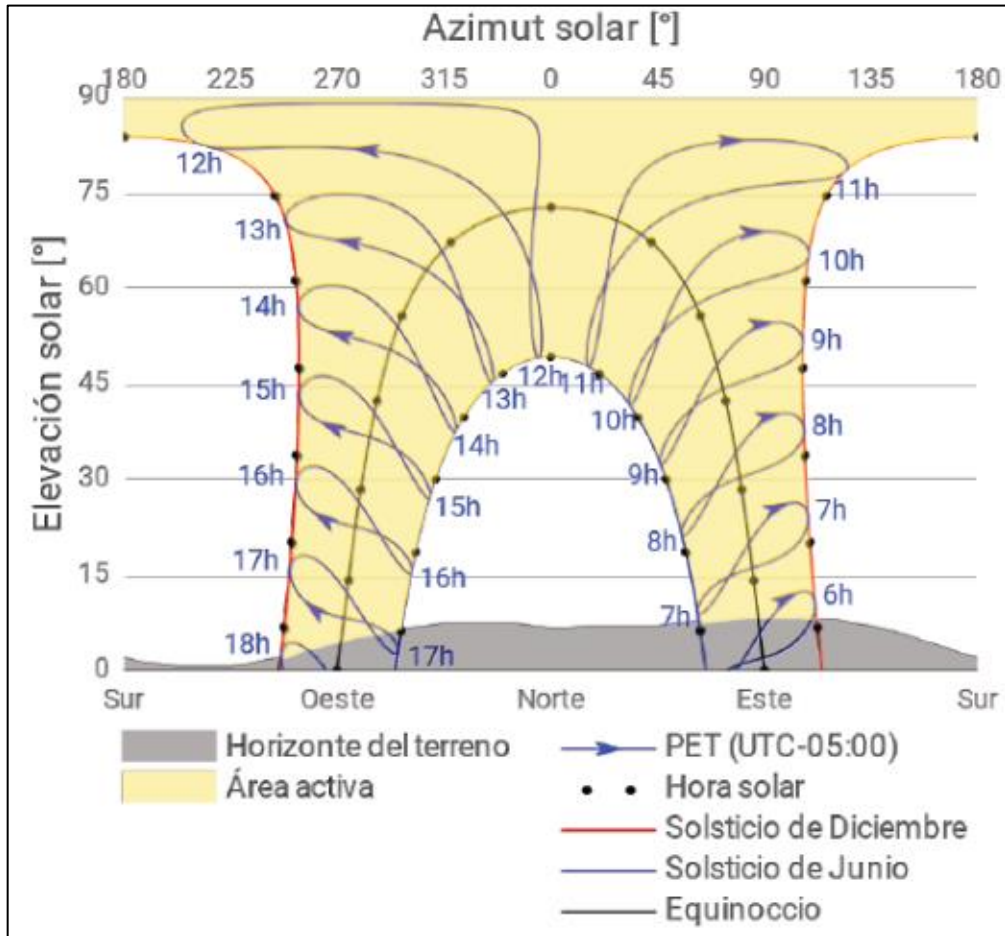
**Tabla N° 5-7** Características técnicas del proyecto

Tamaño de la instalación	Capacidad instalada: 96 MWp
Tipo de modulo fotovoltaico	c Si – silicio cristalino (mono o policristalino)
Bracktracking	Activado
Límites de rotación	-60° este, 60° Oeste
Separación relativa entre columnas (hileras)	2.5
Tipo de Inversor	Inversor de alta eficiencia centralizado (97.8% eficiencia)
Tipo de Transformador	Alta eficiencia (0.9% pérdida)
Pérdidas por nieve y suciedad sobre los módulos fotovoltaicos	Pérdidas mensuales por suciedad hasta 3.0% - Pérdidas mensuales por nieve hasta 0.0%
Pérdidas por cableado	Cableado en corriente continua (DC) 2% - Desajustes en corriente continua (DC) 0.3% - Cableado en corriente alterna (AC) 0.5%
Disponibilidad de la instalación	99.5%

Fuente: (SOLARGIS, 2022)

La radiación solar estimada de la zona del proyecto se realizó mediante la utilización del software SOLARGIS, en la Figura N° 5.8, se muestra la proyección del comportamiento de la radiación media horaria. Con esta estimación y las características de los paneles e inversores seleccionados, se garantiza la generación solar de 96 MWp.

**Figura N° 5.8** Horizonte y trayectoria solar en el sitio



Fuente: (SOLARGIS, 2022)

De acuerdo al reporte del software SOLARGIS, en la Tabla N° 5-8 se muestra la producción fotovoltaica a largo plazo del departamento de Moquegua, provincia de Mariscal Nieto; con datos mensuales y anuales ponderados.

Para el proyecto se selecciona el “PVOUT specific anual” de 2594.3 (kWh/kWp), que corresponde a los valores anuales y mensuales promedio de producción de energía eléctrica fotovoltaica (corriente alterna) suministrada por la instalación fotovoltaica normalizada para 1 kWp de capacidad instalada; con la finalidad de calcular la producción de energía anual.

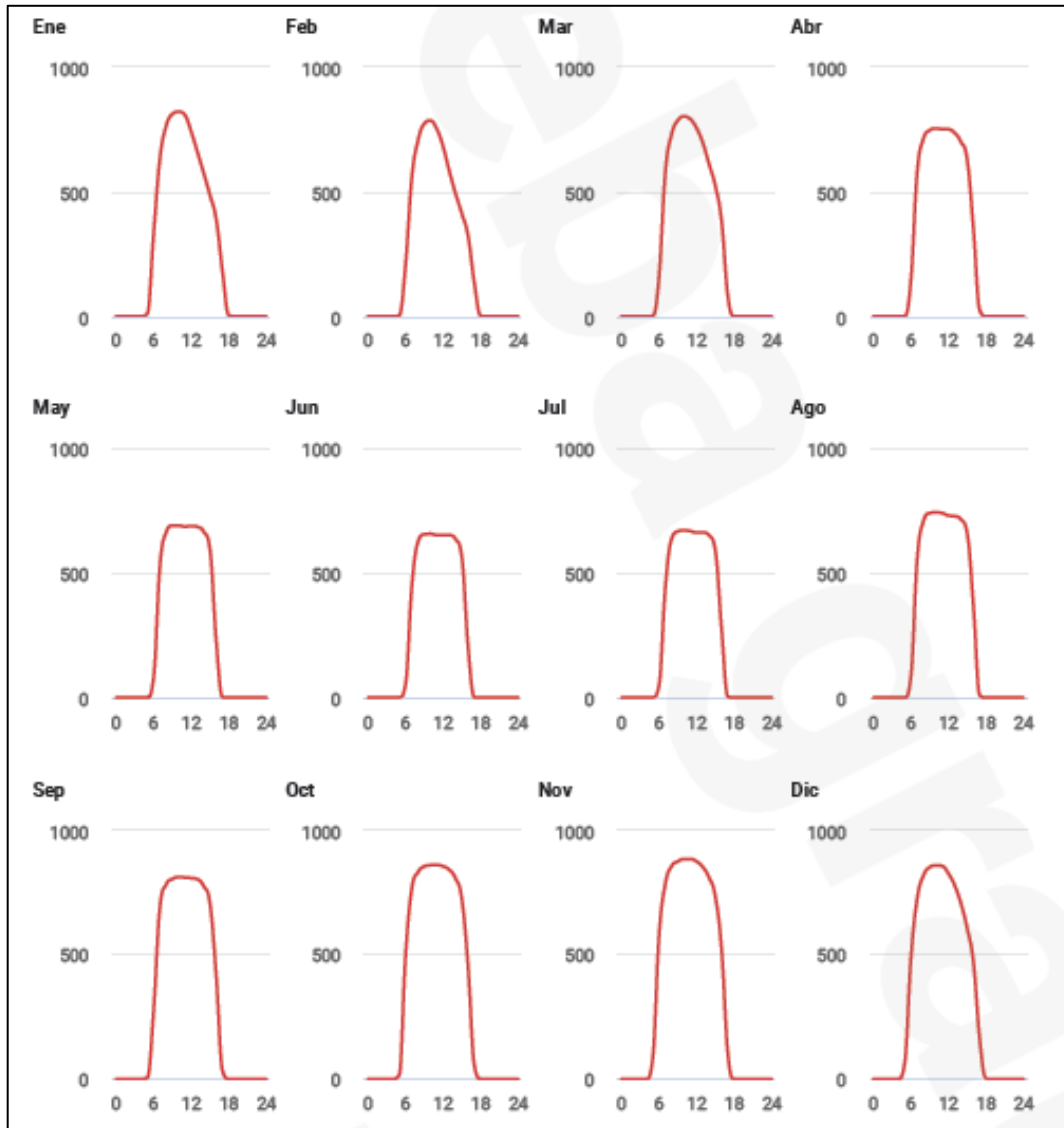
**Tabla N° 5-8** Producción fotovoltaica a largo plazo

<b>Mes</b>	<b>GTI</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GTI</b> Wh/m <sup>2</sup>	<b>PVOUT_ total</b> kWh	<b>PVOUT_ Total</b> Wh	<b>PVOUT_ specific</b> kWh/kWp	<b>PVOUT_ specific</b> Wh/kWp	<b>PR</b> %
Ene	281.6	9084	21,472,336	692,656,012	223.7	7215.2	79.4
Feb	224.3	8011	17217358.9	614,905,674	179.3	6405.3	80.0
Mar	266.6	8600	20509937.7	661,610,892	213.6	6891.8	80.1
Abr	256.2	8539	19792800.0	659,760,001	206.2	6872.5	80.5
May	237.6	7663	18469253.4	595,782,369	192.4	6206.1	81.0
Jun	212.9	7096	16695771.9	556,525,731	173.9	5797.1	81.7
Jul	227.5	7337	17786197.3	573,748,301	185.3	5976.5	81.5
Ago	261.9	8447	20176095.0	650,841,775	210.2	6779.6	80.3
Sep	292.6	9753	22193348.5	739,778,282	231.2	7706.0	79.0
Oct	332.8	10736	24994152.8	806,262,992	260.4	8398.6	78.2
Nov	338.4	11278	25395183.6	846,506,118	264.5	8817.8	78.2
Dic	321.8	10380	24347810.9	785,413,254	253.6	8181.4	78.8
Anual	3,254.0	8,910.5	249,050,246.3	681,982,616.8	2,594.3	7,104.0	79.7

Fuente: (SOLARGIS, 2022)

Así mismo, el software SOLARGIS reportó los perfiles horarios promedios mensuales de producción eléctrica fotovoltaica específica; que se utilizó para determinar la máxima y la mínima generación de energía para la evaluación del proyecto en el mejor y peor escenario, conforme se puede observar en la Figura 5.9.

**Figura N° 5.9** Perfiles horarios



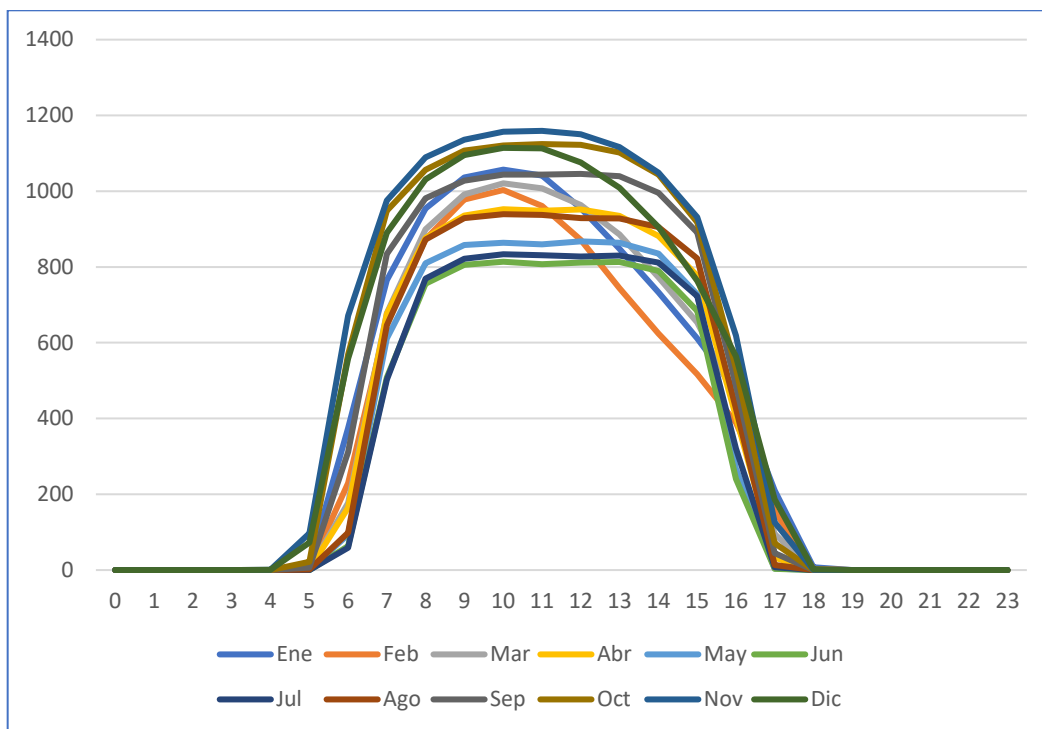
Fuente: (SOLARGIS, 2022)

### **5.3 Comportamiento de irradiancia en la planta solar**

Los valores de irradiancia de la planta de generación solar de nuestro proyecto, no presenta intermitencias en el día, debido a que la zona tiene una alta intensidad de potencial fotovoltaico entre 5.6 a 6.0 kWh/kWp y estará ubicado en la zona costera, donde no se presentan lluvias, además de existir una baja nubosidad; por lo cual no será necesario

implementar el sistema de almacenamiento de energía con baterías BESS para suavizar la intermitencia en el día, tal como se aprecia en la Figura N° 5.10.

**Figura N° 5.10** Irradiación global inclinada promedios horarios [Wh/m<sup>2</sup>] – tiempo [hrs]

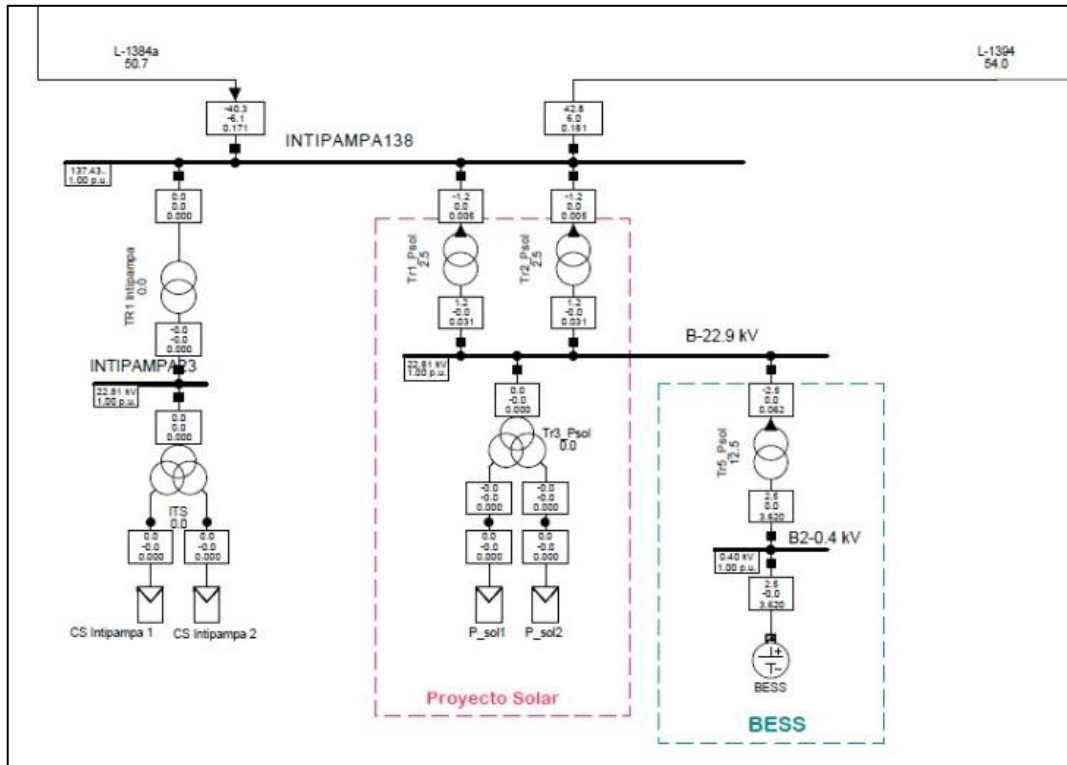


Fuente: (SOLARGIS, 2022)

#### 5.4 Conexión del Proyecto Planta Solar y BESS

La planta solar y el sistema BESS se conectarán a la subestación Intipampa en el lado de la barra de 138 kV, con una capacidad de 8 MW, e ingresará a suministrar potencia y energía en horas punta de 17:00 a 22:00 horas, con una autonomía de cinco horas.

**Figura N° 5.11** Conexión del BESS



Fuente: Elaboración propia mediante el software DIGSILENT

Los reportes de flujo de potencia de los casos simulados para la configuración sin el proyecto y con el proyecto, de los cuales se ha extraído el resumen de los valores de tensión que se detallan en la Tabla N° 5-9.

Del análisis del comportamiento del sistema en condiciones de operación normal, se concluye que el ingreso del proyecto PV + baterías, no afectaría de forma negativa la operación del SEIN, más aún, se mejora la operación del sistema eléctrico por los siguientes motivos:

- ✓ Los perfiles de tensión se encuentran dentro de los límites establecidos, se mejora el perfil de tensiones en el área de influencia, con el ingreso del proyecto solar de 80 MW.

- ✓ Se tiene un incremento en el perfil de flujo de potencia de las líneas por lo que la máxima generación de la planta es de 80 MW.
- ✓ El flujo por las líneas y transformadores no superan su capacidad nominal de operación.

**Tabla N° 5-9** Perfil de tensión del área de influencia del proyecto

S.E.	TENSIÓN NOMINAL (kV)	AÑO 2022			
		SIN PROYECTO		CON PROYECTO	
		TENSIÓN (kV)	TENSIÓN (p.u.)	TENSIÓN (kV)	TENSIÓN (p.u.)
B-22.9 kV	22.9	-	-	22.88	1.00
INTIPAMPA138	138	137.85	1.00	138.65	1.00
INTIPAMPA23	22.9	22.74	0.99	22.88	1.00
INTIP_1	0.66	0.66	0.99	0.66	1.00
INTIP_2	0.66	0.66	0.99	0.66	1.00
MILL SITE 138	138	135.79	0.98	136.31	0.99
MOQUEGUA 138A	142	138.38	0.97	138.82	0.98
MOQUEGUA 138B	142	138.38	0.97	138.82	0.98
TOQUEPALA 138	138	135.85	0.98	136.37	0.99

Fuente: Elaboración propia a partir del software DIgSILENT

#### 5.4.1 Parque Fotovoltaico

El Proyecto comprende una generación total de 80 MW dividido en 2 unidades de generación denominadas Planta 1 y Planta 2.

**Tabla N° 5-10** Características del Proyecto

Variable	Capacidad/cantidad
Potencia Nominal	80 MW
Potencia pico estimado	96 MWp
Números de módulos fotovoltaicos	174,546
Centro de transformación	450 Wp
Subestación	2 x transformadores 50MVA 23kV/138kV

Fuente: Elaboración propia



#### **5.4.2 Premisas para conexión al SEIN**

El análisis de generación implica tener en cuenta que los elementos aledaños o del área de la influencia del proyecto solar como líneas de transmisión, transformadores de potencia, generadores estáticos y otros elementos.

- ✓ Las líneas de transmisión no deben superar el 100% de su potencia nominal
- ✓ Los transformadores de potencia no deben superar el 100% de su potencia nominal
- ✓ El nivel máximo de generación de la planta Solar Nueva no debe superar 80 MW
- ✓ El nivel máximo de generación de la planta Solar Intipampa no debe superar 40 MW
- ✓ Los sistemas BESS no deben superar su máxima capacidad durante la carga y descarga de potencia Activa

#### **5.5 Modelamiento del sistema BESS**

Un sistema de almacenamiento de energía de batería (BESS) consta de dos partes. Primero, una parte de almacenamiento que podría almacenar/restaurar energía en un proceso electroquímico. Segundo, un rectificador/inversor que podría transformar la tensión DC de la parte de almacenamiento a la tensión AC necesaria para la red y viceversa. El rectificador/inversor normalmente se basa en un convertidor de fuente de voltaje (VSC) con una modulación de ancho de pulso (PWM).

##### **5.5.1 Conversión energética y pérdidas de la instalación**

Los resultados de la conversión energética, utilizando el software SOLARGIS se muestran en la Tabla N° 5-11.

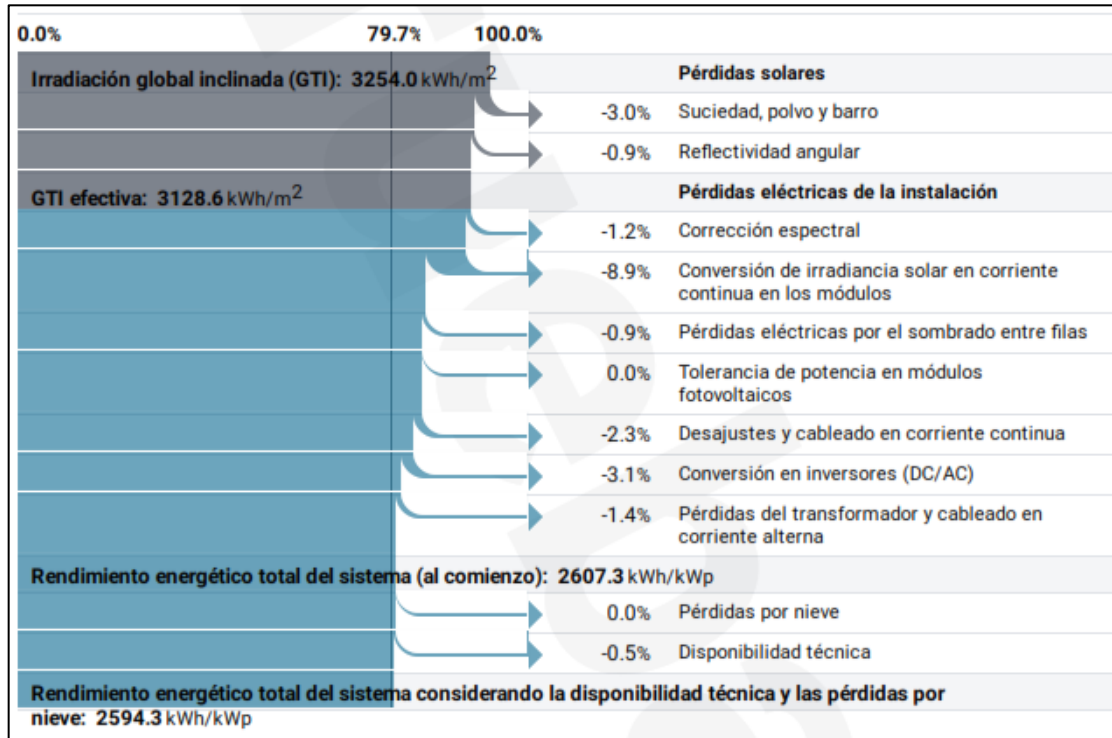
**Tabla N° 5-11** Conversión Energética y pérdidas relacionadas

	Entrada de energía kWh/m <sup>2</sup>	Pérdida/ganancia de energía kWh/m <sup>2</sup>	Energía PVOUT_spe cific kWh/kWp	Pérdida/ganancia de energía kWh/kWp	Pérdida/ganancia de energía %	PR %
<b>Irradiación global horizontal (GHI) teórica</b>	<b>2532.3</b>					
Sombreado del horizonte (terreno + objetos en el horizonte)	2529.4	-2.9			-0.1	
<b>Irradiación global horizontal específica del sitio</b>	<b>2529.4</b>	<b>-2.9</b>			<b>-0.1</b>	
Conversión a la superficie de los módulos fotovoltaicos	3254.0	724.6			28.6	
<b>Irradiación global inclinada (GTI)</b>	<b>3254.0</b>					<b>100</b>
Suciedad, polvo y barro	3156.4	-97.6			-3.0	97.0
Reflectividad angular	3128.6	-27.7			-0.9	96.1
<b>GTI efectiva</b>	<b>3128.6</b>	<b>-125.4</b>			<b>-3.9</b>	<b>96.1</b>
Corrección espectral			3092.6	-36.0	-1.2	95.0
Conversión de irradiancia solar en corriente continua en los módulos			2818.6	-274.0	-8.9	86.6
Pérdidas eléctricas por el sombreado entre filas			2792.4	-26.1	-0.9	85.8
Tolerancia de potencia en módulos fotovoltaicos			2792.4	0.0	0.0	85.8
Desajustes y cableado en corriente continua			2728.4	-64.1	-2.3	83.8
Conversión en inversores (DC/AC)			2644.2	-84.2	-3.1	81.3
Pérdidas del transformador y cableado en corriente alterna			2607.3	-36.9	-1.4	80.1
<b>Rendimiento energético total del sistema (al comienzo)</b>			<b>2607.3</b>	<b>-521.3</b>	<b>-16.7</b>	<b>80.1</b>
Pérdidas por nieve			2607.3	0.0	0.0	80.1
Disponibilidad técnica			2594.3	-13.0	-0.5	79.7
<b>Rendimiento energético total del sistema considerando la disponibilidad técnica y las pérdidas por nieve</b>			<b>2594.3</b>	<b>-13.0</b>	<b>-0.5</b>	<b>79.7</b>
<b>Factor de capacidad</b>			<b>29.6%</b>			

Fuente: (SOLARGIS, 2022)

La Figura N° 5.12, muestra las pérdidas teóricas debidas a la conversión de energía en la instalación fotovoltaica

**Figura N° 5.12** Diagrama de pérdidas



Fuente: (SOLARGIS, 2022)

En la Tabla N° 5-12, se proyecta la producción eléctrica de todo un año típico, calculado con el valor de producción eléctrica fotovoltaica específica (Wh/kWp) de cada mes y la potencia pico de la central solar (96,000 kWp).

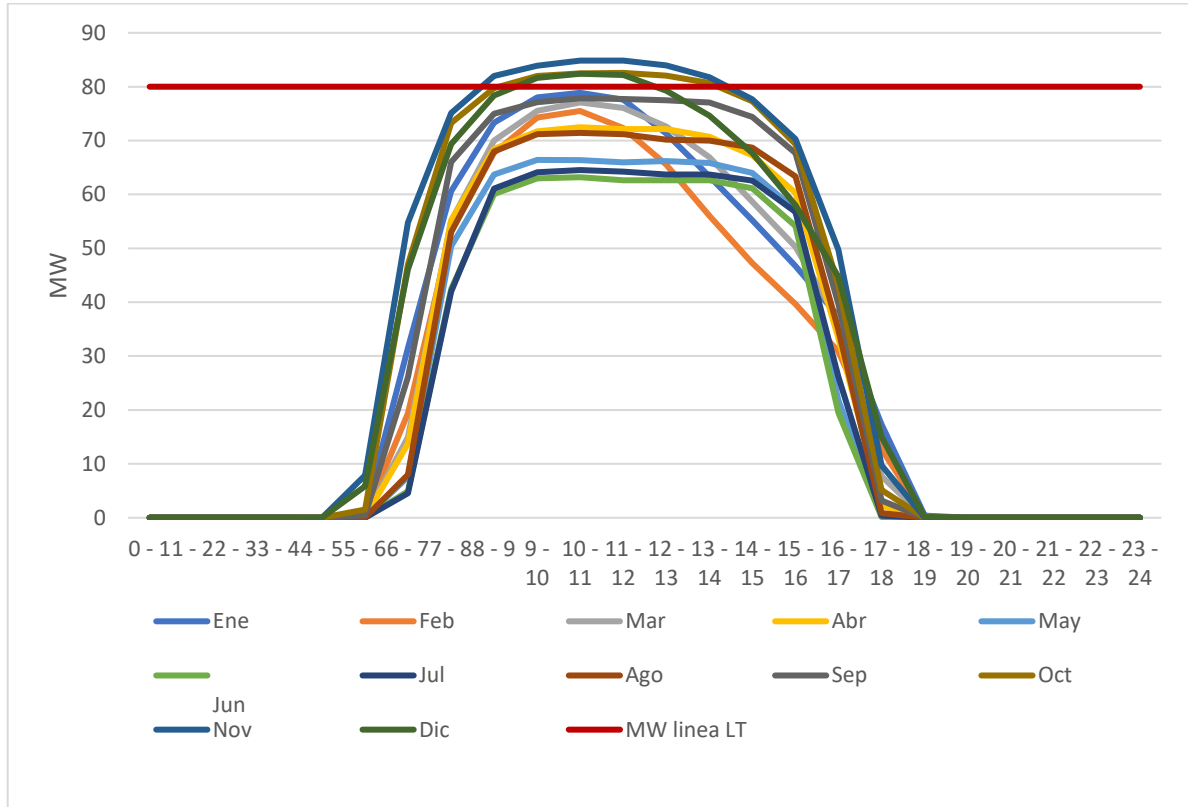
**Tabla N° 5-12** Producción de energía eléctrica fotovoltaica específica [MWh]

<b>Hora</b>	<b>Ene</b>	<b>Feb</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>May</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Sep</b>	<b>Oct</b>	<b>Nov</b>	<b>Dic</b>
<b>0 - 1</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>1 - 2</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>2 - 3</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>3 - 4</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>4 - 5</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>5 - 6</b>	1.03	0.30	0.15	0.08	0.02	0	0	0.03	0.46	1.51	7.88	5.83
<b>6 - 7</b>	31.52	19.41	14.93	13.73	7.58	4.92	4.54	8.02	26.14	47.00	54.80	46.11
<b>7 - 8</b>	60.60	53.13	55.11	55.21	50.40	42.46	41.98	53.00	66.00	73.25	75.10	69.38
<b>8 - 9</b>	73.34	67.76	70.02	68.43	63.70	60.11	61.10	67.99	74.98	79.72	82.01	78.40
<b>9 - 10</b>	78.00	74.25	75.52	71.71	66.41	63.00	64.12	71.20	77.13	82.00	83.91	81.66
<b>10 - 11</b>	78.87	75.49	77.08	72.48	66.40	63.20	64.53	71.43	77.85	82.48	84.85	82.41
<b>11 - 12</b>	77.63	72.31	76.04	72.16	65.98	62.64	64.24	71.20	77.72	82.57	84.84	82.15
<b>12 - 13</b>	71.28	65.54	72.63	72.12	66.23	62.62	63.69	70.19	77.49	82.03	83.93	79.25
<b>13 - 14</b>	63.36	56.01	66.90	70.69	65.84	62.64	63.69	69.99	77.04	80.69	81.73	74.65
<b>14 - 15</b>	55.23	47.27	58.68	67.27	64.03	61.13	62.55	68.71	74.39	77.33	77.66	67.67
<b>15 - 16</b>	46.73	39.62	50.26	60.29	57.13	54.13	56.73	63.33	67.69	69.35	70.29	57.99
<b>16 - 17</b>	37.37	30.89	36.54	33.34	21.84	19.49	26.15	34.89	39.70	43.17	49.73	44.78
<b>17 - 18</b>	17.31	12.72	7.72	2.26	0.24	0.18	0.42	0.85	3.21	5.17	9.75	15.01
<b>18 - 19</b>	0.40	0.19	0.03	0	0	0	0	0	0	0	0.02	0.14
<b>19 - 20</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>20 - 21</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>21 - 22</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>22 - 23</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>23 - 24</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Suma</b>	<b>692.66</b>	<b>614.91</b>	<b>661.61</b>	<b>659.76</b>	<b>595.78</b>	<b>556.53</b>	<b>573.75</b>	<b>650.84</b>	<b>739.78</b>	<b>806.26</b>	<b>846.51</b>	<b>785.41</b>
<b>mensual</b>	<b>21,472.34</b>	<b>17,217.36</b>	<b>20,509.94</b>	<b>19,792.8</b>	<b>18,469.25</b>	<b>17,252.30</b>	<b>17,786.20</b>	<b>20,176.10</b>	<b>22,193.35</b>	<b>24,994.15</b>	<b>25,395.18</b>	<b>24,347.81</b>

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de (SOLARGIS, 2022)

En la Figura N° 5.13, se muestra la curva de generación promedio horario mensual, la capacidad de la línea de transmisión proyectada es de 80 MW y la instalación de un sistema BESS ayudará a no sobrecargar la línea en los meses de mayor demanda, realizando la carga y descarga en horas de punta.

**Figura N° 5.13** Producción de energía eléctrica horaria promedio [MWh].

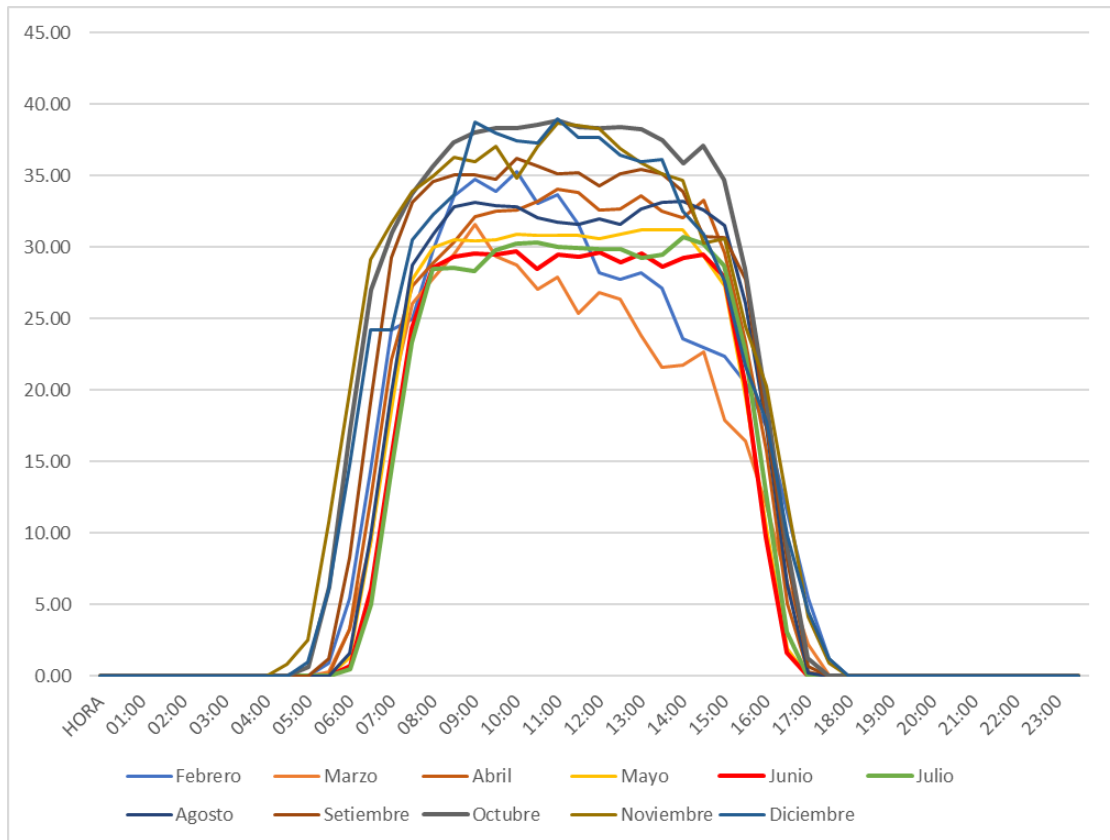


Fuente: Elaboración propia a partir de (COES, 2021)

## 5.6 Data histórica para evaluación de disponibilidad de radiación solar

En la Figura N° 5.14, se tiene la data histórica de generación eléctrica promedio mensual correspondiente a periodo de agosto 2021 a julio 2022, la cual coincide con la data de diseño del programa SOLARGIS aplicado a nuestro proyecto, bajo esta evaluación podemos garantizar un mejor pronóstico en la operación y otorgar mayor confiabilidad al mercado mayorista del sistema eléctrico.

**Figura N° 5.14** Data de operación de la central solar eléctrica PV Intipampa

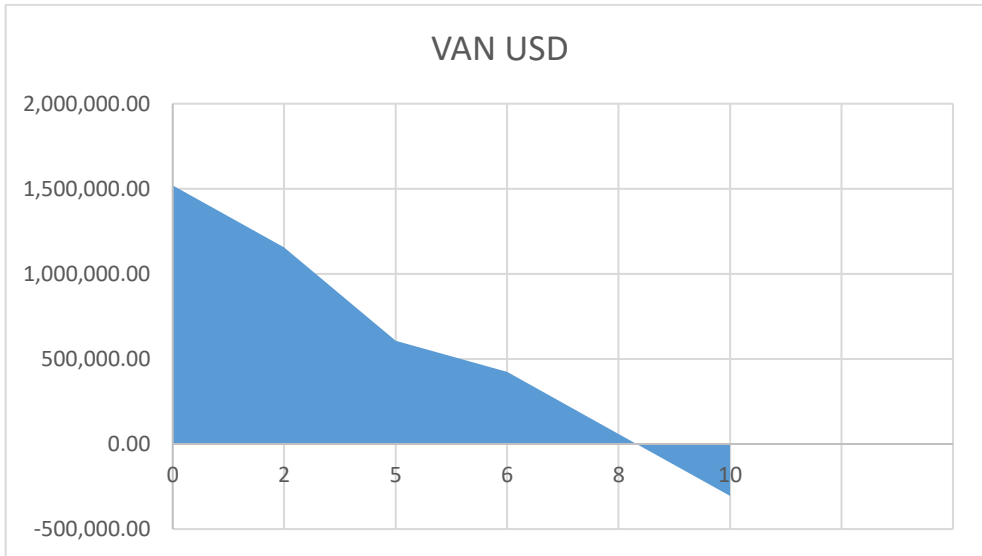


Fuente: Elaboración propia a partir de (COES, 2021)

### **5.6.1 Cálculo del Punto óptimo de capacidad instalada del BESS para venta de energía en horas punta**

En la Figura N° 5.15, se muestran los resultados del análisis para determinar la capacidad de almacenamiento del sistema BESS a partir del flujo económico desarrollado en el capítulo 6. Para una capacidad de almacenamiento de 8.5 MW el VAN resulta negativo. Por lo tanto, se ha determinado participar en la venta de energía en horario de las 17:00 hasta las 22:00 horas (horas punta) con una capacidad de 8 MW de potencia firme, obteniendo un VAN de 2,502,942.61 USD, una TIR de 13.39% y un periodo de recupero de 14 años, haciendo rentable el proyecto y obteniendo ingresos por potencia reconocida.

**Figura N° 5.15** Análisis del VAN versus capacidad de almacenamiento BESS



Fuente: Elaboración propia

### 5.7 Análisis de generación usando sistema BESS

Según la Tabla N° 5-13, en el mes de junio se tiene un acumulado total mensual de 16,695.77 MWh, con una generación promedio diario de 556.53 MWh, de los cuales 40 MWh diario serán destinados a cargar la batería BESS.

El 80% de la generación total mensual se considera para un contrato PPA (13,356.6 MWh) y la energía mensual suministrada por la batería será de 1200 MWh, finalmente se tendrá una energía vendida a costo marginal de 2139.15 MWh.

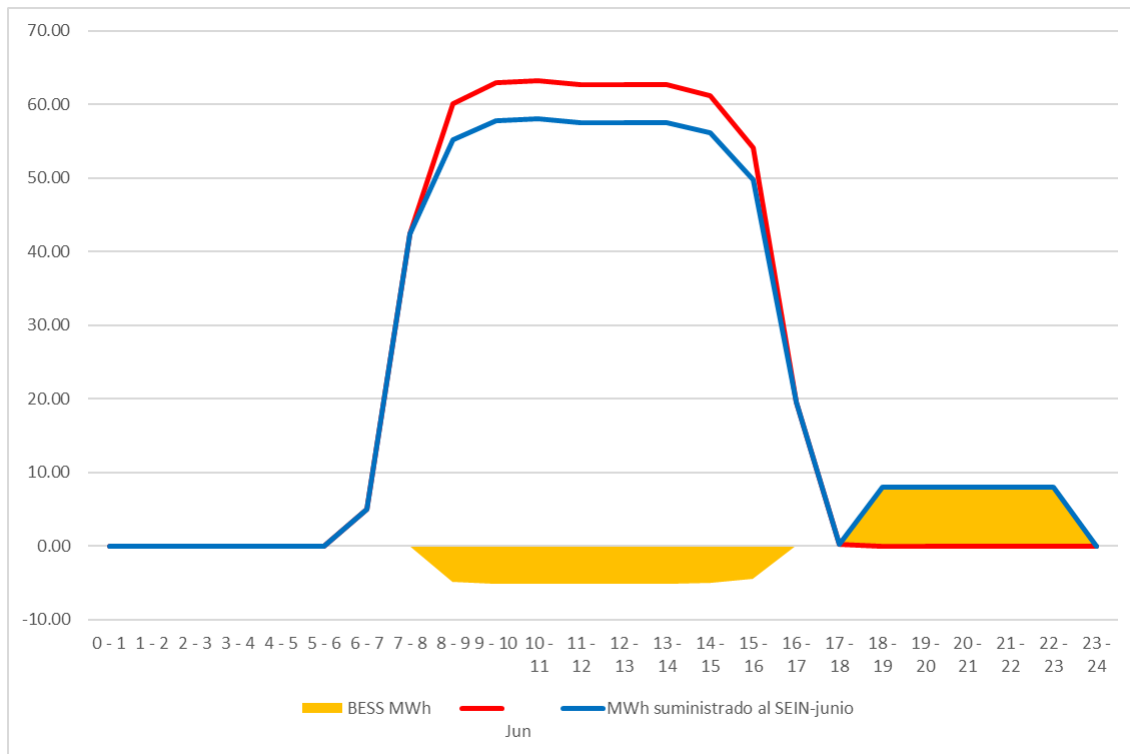
**Tabla N° 5-13** Data de energía del mes junio 2022

Energía mensual MWh	Contrato 80% PPA MWh	Diferencia MWh	Energía BESS MWh	Energía venta a costo marginal
16,695.77	13,356.62	3,339.15	1,200.00	2,139.15

Fuente: Elaboración Propia a partir de (SOLARGIS, 2022)

Como se observa en la Figura N° 5.16, se realizó la evaluación de generación de energía en el mes de junio (menor producción), el sistema BESS almacena energía en horarios diurnos con la misma generación de la central fotovoltaica y posteriormente descargar en horas punta de 17:00 a 22:00 horas.

**Figura N° 5.16** Generación de energía mes junio – carga y descarga BESS



Fuente: Elaboración propia a partir de (SOLARGIS, 2022)

## 5.8 Firmeza de generación

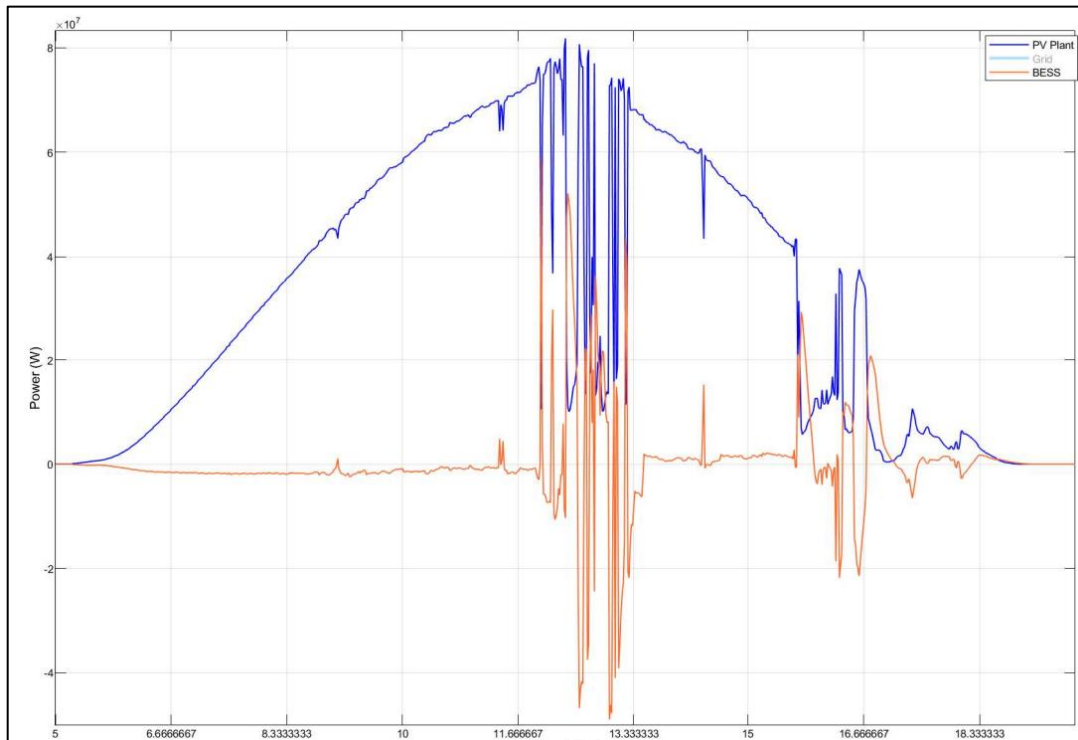
Consiste en garantizar la operación y confiabilidad con energía firme al sistema eléctrico de manera permanente, sin importar las condiciones climatológicas adversas, satisfacer la demanda eléctrica en cualquier momento y asegurar la continuidad del servicio. El requerimiento de la demanda eléctrica es instantáneo, por lo cual se debe ingresar



inmediatamente la potencia y energía al sistema eléctrico, sin importar el tiempo, hora, minuto o segundo que se demande.

En la Figura N° 5.17, se muestra la simulación mediante el software Matlab, implementando un sistema BESS para suavizar la carga generada en una central solar fotovoltaica, como se observa la batería inyecta energía cuando la radiación solar es bloqueada por algún fenómeno meteorológico y esta configuración ofrece firmeza en una central solar con mucha intermitencia, caso que no se refleja en nuestro proyecto.

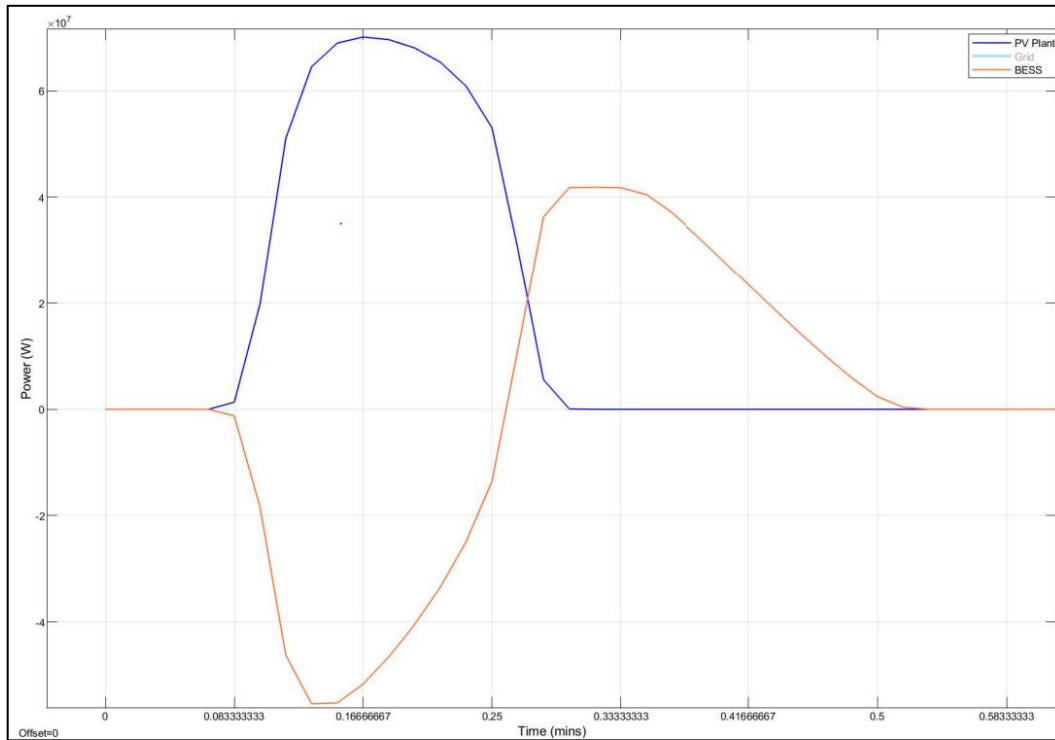
**Figura N° 5.17** Generación solar y sistema BESS



Fuente: Elaboración propia a través del software MATLAB

En la Figura N° 5.18, se muestra la simulación del proyecto con el software MATLAB, donde se observa que la potencia generada de la central PV no presenta intermitencia por la ubicación geográfica, al tratarse de una zona desértica con poca presencia de lluvia.

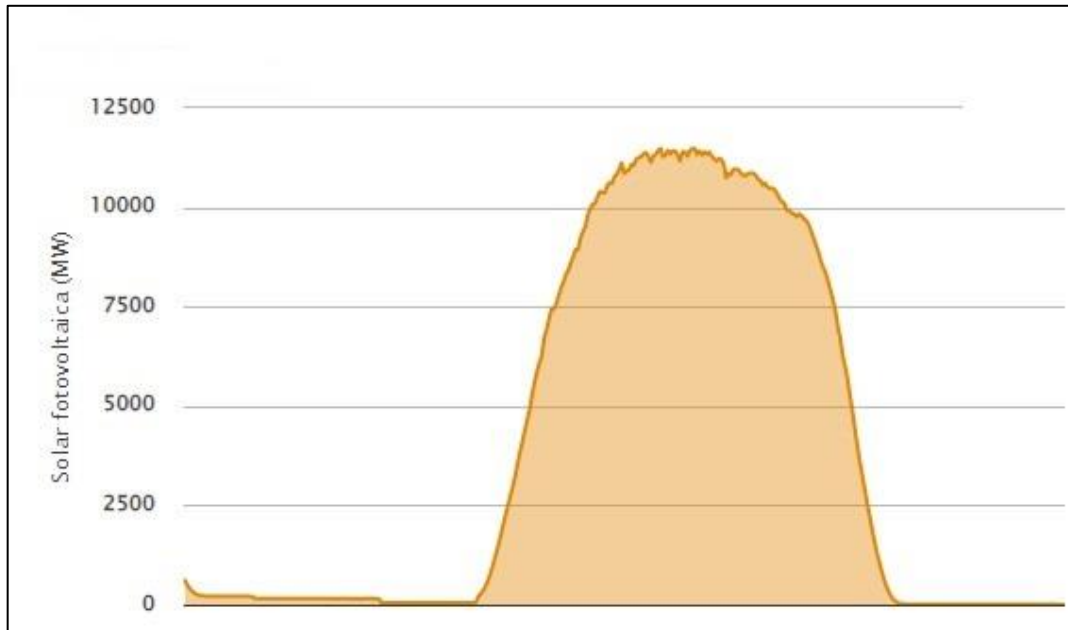
**Figura N° 5.18** Simulación del proyecto



Fuente: Elaboración propia a través del software MATLAB

Un claro ejemplo es el sistema eléctrico de España donde las centrales de generación solar fotovoltaica no presentan intermitencias relevantes, por lo cual otorgan estabilidad y confiabilidad al sistema eléctrico, ver Figura N° 5.19.

**Figura N° 5.19** Generación eléctrica solar fotovoltaica red energía España



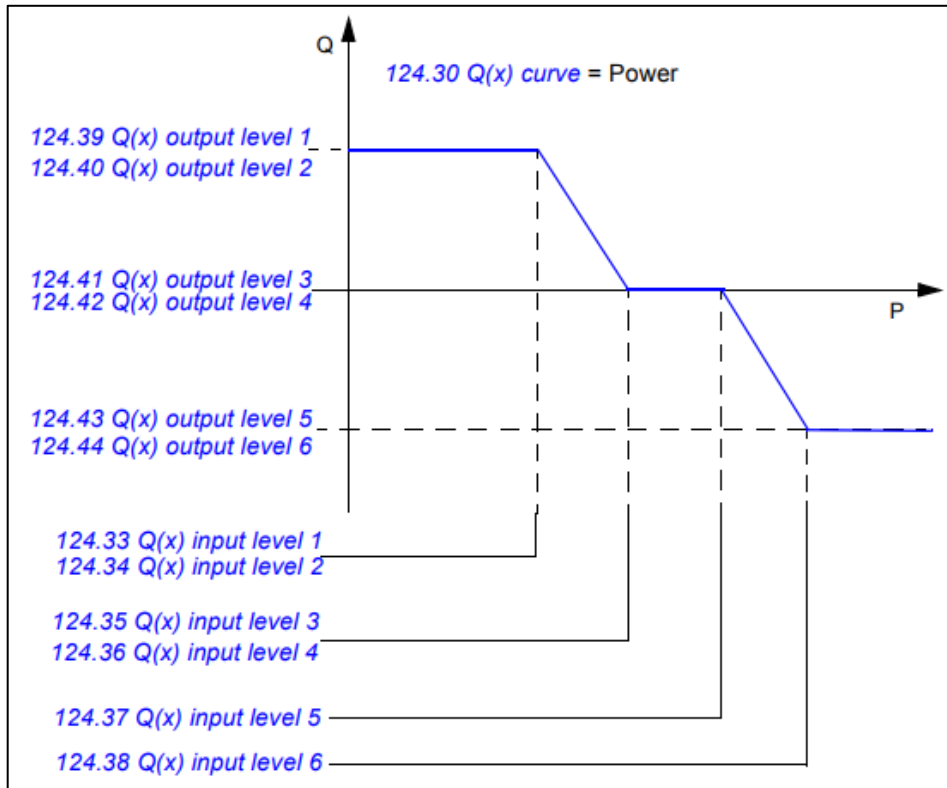
Fuente: (Red eléctrica España, 2022)

### **5.9 Servicios complementarios, regulación de voltaje de la generación de energía fotovoltaica.**

En la Figura N° 5.20, se puede observar la curva de operación P-Q de un inversor, que es el encargado de producir o absorber potencia reactiva y de esta manera regular el voltaje del sistema.

Como bien señala (Ramírez, 2020), las fuentes renovables no convencionales (solares fotovoltaica y eólicas) ayudan a regular la tensión del sistema, dichas centrales podrán operar en modo capacitivo o inductivo dependiendo del requerimiento del sistema.

**Figura N° 5.20** Diagrama P-Q de Inversor

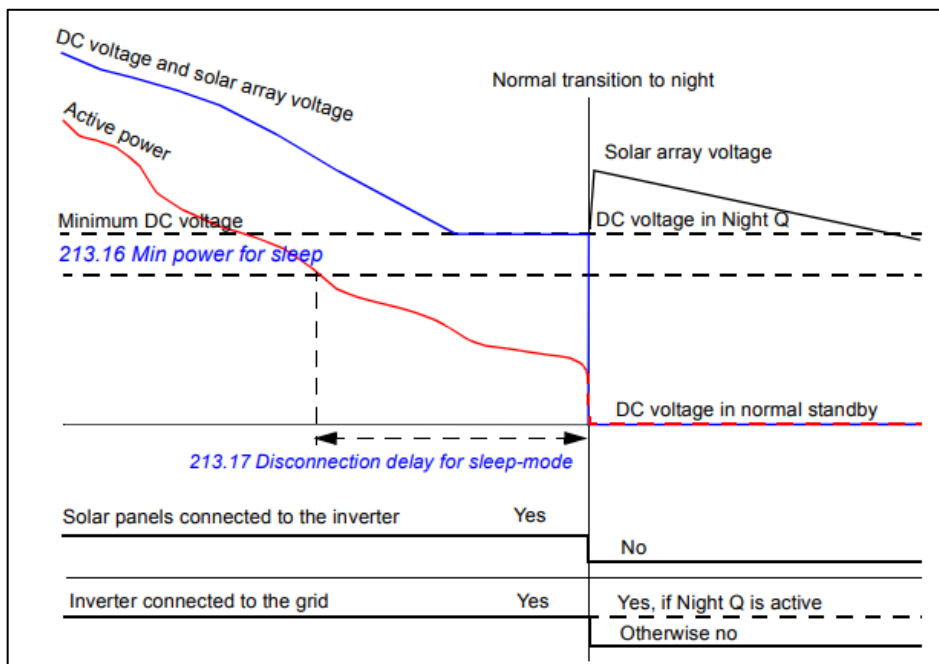


Fuente: (ABB Solar Inverters, 2021)

De acuerdo al diseño del proyecto, se implementarán 36 módulos de inversores que se encargarán de convertir la corriente DC a AC y a la vez dar servicios de energía reactiva.

Los inversores también tienen la capacidad de generar potencia reactiva en horas de la noche, cuando la planta solar no esté generando energía, el inversor conectado a la red durante la noche podrá suministrar potencia reactiva. La capacidad de potencia reactiva de un inversor fotovoltaico inteligente se puede utilizar como un compensador estático VAR (voltio-amperio-reactivo) de acción rápida, controlado a través de un sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) o como un regulador de voltaje independiente y actuando como un inductor en derivación o como un capacitor, disminuyendo o aumentando el voltaje de CA a lo largo de la línea (Ver Figura N° 5.21)

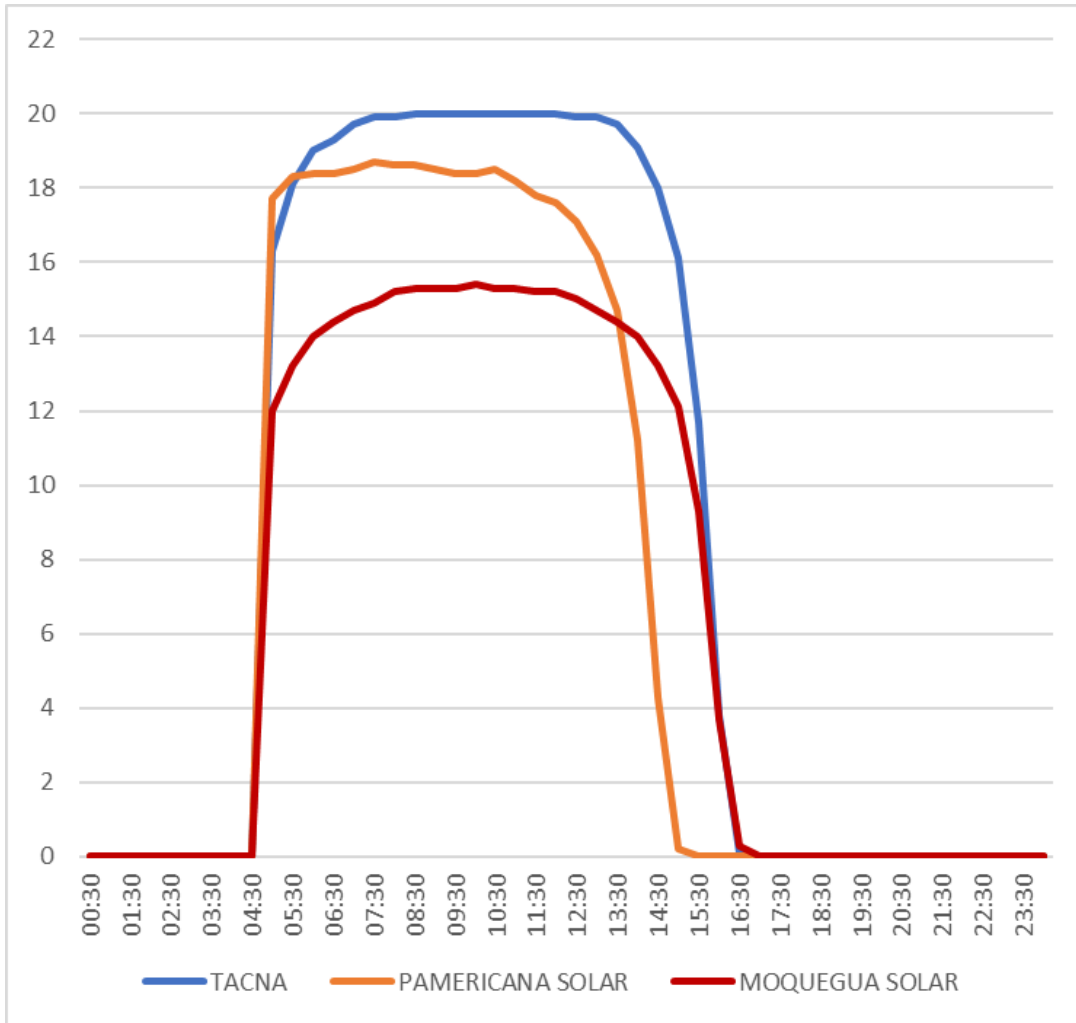
**Figura N° 5.21** Inversor Curva de Producción MVAR Noche



Fuente: (ABB Solar Inverters, 2021)

En la Figura N° 5.22, se muestra la potencia activa generada por las centrales solares, conformada por inversores que tienen la capacidad de absorber o inyectar potencia reactiva al sistema y de esta manera regular la tensión.

**Figura N° 5.22** Potencia activa generada central fotovoltaica



Fuente: Elaboración propia a partir de (COES, 2021)

La energía reactiva inyectada coincide con la energía activa producida, de esa forma la planta solar dará buen soporte al sistema eléctrico, a fin de nivelar las tensiones de trabajo (ver Tabla N° 5-14). La tarifa de energía reactiva inyectada está basada en un “precio básico de la energía reactiva”, de acuerdo con la publicación de los módulos estándares de Osinergmin, el costo total de inversión de un equipo SVC de 30 MVAR en 60 kV es definido por los costos de equipos de transmisión.

**Tabla N° 5-14 Precios básicos de energía reactiva Set. 2021 – Ago. 2023**

Tipo	US\$	US\$/MVARh
PBERI: Precio básico de la energía reactiva inductiva	137.29	4.58
PBERI: Precio básico de la energía reactiva capacitiva	40.04	1.33

Fuente: (COES, 2021)

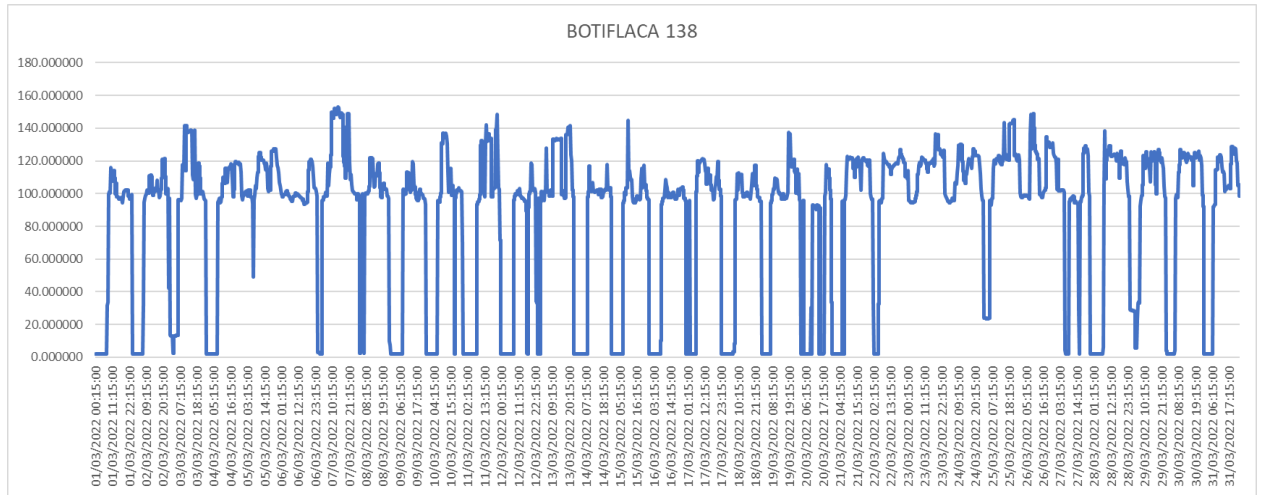
Un sistema BESS bien equipado, con un inversor avanzado, puede realizar un control de potencia reactiva, además del control de potencia activa, similar a un compensador síncronos estáticos (STATCOM). Esto permite que un sistema de almacenamiento de energía de baterías también brinde soporte de energía reactiva a la red y brinde control del factor de potencia.

### **5.10 Arbitraje de energía**

Una de las actividades para agregar valor a la instalación del sistema BESS es el arbitraje de energía, esto generalmente ocurre cuando hay una diferencia en los precios de energía, donde se cargan las baterías cuando los precios están al mínimo y posteriormente inyectar energía cuando los precios están al máximo.

Un ejemplo de ello se puede apreciar en la tendencia del costo marginal del SEIN del mes de marzo del año 2022, donde los precios bajaron durante la noche a un valor promedio de 3 S// MWh, y durante el día subieron a un promedio de 105 S// MWh ( Figura N° 5.23).

**Figura N° 5.23** Costo marginal del SEIN marzo 2022



Fuente: (COES, 2021)

### **5.11 Venta de potencia y energía en horas punta**

El Decreto Legislativo N° 1002 de promoción de la inversión para la generación de electricidad sobre el uso de energías renovables, hace referencia a que los recursos energéticos renovables, están referidos a las tecnologías de biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz, y las centrales hidráulicas con capacidad de potencia menor a 20 MW. Esta norma ha permitido el desarrollo e inserción de la generación solar y eólica dentro del mercado peruano desde el año 2015.

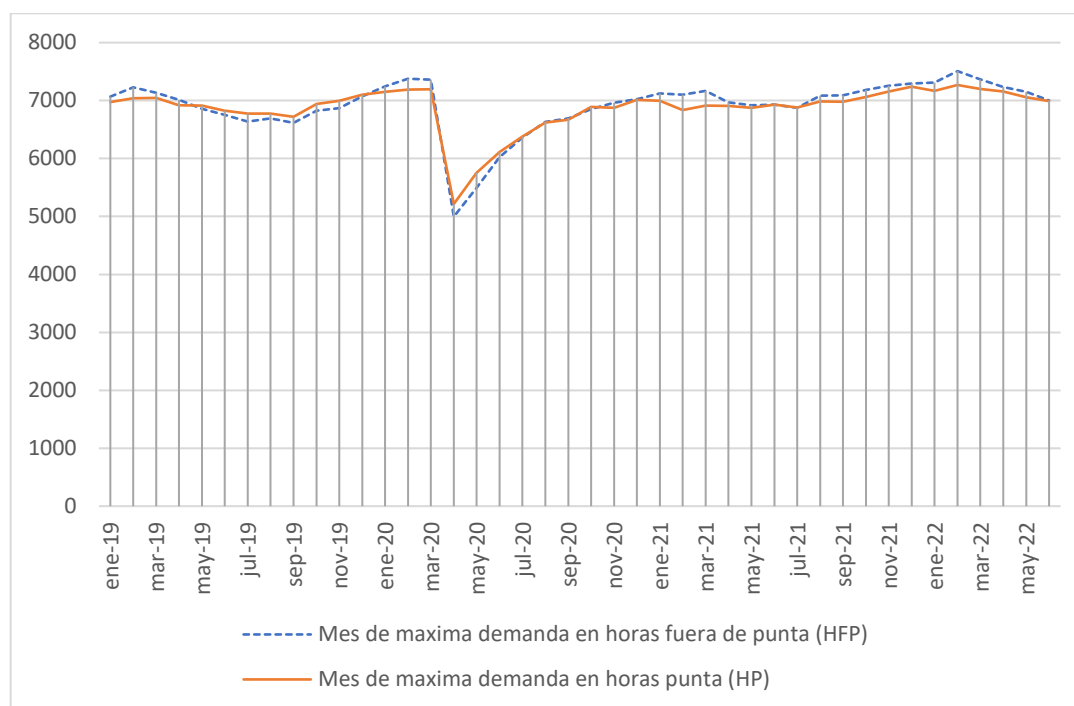
El Perú cuenta con generadores de energía solar fotovoltaica que no participan en la venta de energía en las horas punta, consideradas desde las 17:00 hasta las 22:00 horas, para la evaluación de la indisponibilidad, según el procedimiento técnico del comité de operación económica del sistema PR-3, debido a que dichos sistemas tienen limitaciones de generación, y no se puedan realizar contratos con los usuarios libres y regulados.

### **5.12 Determinación de Máxima demanda periodo del 2019 al 2022**



En la Figura N° 5.24, se puede apreciar que en el periodo de mayo de 2019 a octubre 2020 se produjo la máxima demanda de energía eléctrica, en marzo de 2020 con 7,197.49 MW en horas punta, y la máxima demanda de energía eléctrica se dio en febrero de 2020 con 7,374.64 MW en el horario fuera de punta. Como es notorio, la disminución fue consecuencia de la pandemia COVID 19. A partir de diciembre de 2020 que la demanda promedio de energía retomó sus valores antes de pandemia, gracias a la reactivación económica del país.

**Figura N° 5.24** Máxima demanda ejecutada del 2019 al 2022 (MW)

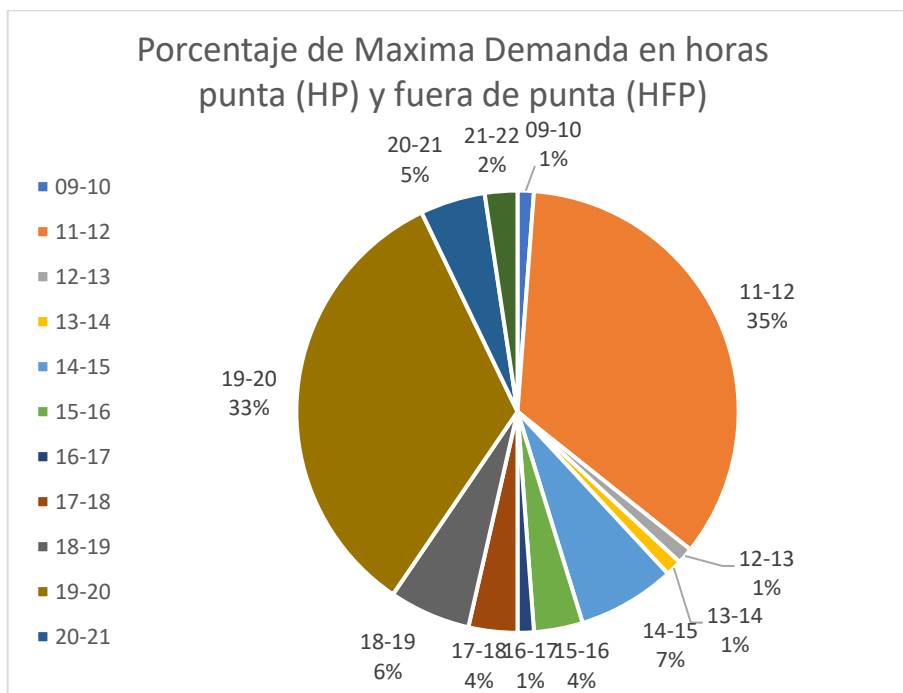


Fuente: Elaboración propia a partir de (COES, 2021)

En la Figura N° 5.25, se puede apreciar la distribución de horarios con máxima demanda para las instalaciones BESS, determinando que resulta conveniente vender la energía eléctrica mediante un sistema de almacenamiento con baterías de ion litio desde las 17:00

horas hasta las 22 horas, considerados como horas punta y, de acuerdo con el PR- 26, se reconocen los ingresos por potencia firme.

**Figura N° 5.25** Horarios con máxima demanda para la instalación de BESS



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de (COES, 2021)

### 5.13 Ventajas de instalación de sistema de almacenamiento BESS dentro de la planta solar fotovoltaica.

Las ventajas de incorporar el almacenamiento en la Planta Solar son las siguientes:

- ✓ El sistema de almacenamiento de energía con baterías se carga con la propia generación de la central fotovoltaica y no será necesario adquirir la energía y potencia del mercado mayorista peruano; por lo cual, no se efectuará pagos adicionales por potencia y peajes de transmisión, por ello el costo en \$/MWh será la producción de energía por la propia central.

- ✓ Contribuye a suavizar la generación fotovoltaica ante cualquier intermitencia que se podría presentar por la fuente primaria solar en el periodo de vida del proyecto (25 años).
- ✓ Optimización de las inversiones en construcción de la línea de transmisión, con el crecimiento de la demanda de energía en el sur del país se requerirá mayor generación, de preferencia cercana a las cargas mineras e industrias, por lo que el sistema de almacenamiento BESS contribuirá al descongestionamiento de las líneas de transmisión del norte y centro del SEIN.
- ✓ Impulsan el mercado eléctrico del SEIN, para suministrar servicios complementarios, caso compensación de tensión y servicios auxiliares.
- ✓ Con almacenamiento BESS en instalaciones de la planta solar, se desarrollará el arbitraje de energía, cargando las baterías cuando los precios S/ / MWh estén al mínimo costo (hora fuera de punta) y suministrando energía, potencia al mercado mayorista del SEIN cuando los precios S/. MWh estén a costos altos (hora punta).
- ✓ Se da cumplimiento al ODS N° 9, objetivos de desarrollo sostenible como industrias innovadoras e infraestructuras.

## **CAPITULO 6. ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO**

Para la evaluación económica y financiera, se revisó y evaluó los ratios de costos y ventajas para su implementación; teniendo en cuenta todos los impactos que pudieran afectar el proyecto. La tecnología BESS es nueva en el mercado eléctrico nacional y ayudará a contribuir con energía limpia, externalidades positivas y generación de efectos macroeconómicos en beneficio del estado.

Tienen impacto en el mercado de generación eléctrica y transmisión de energía de acuerdo a la demanda requerida por el sistema eléctrico, para ingreso de generación fotovoltaica con almacenamiento BESS. Con el desarrollo del Proyecto, se crean externalidades positivas como la mejora de los servicios complementarios de energía, compensación de tensión, regulación de frecuencia, estabilidad de la red, la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y mayor aporte en generación RER, también, se obtienen una reducción en los costos sociales y medioambientales.

Para el cálculo del flujo económico, se ha considerado:

- ✓ Condiciones financieras: tasa de descuento, vida útil, impuestos.
- ✓ Costos de la inversión: generación fotovoltaica (PV), electrónica de potencia y conversión, baterías y BOP (balance de planta).
- ✓ Costos de operación y mantenimiento: costos fijos, costos variables y pérdidas.
- ✓ Costos de reemplazo y disposición: reemplazo de baterías y disposición final.
- ✓ Beneficios: servicios complementarios de regulación primaria de frecuencia (-3.3%).

## **6.1 Costo de Inversión**

El costo de la inversión comprende todos los costos del proyecto de generación fotovoltaica con almacenamiento de baterías BESS (Ingeniería, suministros, construcción y OyM):

- ✓ Costos de la sección de conversión de energía, PCS.
- ✓ Costos de la sección de almacenamiento, Baterías (BESS).
- ✓ Costos del BOP.

## **6.2 Costos de transformación de energía – PCS**

En el proyecto consideramos los costos de los equipos para la transformación de la luz solar a energía eléctrica, dentro de los cuales se encuentran los costos asociados a los inversores, rectificadores, controladores de energía de Input y output. etc.

## **6.3 Costos de almacenamiento – Baterías**

Con respecto a los costos de almacenamiento, desarrollamos todos los costos asociados al sistema BESS, identificamos y evaluamos las aplicaciones implementadas con mayor frecuencia, el LCOS de Lazard analiza el costo y el valor de la energía, según lo mostrado en la Figura N° 6.1.

El análisis dependerá de la optimización de la participación de las baterías y puede variar los costos del proyecto dependiendo de cada caso de uso.

Los seis casos de uso mostrados en la Figura N° 6.1, representan aplicaciones de almacenamiento de energía actuales y se derivan de datos de encuestas de la industria.

- a. Energía utilizable, indica energía almacenada y disponible para ser despachada desde la batería.
- b. Indica la potencia nominal del sistema, es decir, el tamaño del sistema.

**Figura N° 6.1** Costos nivelados de almacenamiento con baterías

		A	B			C	D	E	F	D x E	A x G	
		Project Life (Years)	Storage (MW) <sup>(3)</sup>	Solar PV (MW)	Battery Degradation (per annum)	Storage Duration (Hours)	Nameplate Capacity (MWh) <sup>(4)</sup>	90% DOD Cycles/Day <sup>(5)</sup>	Days/Year <sup>(6)</sup>	Annual MWh	Project MWh	
		= "Usable Energy" <sup>(2)</sup>										
In-Front-of-the-Meter	1 Wholesale <sup>(7)</sup>	20	100	--	2.6%	1	100	1	350	31,500	630,000	
		20	100	--	2.6%	2	200	1	350	63,000	1,260,000	
		20	100	--	2.6%	4	400	1	350	126,000	2,520,000	
	2 Transmission and Distribution <sup>(7)</sup>	20	10	--	1.5%	6	60	1	25	1,350	27,000	
	3 Wholesale (PV+Storage) <sup>(7)</sup>	20	50	100	2.6%	4	200	1	350	63,000	1,260,000	
Behind-the-Meter	4 Commercial & Industrial (Standalone)	10	1	--	2.6%	2	2	1	250	450	4,500	
	5 Commercial & Industrial (PV+Storage) <sup>(7)</sup>	20	0.50	1	2.3%	4	2	1	350	630	12,600	
	6 Residential (PV+Storage)	20	0.006	0.010	1.9%	4	0.025	1	350	8	158	

Fuente: (Berger, 2021)

- c. Indica el contenido total de energía de la batería en una sola carga al 100 % o "energía utilizable". La energía utilizable dividida por la potencia nominal (en MW) refleja la duración del sistema por horas. Este análisis refleja la práctica común en el mercado por la cual las baterías se aumentan en el año uno al 110 % de la capacidad nominal (por ejemplo, una batería de 100 MWh en realidad comienza la vida útil del proyecto con 110 MWh).
- d. "DOD", indica la profundidad de descarga de la batería (es decir, el porcentaje del contenido de energía de la batería que se descarga). La profundidad de descarga del 90 % indica que una batería totalmente cargada descarga el 90 % de su energía. Para

preservar la longevidad de la batería, este análisis supone que la batería nunca carga más del 95 % ni se descarga por debajo del 5 % de su energía utilizable.

- e. Indica número de días de operación del sistema por año calendario.
- f. Capacidad aumentada a placa de MWh, en el año 11 de operación.

En la Tabla N° 6-1, se muestran los costos nivelados de electricidad (LCOE) ponderado por capacidad estimada y costo nivelado de almacenamiento (LCOS) para nuevos recursos que entren en servicio en año 2026.

**Tabla N° 6-1** Perspectiva anual de energía

Plant Type	Capacity factor (percent)	Levelized capital cost	Levelized fixed O&M <sup>2</sup>	Levelized variable cost	Levelized transmission cost	Total system LCOE or LCOS	Levelized tax credit <sup>3</sup>	Total LCOE or LCOS including tax credit
<b>Dispatchable technologies</b>								
Ultra- supercritical coal	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB
Combined cycle	87%	\$7.00	\$1.61	\$24.97	\$0.93	\$34.51	NA	\$34.51
Combustion turbine	10%	\$45.65	\$8.03	\$45.59	\$8.57	\$107.83	NA	\$107.83
Advanced nuclear	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB
Geothermal	90%	\$18.60	\$14.97	\$1.17	\$1.28	\$36.02	-\$1.86	\$34.16
Biomass	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB	NB
Battery storage	10%	\$57.51	\$28.48	\$23.93	\$11.92	\$121.84	NA	\$121.84
<b>Non-dispatchable technologies</b>								
Wind, onshore	41%	\$21.42	\$7.43	\$0.00	\$2.61	\$31.45	\$0.00	\$31.45
Wind, offshore	45%	\$84.00	\$27.89	\$0.00	\$3.15	\$115.04	NA	\$115.04
Solar, standalone <sup>4</sup>	30%	\$22.60	\$5.92	\$0.00	\$2.78	\$31.30	-\$2.26	\$29.04
Solar, hybrid <sup>4,5</sup>	30%	\$29.55	\$12.35	\$0.00	\$3.23	\$45.13	-\$2.96	\$42.18

Fuente: (Energy Information Administration -EIA, 2021)

El promedio ponderado por capacidad es el costo nivelado promedio por tecnología. Las adiciones de capacidad para cada región se basan en ediciones de 2024 a 2026. Las tecnologías para las que no se esperan adiciones de capacidad no tienen un promedio ponderado y se marcan como “NB” o no construidas<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Por sus Siglas en Ingles: Not Building

El sistema híbrido, es un sistema solar fotovoltaico con un sistema de almacenamiento de batería de cinco horas. Los costos se expresan en términos de energía CA (corriente alterna) neta disponible para la red.

Los activos de generación de energía solar fotovoltaica hidroeléctrica e híbrida tienen almacenamiento estacional y diurno, respectivamente, de modo que pueden ser despachados dentro de una temporada o un día, pero la operación general está limitada por la disponibilidad de recursos por sitio y temporada para hidroeléctrica y durante el día para la energía solar fotovoltaica híbrida (IEA, 2021).

#### **6.4 Costos de Balance de planta (BOP)**

Con respecto a los costos de balance de planta, consideramos todos los costos fijos que derivan de la planta fotovoltaica más BESS, dichos costos quedan afectados por decisiones a largo plazo por el nivel de capacidad de la planta, siendo esta equivalente a 96 MWp, es decir todos los costos de instalación como celdas de tensión, equipamiento de transformación, equipamiento de carga y descarga de las baterías, interconexiones eléctricas con las redes de transmisión, módulos de baterías, equipos, costos de ingeniería, diseño, sistemas de monitoreo y control, instalación, integración del sistema, acondicionamiento de terrenos y edificaciones, configuración de la instalación fotovoltaica, almacenamiento y otros costos importantes para la instalación de una planta solar más BESS.

En la Tabla N° 6-2, se muestran todos los costos de instalación o inversión que se tomaron para el análisis del flujo de caja:



**Tabla N° 6-2** Desarrollo del CAPEX

<b>Precio de la electricidad</b>		
Acuerdo de compra-venta de energía / Tarifa regulada	<b>45</b>	USD/MWh
precio por potencia	<b>70700.0</b>	USD/MW-año
Tasa de indexación de tarifa	0.5%	
<b>Costes de la instalación</b>		
Capacidad instalada	96.0	MWp
Costes de la instalación (CS fotovoltaica)	83,952,000.0	USD
Coste unitario de la instalación	874.5	USD/kWp
Incentivos a la instalación o devolución de impuestos	0.0	USD
Inversión en SE	4,500,000	USD
Inversión en LLTT	300,000	USD
Costo de instalación BEESS	1,000	USD/kW
Capacidad instalada BESS	8	MW
BEES de MW por 5 hr 100USD/kW	8,000,000	USD
Gastos de capital (CAPEX)	96,752,000	USD
Préstamo	77,401,600	USD
Capital	19,350,400	USD
Ratio deuda-capital (gearing)	<b>80.00 %</b>	
Tasa de interés	3.00 %	
Periodo de amortización del préstamo	15	años
Amortización lineal del préstamo	6,483,667.4	USD/año
Costes Participación Utilidades de Trabajadores	5.0%	

Fuente: Elaboración propia

## 6.5 Costos de Operación y Mantenimiento

Se consideran los costos de operación y mantenimiento: costos de energía para los servicios auxiliares del proyecto, como luminarias o iluminación interno y externo, equipos de ventilación, controles de almacenamiento de energía, lámparas pilotos, asimismo consideramos todos los costos de mantenimiento preventivo, correctivos y predictivos, compras de repuestos para servicios auxiliares de la planta, mano de obra del mantenimiento especializado de los módulos de almacenamiento, mantenimiento especializado de limpieza de los paneles solares, rectificadores, inversores, toda la electrónica de potencia y el sistema

de control de carga y descarga de energía eléctrica de las baterías, en la Tabla N° 6-3 se muestran los costos de operación y mantenimiento consideradas en el proyecto.

**Tabla N° 6-3** Desarrollo del OPEX

<b>Costes de operación anuales</b>		
Costes de operación anuales	967,520	USD
Gastos operativos (OPEX)	967,520.00	USD/año
Tasa de inflación de costes operativos (OPEX)	3.00 %	
<b>Información contable</b>		
Tasa de descuento	12.00 %	
Impuesto sobre beneficios	30.00 %	
Depreciación lineal de impuestos	10	años
<b>Configuración de la instalación fotovoltaica</b>		
Años de operación	25	años
Disponibilidad de la instalación	99.50 %	
Producción específica al 80% del total para contrato	160,279.41	MWh
Potencia firme	8.00	MW
Energía vendida al costo marginal	74,370.84	MWh
Energía generada con BESS	14,400.00	MWh
Energía Reactiva con BESS	40.00	
Energía por arbitraje	4,800.00	
Degradación primer año	0.80	%
Degradación siguientes años	0.50	%

Fuente: Elaboración propia

## 6.6 Evaluación Económica

En el análisis económico, se ha tomado el precio de energía de 45 USD/MWh como precio monómico, para un acuerdo de compra y venta de energía con un cliente del sector minero del sur del Perú.

El precio de potencia de 70,700.00 USD/MW-año, está en base al pliego tarifario reportado por Osinergmin (precio básico de la potencia 2022-2023).

La capacidad instalada de 96 MWp de la central solar menos las pérdidas en los sistemas de conversión dan como resultado una potencia nominal de 80 MW, según el reporte SOLARGIS.

El coste unitario proyectado de instalación es de 874.5 USD/kWp para el sistema solar fotovoltaica según el CAPEX del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para nuestro país.

La inversión de la subestación del proyecto 138 kV / 22.9 kV, representa un monto de USD 4,500,000.00 de acuerdo a la Tabla N° 6-4.

**Tabla N° 6-4 CAPEX de la subestación 138 kV/ 22.9 kV**

FASE	DESCRIPCION	COSTO USD	INCIDENCIA %
<b>200</b>	<b>Suministros Equipos de Potencia</b>	<b>2,550,000</b>	<b>56.67%</b>
<b>210</b>	<b>Transporte Suministro</b>	<b>75,829</b>	<b>1.69%</b>
<b>220</b>	<b>Obras Civiles</b>	<b>1,316,162</b>	<b>29.25%</b>
230	Obras Preliminares	11,421	
240	Movimiento de Tierras	118,750	
250	Cerco Perimétrico	116,564	
260	Patio de llaves	902,848	
270	Edificio De Control	115,582	
280	Caseta de Campo	50,996	
<b>290</b>	<b>Obras Electromecánica</b>	<b>542,682</b>	<b>12.06%</b>
300	Pórticos y Soportes de Equipos	61,783	
310	Equipo Transformadores	77,269	
320	Equipos de Patio	120,528	
330	Equipos de sala de Control	141,936	
340	Puesta a Tierra	86,148	
350	Equipos de Comunicación	55,018	
<b>450</b>	<b>Pruebas y Puesta en Servicio</b>	<b>15,327</b>	<b>0.34%</b>
<b>TOTAL PRESUESTO BASE</b>		<b>4,500,000</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: Elaboración propia

La inversión de enlace de línea de transmisión 138 kV, con una longitud de 260 metros, que se conectará a la barra 138 kV de Intipampa existente, representa un monto de USD 300,000.00 (costo por km de línea USD 1,153,846.17); de acuerdo con la Tabla N° 6-5.

**Tabla N° 6-5 CAPEX enlace línea de transmisión 138 kV**

<b>FASE</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>COSTO USD</b>	<b>INCIDENCIA %</b>
<b>200</b>	<b>Suministro</b>	<b>130,000</b>	<b>43.33%</b>
<b>210</b>	<b>Transporte Suministro</b>	<b>7,500</b>	<b>2.50%</b>
<b>220</b>	<b>Obras Civiles</b>	<b>101,754</b>	<b>33.92%</b>
<b>230</b>	Obras Preliminares y provisionales	3,304	
<b>231</b>	Caminos De Acceso	5,958	
<b>232</b>	Movimiento de tierras	30,084	
<b>233</b>	Fundaciones	60,670	
<b>234</b>	Puestas a Tierra	1,738	
<b>235</b>	<b>Obras Electromecánica</b>	<b>52,246</b>	<b>17.42%</b>
<b>240</b>	Transporte a Punto	5,367	
<b>241</b>	Montaje de estructuras	22,946	
<b>242</b>	Tendido de conductor	20,507	
<b>243</b>	Acabados	3,427	
<b>244</b>	<b>Pruebas Y Puesta En Servicio</b>	<b>8,500</b>	<b>2.83%</b>
<b>Total Presupuesto Base</b>		<b>300,000</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: Elaboración propia

El costo de instalación del sistema BESS se estima en 1,000.00 USD/kW, de acuerdo a la proyección CAPEX del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para Latinoamérica – Perú.

La capacidad instalada del BESS de 8 MW, es el resultado de un punto óptimo de capacidad BESS vs VAN, donde a más capacidad de BESS, el VAN tiende a ser negativo.

El ratio deuda capital D/C=80%, considerado del reporte financiero de las empresas del sector generación eléctrico peruano.

La tasa de interés de 3%, referencia de las ratios de los informes financieros de las empresas de generación eléctrica en el Perú.

El presupuesto base del proyecto de generación de sistema fotovoltaico de 80 MW, representa un monto de USD 83,952,000.00. El sistema de almacenamiento BESS de 8 MW de capacidad, representa un presupuesto base de USD 8,000,000.00. El presupuesto de la subestación de transformación 138 kV / 22.9 kV y enlace de línea de transmisión 138 kV

representa USD 4,800,000.00; por lo tanto, el presupuesto total del proyecto asciende a USD 96,752,000.00.

En la Tabla N° 6-6, se detallan los diferentes tipos de ingresos por ventas de energía activa, energía reactiva y potencia, como se menciona a continuación:

- ✓ Ingresos por venta de energía, por intermedio de un contrato PPA de tipo bilateral del 80% de la energía total producida, a un precio de 45 USD/MWh.
- ✓ Ingreso por venta de energía al costo marginal de 29 USD/MWh, que representa el 20% sobrante de la producción total.
- ✓ Ingreso por potencia firme valorizado, representa un monto de 70,700.00 USD/MW-anual.
- ✓ Ingreso por venta de energía con sistema BESS en hora punta a un precio de 45 USD/MWh por cinco horas.
- ✓ Ingresos por servicios complementarios inyección de potencia reactiva para regulación de tensión.
- ✓ Ingresos por arbitraje de energía, se considera por cuatro meses, donde hay una diferencia de costo marginal de S/.100 a S/.3 en promedio por MWh.

**Tabla N° 6-6 Ingresos por tipo de servicios**

Ingresos por energía por contrato 80%	PVOUT Total (MWh)	160,279.4
	Precio (USD/MWh)	45.0
	Ingresos (USD/año)	
Ingresos por energía venta al Cma	PVOUT Total (MWh)	74,370.8
	Precio (USD/MWh)	29.0
	Ingresos (USD/año)	
Ingresos por potencia	Potencia firme (MW)	8.0
	Precio (USD/MW-anual)	70700.0
	Ingresos (USD/año)	
ingreso energía Hora punta con BESS	PVOUT Total (MWh)	14,400.0
	Precio (USD/MWh)	45.0
	Ingresos (USD/año)	
Ingreso servicios complementarios control de tensión	QVAR Total (MVARh)	40.00
	Precio (USD/MVARh)	4.6
	Ingresos (USD/año)	
Arbitraje de energía Ingresos por energía venta al Cma	PVOUT Total (MWh)	4,800.00
	Precio (USD/MWh)	28.0
	Ingresos (USD/año)	

Fuente: Elaboración propia

### **6.7 Costos de Reemplazo y Disposición Final de Residuos.**

El proyecto tendrá una vida útil de 25 años, donde los módulos de las baterías serán reemplazados después de 15 años de operación, de igual forma se han considerado los costos de renovación de licencias de los drives de control del sistema, al tener una vida operativa de larga duración, se ha tomado en cuenta los costos de disposición final de los residuos.

### **6.8 Beneficios en los Ingresos por Potencia y Energía**

El proyecto cumplirá con la atención de regulación de tensión y arbitraje, también participará en la venta de energía eléctrica desde las 17:00 hasta las 22:00 horas (5 horas de duración) para proporcionarle potencia firme, lo cual se considera para el pago por potencia.

En el proyecto se considera una central de 96 MWp, potencia nominal 80 MW de generación solar fotovoltaica, con almacenamiento de 8 MW. La planta solar tendrá el beneficio de ingresar al sistema con la producción total de energía durante el día de 06:00

hasta las 18:00 horas, asimismo con la instalación del banco de baterías se tendrá una capacidad suficiente para suministrar potencia en horas punta, y de esta manera ser considerado en la remuneración por potencia, en el análisis se han considerado los precios de energía de contrato para los mercados libres, spot y potencia firme.

Para la determinación de ingresos por potencia, se ha utilizado la Tabla N° 6-7.

**Tabla N° 6-7** Fijación de tarifas:2022-2023 precio básico de potencia

Ítems		Costos Fijos				Total
		Generador	Conexión	Personal	Otros	
1	Costo Total: Millón USD	57,185	2,760			59,945
2	Millón USD/año	7,657	0,343	1,064	0,824	9,886
3	sin FIM: USD/kW-año	43,21	1,93	6,01	4,65	55,80
4	Con FIM: USD/kW-año	54,75	2,43	7,61	5,89	70,70
	Acumulado: USD/kW-año	54,74	57,20	64,81	70,70	

Descripción de Ítems:

1. costo de la unidad de 182.83 MW (ISO-Diesel 2) con su respectiva Conexión al Sistema
  2. Anualidad de la inversión considerando vida útil de 30 años para la conexión y 20 años para el generador. Tasa de actualización de 12%.
  3. Costo anual por unidad de potencia efectiva en Lima, sin incluir FIM. La Potencia efectiva en Lima es 95% de la Potencia ISO
  4. Costo anual incluyendo los FM del sistema (1,3028)
- \* Los Costos Fijos incluyen los costos típicos de Personal, Operación y Mantenimiento de la unidad de punta en un año.

**FIM.** Factores de indisponibilidad de la unidad de punta y del margen de reserva firme objetivo del sistema. El FIM considera en su cálculo el valor vigente del MRFO que es igual a 21.41%, de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución N° 199-2020-OS/CD que fijo el margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Interconectado Nacional para el periodo del 01 de mayo de 2021 hasta el 30 de abril de 2025.

Fuente: (OSINERGMIN, 2022)

## 6.9 Flujo de Caja

A continuación, se muestra el flujo de caja del proyecto:

**Tabla N° 6-8 Flujo de Caja**

	<b>Año</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>
Producción FV	PVOUT specific MWh/MWp	2594	2574	2561	2548	2535	2522	2510	2497	2485	2472	2460	2448	2435	2423	2411	2399	2387	2375	2363	2351	2340	2328	2316	2305	2293	2282
Ingresos por energía por contrato 80%	PVOUT Total (MWh)	160279	158997	158202	157411	156624	155841	155062	154286	153515	152747	151984	151224	150468	149715	148967	148222	147481	146743	146010	145280	144553	143831	143111	142396	141684	140975
	Precio (USD/MW)	45	45	45	45	46	46	46	46	47	47	47	47	48	48	48	48	48	49	49	49	49	50	50	50	50	51
	Ingresos (USD/año)	<b>7154873</b>	<b>7154694</b>	<b>7154515</b>	<b>7154336</b>	<b>7154157</b>	<b>7153979</b>	<b>7153800</b>	<b>7153621</b>	<b>7153442</b>	<b>7153263</b>	<b>7153084</b>	<b>7152906</b>	<b>7152727</b>	<b>7152548</b>	<b>7152369</b>	<b>7152190</b>	<b>7152011</b>	<b>7151833</b>	<b>7151654</b>	<b>7151475</b>	<b>7151296</b>	<b>7151118</b>	<b>7150939</b>	<b>7150760</b>	<b>7150581</b>	
Ingresos por energía venta al Cma	PVOUT Total (MWh)	74371	73776	73407	73040	72675	72311	71950	71590	71232	70876	70522	70169	69818	69469	69122	68776	68432	68090	67750	67411	67074	66738	66405	66073	65742	65414
	Precio (USD/MW)	29	29	29	29	29	30	30	30	30	30	30	30	31	31	31	31	31	31	32	32	32	32	32	32	33	33
	Ingresos (USD/año)	<b>2139500</b>	<b>2139447</b>	<b>2139393</b>	<b>2139340</b>	<b>2139286</b>	<b>2139233</b>	<b>2139179</b>	<b>2139126</b>	<b>2139072</b>	<b>2139019</b>	<b>2138965</b>	<b>2138912</b>	<b>2138858</b>	<b>2138805</b>	<b>2138752</b>	<b>2138698</b>	<b>2138645</b>	<b>2138591</b>	<b>2138538</b>	<b>2138484</b>	<b>2138431</b>	<b>2138377</b>	<b>2138324</b>	<b>2138270</b>	<b>2138217</b>	
Ingresos por potencia	Potencia firme (MW)	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	Precio (USD/MW-anual)	70700	70700	71054	71409	71766	72125	72485	72848	73212	73578	73946	74316	74687	75061	75436	75813	76192	76573	76956	77341	77727	78116	78507	78899	79294	79690
	Ingresos (USD/año)	<b>565600</b>	<b>568428</b>	<b>571270</b>	<b>574126</b>	<b>576997</b>	<b>579882</b>	<b>582782</b>	<b>585695</b>	<b>588624</b>	<b>591567</b>	<b>594525</b>	<b>597497</b>	<b>600485</b>	<b>603487</b>	<b>606505</b>	<b>609537</b>	<b>612585</b>	<b>615648</b>	<b>618726</b>	<b>621820</b>	<b>624929</b>	<b>628054</b>	<b>631194</b>	<b>634350</b>	<b>637522</b>	
ingreso energía hora punta con BESS	PVOUT Total (MWh)	14400	14285	14213	14142	14072	14001	13931	13862	13792	13723	13655	13586	13518	13451	13384	13317	13250	13184	13118	13052	12987	12922	12858	12793	12729	12666
	Precio (USD/MW)	45	45	45	45	46	46	46	46	47	47	47	47	48	48	48	48	48	49	49	49	49	50	50	50	50	51
	Ingresos (USD/año)	<b>642816</b>	<b>642800</b>	<b>642784</b>	<b>642768</b>	<b>642752</b>	<b>642736</b>	<b>642720</b>	<b>642704</b>	<b>642687</b>	<b>642671</b>	<b>642655</b>	<b>642639</b>	<b>642623</b>	<b>642607</b>	<b>642591</b>	<b>642575</b>	<b>642559</b>	<b>642543</b>	<b>642527</b>	<b>642511</b>	<b>642495</b>	<b>642479</b>	<b>642463</b>	<b>642446</b>	<b>642430</b>	
Ingresos servicios complementarios	QVAR Total (MVARh)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
	Precio (USD/MVARh)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
control de tensión Arbitraje de energía	Ingresos (USD/año)	<b>52762</b>	<b>53025</b>	<b>53291</b>	<b>53557</b>	<b>53825</b>	<b>54094</b>	<b>54364</b>	<b>54636</b>	<b>54909</b>	<b>55184</b>	<b>55460</b>	<b>55737</b>	<b>56016</b>	<b>56296</b>	<b>56577</b>	<b>56860</b>	<b>57145</b>	<b>57430</b>	<b>57717</b>	<b>58006</b>	<b>58296</b>	<b>58588</b>	<b>58880</b>	<b>59175</b>	<b>59471</b>	
Ingresos por energía venta al Cma	PVOUT Total (MWh)	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800
	Precio (USD/MWh)	28	28	28	28	28	29	29	29	29	29	29	29	30	30	30	30	30	30	30	31	31	31	31	31	31	32
	Ingresos (USD/año)	<b>134400</b>	<b>135072</b>	<b>135747</b>	<b>136426</b>	<b>137108</b>	<b>137794</b>	<b>138483</b>	<b>139175</b>	<b>139871</b>	<b>140570</b>	<b>141273</b>	<b>141980</b>	<b>142689</b>	<b>143403</b>	<b>144120</b>	<b>144841</b>	<b>145565</b>	<b>146293</b>	<b>147024</b>	<b>147759</b>	<b>148498</b>	<b>149240</b>	<b>149987</b>	<b>150737</b>	<b>151490</b>	
Valor Residual de Planta (USD)	Margen Bruto (USD)	10689951	10693466	10697000	10700553	10704126	10707717	10711327	10714957	10718606	10722275	10725963	10729671	10733399	10737146	10740914	10744701	10748509	10752337	10756186	10760055	10763945	10767855	10771786	10775738	10779711	



Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
<b>Gastos Operativos (OPEX)</b>		967520	996546	1026442	1057235	1088952	1121621	1155269	1189928	1225625	1262394	1300266	1339274	1422967	1451427	1480455	1510064	1540266	1571071	1602492	1634542	1667233	1700578	1734589	1769281	1804667	
<b>EBITDA (USD/año)</b>		9722431	9696920	9670558	9643318	9615173	9586096	9556058	9525029	9492981	9459881	9425697	9390397	9310431	9285720	9260459	9234637	9208244	9181267	9153694	9125513	9096712	9067277	9037197	9006457	8975044	
Depreciación Lineal	15	6450133	6450133	6450133	6450133	6450133	6450133	6450133	6450133	6450133	6450133	6450133	6450133	6450133	6450133	6450133	6450133	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>EBIT (USD)</b>		<b>3272297</b>	<b>3246787</b>	<b>3220425</b>	<b>3193185</b>	<b>3165040</b>	<b>3135963</b>	<b>3105924</b>	<b>3074896</b>	<b>3042847</b>	<b>3009747</b>	<b>2975564</b>	<b>2940264</b>	<b>2860298</b>	<b>2835586</b>	<b>2810325</b>	<b>9234637</b>	<b>9208244</b>	<b>9181267</b>	<b>9153694</b>	<b>9125513</b>	<b>9096712</b>	<b>9067277</b>	<b>9037197</b>	<b>9006457</b>	<b>8975044</b>	
Pago de Interés del Préstamo (USD)		2322048	2167245	2012442	1857638	1702835	1548032	1393229	1238426	1083622	928819	774016	619213	464410	309606	154803	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Participación Utilidades Trabajadas (USD)		47512	53977	60399	66777	73110	79397	85635	91824	97961	104046	110077	116053	119794	126299	132776	461732	460412	459063	457685	456276	454836	453364	451860	450323	448752	
<b>Beneficios antes de impuestos (USD)</b>		<b>902737</b>	<b>1025565</b>	<b>1147584</b>	<b>1268769</b>	<b>1389094</b>	<b>1508534</b>	<b>1627061</b>	<b>1744647</b>	<b>1861264</b>	<b>1976882</b>	<b>2091470</b>	<b>2204998</b>	<b>2276094</b>	<b>2399681</b>	<b>2522746</b>	<b>8772905</b>	<b>8747832</b>	<b>8722203</b>	<b>8696009</b>	<b>8669237</b>	<b>8641876</b>	<b>8613913</b>	<b>8585337</b>	<b>8556134</b>	<b>8526292</b>	
Impuesto a la Renta (USD)	0	270821	307670	344275	380631	416728	452560	488118	523394	558379	593065	627441	661499	682828	719904	756824	2631872	2624349	2616661	2608803	2600771	2592563	2584174	2575601	2566840	2557888	
<b>Beneficio Neto (USD)</b>		<b>631916</b>	<b>717896</b>	<b>803309</b>	<b>888138</b>	<b>972366</b>	<b>1055974</b>	<b>1138943</b>	<b>1221253</b>	<b>1302885</b>	<b>1383817</b>	<b>1464029</b>	<b>1543499</b>	<b>1593266</b>	<b>1679777</b>	<b>1765922</b>	<b>6141034</b>	<b>6123482</b>	<b>6105542</b>	<b>6087206</b>	<b>6068466</b>	<b>6049313</b>	<b>6029739</b>	<b>6009736</b>	<b>5989294</b>	<b>5968405</b>	
Amortización de Préstamos		77401600	72241493	67081387	61921280	56761173	51601067	46440960	41280853	36120747	30960640	25800533	20640427	15480320	10320213	5160107	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cuota del Principal		5160107	5160107	5160107	5160107	5160107	5160107	5160107	5160107	5160107	5160107	5160107	5160107	5160107	5160107	5160107	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital Aportado (USD)	19350400															1836000											
<b>Flujo de Caja (USD)</b>	-19350400	1921942	2007922	2093336	2178165	2262393	2346001	2428969	2511280	2592911	2673844	2754056	2833525	2883292	2969803	1219949	6141034	6123482	6105542	6087206	6068466	6049313	6029739	6009736	5989294	5968405	
<b>Flujo de Caja Acumulado (USD)</b>	-19350400	-17428458	-15420535	-13327200	-11149035	-8886642	-6540641	-4111672	-1600392	992519	3666363	6420419	9253944	12137236	15107040	16326989	22468022	28591504	34697047	40784253	46852719	52902032	58931772	64941508	70930802	76899206	

TIR (%)	13.39%
VAN (USD)	2,502,942.61
Periodo de Recupero	13.12

Fuente: Autores de esta tesis.

## 6.10 Evaluación económica del proyecto con recambio de baterías BESS

En la evaluación económica, se ha considerado la vida útil de las baterías ion-litio para un periodo de 15 años en donde se realizará el recambio del banco de baterías para el sistema BESS y la vida del proyecto solar PV es de 25 años de acuerdo con la Tabla N° 6-9.

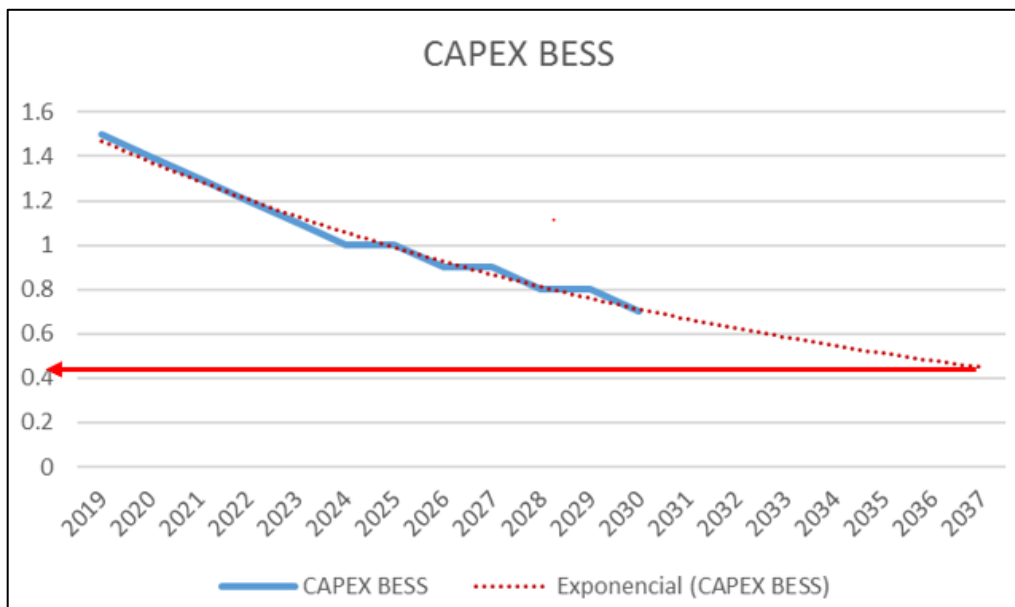
**Tabla N° 6-9 LCOE Solar**

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>2018 en Tierra México USD</b>	<b>2023 en Tierra México USD</b>
LCOE \$/MWh 45 33	\$/MWh	45	33
Capacidad instalada	MW	10	10
Proyecto de vida de diseño	Años	25	25
Factor de planta	%		
Degradación energética	%/años	0.5	0.5
Costo total instalado	mm\$ /MW		
Cuota de capital	%	0.25	30
Costo de la deuda	%	0.08	0.08
País WACC	%	0.06	0.06
Costo del capital	%	0.06	0.09
O&M fijo	\$/kW/año		
Incremento anual del OPEX	%/años	0.035	0.035

Fuente: (BID Banco Interamericano de Desarrollo, 2019)

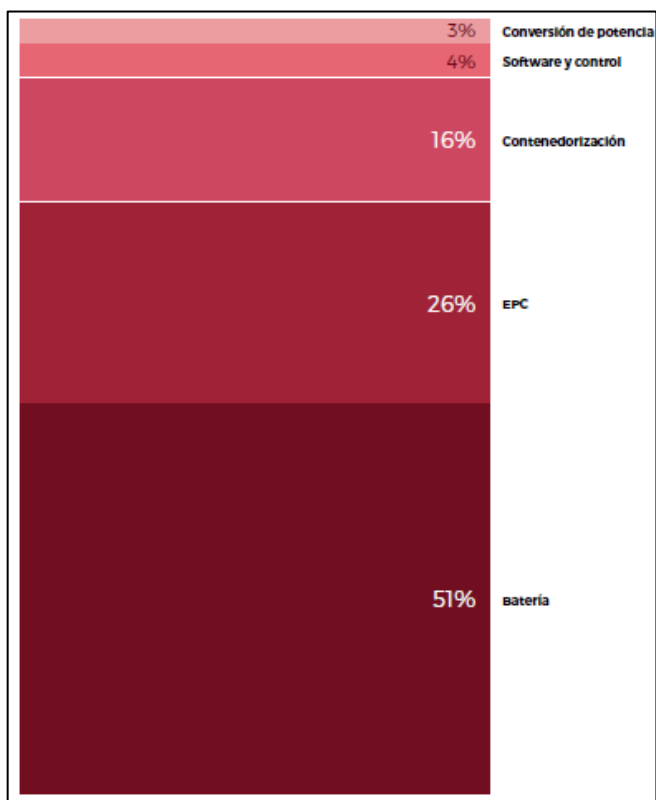
De acuerdo al BID, se tiene una tendencia a la baja del CAPEX del sistema de almacenamiento BESS, tal como se aprecia en la Figura N° 6.2, para el año 2037 se estima que tendrá un precio de 450 USD / kW; por lo cual el recambio del banco de baterías de capacidad de 8 MW tendrá un precio menor la cual representa un 51% de la contribución de costos del sistema BESS, ver Figura N° 6.3, por lo tanto, el costo total de recambio de baterías equivalente a USD 1,836,000.0, se considerará en el año 15 en el flujo de caja.

**Figura N° 6.2** Tendencia de costos de sistema BESS CAPEX



Fuente: Elaboración propia a partir de (BID Banco Interamericano de Desarrollo, 2019)

**Figura N° 6.3** Contribución a los costos del sistema BESS



Fuente: (BID Banco Interamericano de Desarrollo, 2019)

Al realizar el cambio de baterías a los 15 años, los valores económicos disminuyen, sin embargo, continúan siendo rentables para el proyecto, cabe mencionar que la alternativa del cambio de baterías a los 15 años ha sido considerada en el proyecto.

**Tabla N° 6-10** Comparativos de indicadores económicos con y sin reemplazo de BESS

<b>Indicadores Económicos</b>	<b>Solar Sin Recambio de BESS</b>	<b>Solar PV con Recambio de BESS (15 Años)</b>
TIR (%)	13.56%	13.39%
VAN (USD)	2,838,372.95	2,502,942.61
Periodo de Recupero	12.81	13.12

Fuente: Elaboración propia

## **6.11 Comparacion del proyecto con y sin sistema de almacenamiento**

### **6.11.1 Proyecto sin sistema BESS**

Para la presente evaluación, se considera tener un contrato PPA del 80% de su capacidad de generación, cuyo criterio de evaluación deberá basarse en el peor escenario posible de irradiación producida, cuya ocurrencia se presenta en el mes de junio, sobre el 13% restante, se deberá recurrir a la venta en el mercado mayorista (ver Tabla N° 6-11)

Como se mencionó en el párrafo anterior, en el mes de junio se presenta la menor producción de energía, con 16,695.8 MWh. El 80% será para cumplir con el contrato: 13,356.6 MWh y la diferencia (2,139.2 MWh) para venta al mercado mayorista a costo marginal.

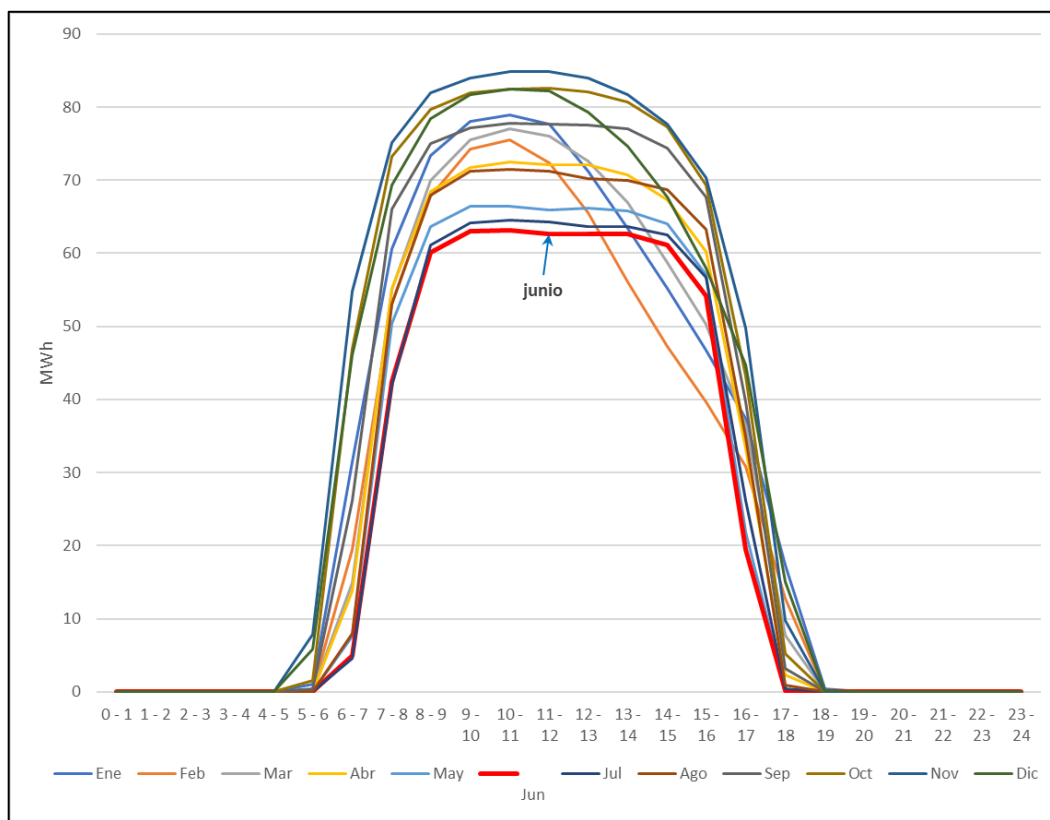
**Tabla N° 6-11** Producción de energía

Mes	Energía mensual MWh	Contrato 80% PPA MWh	Diferencia MWh	Energía batería BESS MWh	Energía venta a costo marginal	% Energía venta al costo marginal
Ene	21,472.3	13,356.6	8,115.7	1,200.0	6,915.7	32%
Feb	17,217.4	13,356.6	3,860.7	1,200.0	2,660.7	15%
Mar	20,509.9	13,356.6	7,153.3	1,200.0	5,953.3	29%
Abr	19,792.8	13,356.6	6,436.2	1,200.0	5,236.2	26%
May	18,469.3	13,356.6	5,112.6	1,200.0	3,912.6	21%
Jun	16,695.8	13,356.6	3,339.2	1,200.0	2,139.2	13%
Jul	17,786.2	13,356.6	4,429.6	1,200.0	3,229.6	18%
Ago	20,176.1	13,356.6	6,819.5	1,200.0	5,619.5	28%
Sep	22,193.3	13,356.6	8,836.7	1,200.0	7,636.7	34%
Oct	24,994.2	13,356.6	11,637.5	1,200.0	10,437.5	42%
Nov	25,395.2	13,356.6	12,038.6	1,200.0	10,838.6	43%
Dic	24,347.8	13,356.6	10,991.2	1,200.0	9,791.2	40%
<b>Anual</b>	<b>249,050.2</b>	<b>160,279.4</b>	<b>88,770.8</b>	<b>14,400.0</b>	<b>74,370.8</b>	<b>30%</b>

Fuente: Elaboración propia a partir de (SOLARGIS, 2022)

Se asume que el contrato con el cliente es anual con un volumen de energía asegurado de 160,279.4 MWh, y el volumen sobrante de energía para venta al costo marginal 74,370.8 MWh, que representa el 30% de la energía anual total producida (249,050.2MWh). Dicha energía sobrante dará respaldo al proyecto ante cualquier contingencia ante una menor generación y poder cumplir con el contrato.

**Figura N° 6.4** Producción solar fotovoltaica

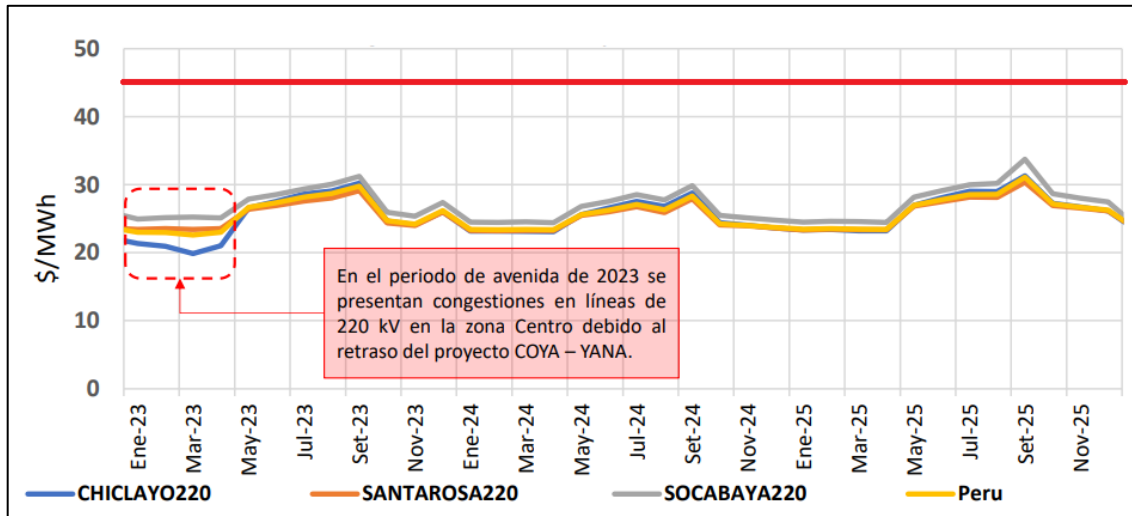


Fuente: Elaboración propia a partir de (SOLARGIS, 2022)

De acuerdo al COES (Figura N° 6.5), el costo promedio es de 30USD/MWh. Con lo cual, comprar energía a 30 USD/MWh y vender a 45USD/MWh, el negocio es rentable.

Si se realiza la evaluación bajo un escenario pesimista, no se cumplirá con la generación contratada, y se tendrá que comprar al mercado mayorista a costo marginal.

**Figura N° 6.5** Costo marginal en barra representativas del SEIN



Fuente: (COES, 2021)

Bajo el criterio de otorgarle firmeza a la generación de energía, el no contemplar un sistema de baterías afectaría a la confiabilidad y fiabilidad de la planta solar fotovoltaica. Sin considerar el sistema BESS el proyecto es rentable con un contrato de 45 USD/MWh, con una TIR positiva de 13.11 % y con VAN Positivo USD 1,828,391.09

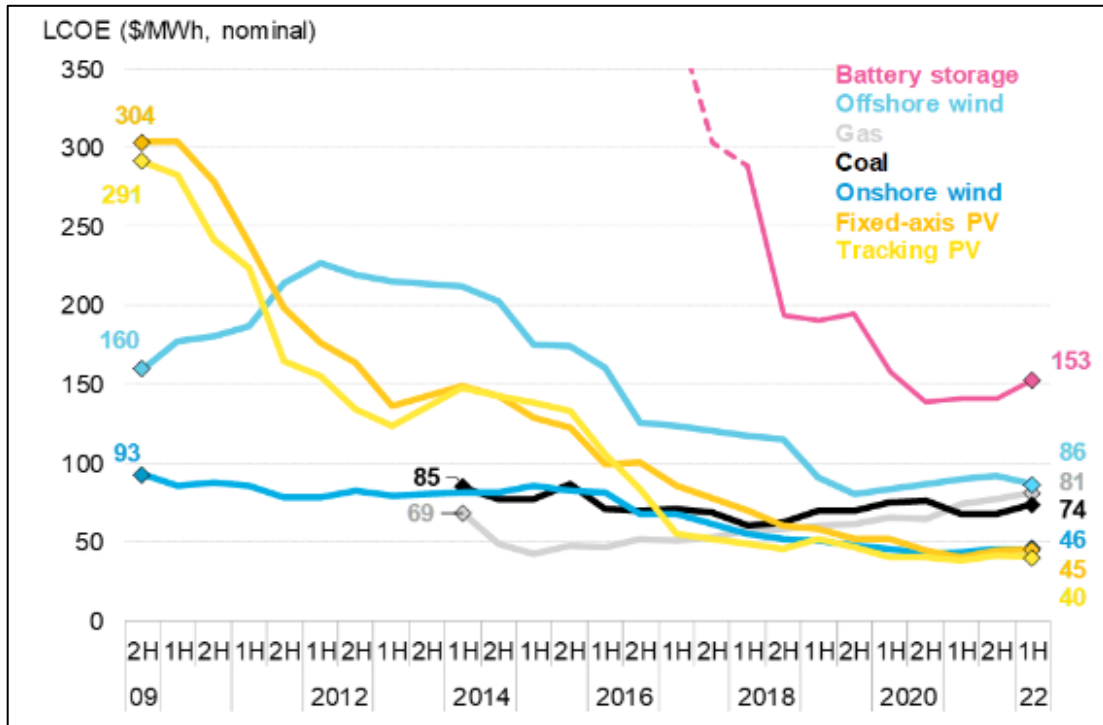
**Tabla N° 6-12** Resultado de la evaluación económica sin BESS

Indicador	Valor
TIR	13.11%
VAN (USD)	1,828,391.09
Periodo de recupero	12.91

Fuente: Elaboración propia

Según la Figura N° 6.6, el costo nivelado de electricidad (LCOE), para la tecnología solar fotovoltaica al primer semestre del 2022, está en 40 USD/MWh a nivel global, bajo lo descrito en el párrafo anterior el costo nivelado para nuestro proyecto, según el flujo económico, debe ser como mínimo de 45 USD/MWh para tener rentabilidad.

**Figura N° 6.6** LCOE benchmarks global, 2009-2022



Fuente: (Bloomberg, 2022)

### 6.11.2 Proyecto con sistema BESS

Considerando la implementación del sistema BESS, se entrega confiabilidad y seguridad al cliente, y a fin de ofrecerle un valor agregado se le entregará servicios complementarios: como suministro de potencia reactiva para regular la tensión del sistema, y también realizar arbitraje de energía.

El proyecto con la implementación del sistema BESS sin incursionar en regulación de tensión, y arbitraje de energía, el proyecto sigue siendo rentable, con una TIR de 12.83 % y con un VAN positivo de 1,492,777.96 USD (ver Tabla N° 6-13).



**Tabla N° 6-13** Implementación BESS, sin regulación de tensión y arbitraje

<b>Indicador</b>	<b>Valor</b>
TIR (%)	12.83%
VAN (USD)	1,492,777.96
Periodo de recupero	13.37

Fuente: Elaboración propia

El proyecto con la implementación del sistema BESS, dando servicios de regulación de tensión y arbitraje de energía le agrega valor, con una TIR de 13.39 % y con un VAN de 2,502,942.61 USD (ver Tabla N° 6-14).

**Tabla N° 6-14** Implementación BESS, con regulación de tensión y arbitraje

<b>Indicador económico</b>	<b>Valor</b>
TIR (%)	13.39
0VAN (USD)	2,502,942.61
Periodo de recupero	13.12

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla N° 6-15, se resumen los 3 escenarios previos, donde se puede apreciar el comportamiento de los indicadores económicos por cada alternativa, donde se puede apreciar que la alternativa 3 (Solar PV + BESS Para Suministrar Potencia Firme, Regulación de Tensión y Arbitraje) es la mejor opción económica financiera del proyecto.

**Tabla N° 6-15** Indicadores económicos y escenarios

<b>Indicador económico</b>	<b>Valor</b>	<b>Solar PV +BESS + Regulación de Tensión + Arbitraje</b>	<b>Solar PV +BESS + Potencia Firme + Regulación de Tensión + Arbitraje</b>
TIR (%)	13.11	12.83	13.39
VAN (USD)	1,828,391.09	1,492,777.96	2,502,492.61
Periodo de recupero	12.91	13.57	13.12

Fuente: Elaboración propia

## CAPITULO 7. CONCLUSIONES

- De acuerdo a los valores de irradiancia obtenidos del SOLARGIS y data histórica de una central solar existente en la zona del proyecto, no presenta intermitencias significativas en su operación, por ende, no requiere implementar un sistema BESS para dar suavidad en su generación.
- Con la implementación del sistema BESS de 8 MW de capacidad, la planta solar se propone participar con potencia firme en hora punta (17 a 22 horas), suministrando al mercado mayorista del SEIN.
- Con el sistema de almacenamiento con baterías implementado, es factible realizar la regulación de tensión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- En el proyecto se contempló realizar el arbitraje de energía para un periodo de cuatro meses al año (diciembre, enero, febrero y marzo), donde se compra la energía a un precio marginal promedio de 2 USD/MWh (en horas nocturnas) y que es marginado por las centrales hidroeléctricas (periodo de avenida), además, para el análisis económico del presente proyecto, se considera el precio de venta a 28 USD/MWh al mercado mayorista.
- La normativa actual menciona que solo las centrales con potencia firme podrán realizar contratos bilaterales, para que una central de generación tenga potencia firme debe ser participe en horas punta, lo cual limita a las plantas solares. Según la propuesta de iniciativa legislativa “Ley que modifica la Ley No. 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica”, propone que generadores puedan contratar solo potencia, solo energía o ambas, el cual incentivará la inversión y contribuirá al desarrollo de la tecnología propuesta.

- De acuerdo al análisis económico, la tarifa para la central fotovoltaica más almacenamiento deberá ser igual o mayor a los 45 USD/MWh para que el proyecto sea rentable con una TIR de 13.39% y un VAN de 2,502,942.61 USD.
- Si bien los indicadores económicos, VAN y el TIR, son positivos, implementar los servicios complementarios como inyección y carga de energía reactiva para regulación de tensión y a la vez realizar el arbitraje de energía en ciertos intervalos de tiempos le agregarán valor al proyecto, siempre y cuando se realice con la misma fuente de almacenamiento por baterías.
- Con el desarrollo de nuevas tecnologías, implementación de las políticas de regulación, incentivos, normativa ambiental y economías de escala en generación fotovoltaica con almacenamiento BESS; se tendrán a mediano y largo plazo indicadores económicos de VAN y TIR mucho más atractivos.
- De acuerdo con el Banco Interamericano de Desarrollo, la inversión en almacenamiento disminuirá en 6.7% al 2030 y en generación fotovoltaica habrá una disminución de 4.2% al 2030, con lo que se facilitará el desarrollo de este tipo de tecnologías.

## CAPITULO 8. RECOMENDACIONES

- Para el cálculo del precio básico de energía reactiva, se toma como referencia los costos de inversión de equipos de transmisión según la resolución de Osinergmin N° 062-2021-OS/CD, con base en la inversión del módulo de SVC - 60 kV, costa (de 0 a 1000 msnm) - tipo variable - 30 MVAR, por lo que se recomienda su modificación y que se tomen como referencia los costos de inversión de los módulos de inversores para plantas solares y BESS, con lo cual se estaría incentivando que los proyectos solares tomen para su diseños, los inversores de alta eficiencia para inyectar y absorber potencia reactiva.
- Es importante que Osinergmin considere la propuesta del COES, referida al esquema de un mercado mucho más libre, si un generador no cumple con la regulación primaria de frecuencia debería poder solicitar a otro generador que lo haga, con la finalidad de que se pueda delegar la responsabilidad de entregar energía al sistema, promoviendo de esta manera el ingreso de otras alternativas como las BESS.
- Respecto a la Resolución Ministerial N° 227-2022-MINEM/DM, que aprueba la publicación del proyecto de norma "Ley que modifica la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica", se recomienda su implementación, pues proporcionará un marco regulatorio favorable para los sistemas de almacenamiento, energías renovables no gestionables y la implementación de suministro de energía por bloque horario.
- De acuerdo al análisis del diagrama de carga de máxima demanda de energía eléctrica del SEIN , evidenciamos que las horas punta del sistema se distribuyen

en dos bloques horarios, de 11 a 12 de la mañana con un 35% de operación y de las 19 hasta las 20 horas con un 33% de operación, por lo que se recomienda que la máxima demanda sea considerada en 2 horarios, con fines de incentivar y diversificar la tecnología BESS, ya que se tendría más ingresos por potencia firme, mejorando así la rentabilidad.

## BIBLIOGRAFÍA

- ABB Solar Inverters. (18 de noviembre de 2021). Obtenido de Firmware Manual PVS800-57B central inverters: [https://www.fimer.com/sites/default/files/KMLF100x\\_en.pdf](https://www.fimer.com/sites/default/files/KMLF100x_en.pdf)
- Arredondo, J., & Ramos, M. (10 de junio de 2020). Obtenido de Subastas de energía solar fotovoltaica y la paridad de red en el Perú: <http://www.revistas.uni.edu.pe/index.php/tecnia/article/view/567/1408>
- Berger, L. (13 de julio de 2021). Obtenido de Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis - Versión 7.0: <https://www.lazard.com/media/451882/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf>
- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. (18 de octubre de 2021). Obtenido de Decreto 125 Aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1140253&idVersion=2019-12-20>
- BID Banco Interamericano de Desarrollo. (diciembre de 2019). Obtenido de Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina: <https://publications.iadb.org/es/evolucion-futura-de-costos-de-las-energias-renovables-y-almacenamiento-en-america-latina>
- Bloomberg. (22 de enero de 2022). Obtenido de Cost of New Renewables Temporarily Rises as Inflation Starts to Bite: <https://about.bnef.com/blog/cost-of-new-renewables-temporarily-rises-as-inflation-starts-to-bite/>
- Bloomberg. (22 de enero de 2022). Obtenido de La Energía Eólica y Solar Serán la Mitad de la Capacidad Instalada de 1TW que tendrá América Latina en el 2050: <https://www.bloomberg.com/latam/blog/la-energia-eolica-y-solar-seran-la-mitad-de-la-capacidad-instalada-de-1tw-que-tendra-america-latina-en-el-2050-y-supliran-la-mayor-parte-de-la-nueva-demanda/>
- CADTM. (18 de junio de 2022). Obtenido de El sector de la energía renovable en Marruecos : concentración en manos del sector privado: <https://www.cadtm.org/El-sector-de-la-energia-renovable>

- Calameo. (28 de noviembre de 2021). Obtenido de Suplemento Exposolar: <https://es.calameo.com/revistaenergia/books/00055738361dbbbb0347>
- Cámara de Comercio de Valencia. (julio de 2010). Obtenido de Las Energías Renovables en Marruecos: [https://www.camaravalencia.com/es-ES/Internacionalizacion-old/informacion/documentosinteres/informe%20becaros/Marruecos\\_Energias%20Renovables2010.pdf?Mobile=1&Source=%2Fes-ES%2FInternacionalizacion-old%2Finformacion%2Fdocumentosinteres%2F\\_layouts%2Fmobile](https://www.camaravalencia.com/es-ES/Internacionalizacion-old/informacion/documentosinteres/informe%20becaros/Marruecos_Energias%20Renovables2010.pdf?Mobile=1&Source=%2Fes-ES%2FInternacionalizacion-old%2Finformacion%2Fdocumentosinteres%2F_layouts%2Fmobile)
- CAMMESA. (31 de diciembre de 2020). *Informe Anual*. Obtenido de <https://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Pages/Informes%20por%20Categor%C3%ADa%20Publico/Operativos/boletinsemanal.aspx>
- China Electricity Council. (31 de 10 de 2021). Obtenido de Power Industry Basics Generation: <https://english.cec.org.cn/menu/index.html?263>
- China Energy Storage Alliance - CNESA. (18 de Enero de 2022). Obtenido de Our Work: <http://en.cnesa.org/our-work>
- CNE Comisión Nacional de Energía. (18 de octubre de 2021). Obtenido de Licitación 2021: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/licitacion-2020/>
- COES. (02 de febrero de 2021). Obtenido de Reportes de Post Operación: <https://www.coes.org.pe>
- COES. (28 de noviembre de 2021). Obtenido de Plan Operativo de Largo Plazo: <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanificacionOLP>
- COES. (22 de octubre de 2021). Obtenido de Boletines Mensuales: <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Boletines/>
- COES. (22 de agosto de 2022). Obtenido de Unifilar del SEIN: <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/DiagramaUnifilar>
- Comisión Nacional de Energía - CNE. (21 de 12 de 2020). Obtenido de Aprueba Bases de Licitación Pública Nacional eInternacional para el Suministro de Energía yPotencia Eléctrica para Abastecer los Consumos deClientes Sometidos a Regulación de

Precios, Licitación Suministro 2021/01: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/12/Res-Ex-CNE-N%C2%B0478-Bases-Licitaci%C3%B3n-2021-01.pdf>

Coordinador Eléctrico Nacional de Chile. (31 de mayo de 2022). Obtenido de Reportes y Estadísticas: <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/#Estadisticas>

DGE-MINEM. (27 de noviembre de 2014). Obtenido de Resolución Directoral N°243-2012-EM-DGE: [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/PlantillaMarcoLegalBussqueda/Resol-243-2012-EM-DGE.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBussqueda/Resol-243-2012-EM-DGE.pdf)

Díaz, F., Sumpers, A., Gomis, O., & Villafáfila, R. (2016). A Review of Energy Storage Technologies for Wind Power Applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2154-2171.

DOE - Diario Oficial de Extremadura. (24 de julio de 2020). Obtenido de Consejería para la transición ecológica y la sostenibilidad: <http://doe.juntaex.es/pdfs/doe/2020/2020o/20081024.pdf>

ENERDATA. (01 de diciembre de 2020). Obtenido de Anuario Estadístico Mundial de Energía: <https://datos.enerdata.net/electricidad/estadisticas-mundiales-produccion-electricidad.html>

Energy Information Administration -EIA. (2021). *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021*. U.S.: Outlook 2021.

Estevez, R. (2021). *Eco Inteligencia*. Obtenido de <https://www.ecointeligencia.com/2021/09/almacenar-energia-sistemas-quimicos-3/>

EZ-PDH.COM. (28 de junio de 2022). Obtenido de Electrical Storage Guide for Electrical Engineers Help: <https://ez-pdh.com/electrical-storage-guide-for-electrical-engineers-help/>

Funseam. (10 de Julio de 2022). Obtenido de Transición Energética y Sandbox Regulatorios: [https://funseam.com/wpcontent/uploads/2020/11/092020\\_InformeFunseamTransicionenergeticayRegulatorySandboxes.pdf](https://funseam.com/wpcontent/uploads/2020/11/092020_InformeFunseamTransicionenergeticayRegulatorySandboxes.pdf)



- GAMESA ELECTRIC. (23 de junio de 2022). Obtenido de Photovoltaic Inverter Gamesa E-2.25 MVA-SB-I:  
<https://cdn.enfsolar.com/Product/pdf/Inverter/5b32fead87055.pdf>
- Google Earth. (27 de Mayo de 2022). Obtenido de <https://www.google.com/intl/es/earth/>
- Gutsch, H. (22 de 01 de 2022). Obtenido de Estudio de factores técnicos y económicos:  
[https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/111503/cfjimenez\\_rp.pdf?sequence=1](https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/111503/cfjimenez_rp.pdf?sequence=1)
- Hove, A., Wenyun, Q., Kaiming, Z., Geres, P., & Yuzhao, L. (2021). *China Energy Transition Status Report 2021*. Deutschland: edelman.ergo (on commission of BMWi).
- IEA. (10 de 12 de 2020). Obtenido de Datos y Estadísticas: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/electricity-supply-mix-by-region-2020>
- IEA. (3 de Octubre de 2021). Obtenido de Energy Storage: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/energy-storage>
- IRENA. (15 de Abril de 2017). Obtenido de Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030: <https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
- IRENA. (22 de Junio de 2020). Obtenido de Customable Products: <https://www.irena.org/publications>
- IRENA. (2021). Obtenido de <https://www.irena.org/solar>
- LEAG. (17 de noviembre de 2021). *Proyecto de Almacenamiento LEAG BigBattery Lausitz*. Obtenido de <https://www.leag.de/de/bigbattery/>
- Melendez, T. (04 de Julio de 2021). Datos de Irradiación de Central PV-Brasil. Brasil, Brasil.
- Micah S. Ziegler, J. M.-M. (07 de agosto de 2019). *Joule*. Obtenido de Storage Requirements and Costs of Shaping Renewable Energy Toward Grid Decarbonization: [https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351\(19\)30300-9](https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351(19)30300-9)

- MINEM. (07 de julio de 2020). Obtenido de Promoción de Energías Renovables no Convencionales en Sistemas Aislados: [https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/2\\_200727-informe%20aislados.pdf](https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/2_200727-informe%20aislados.pdf)
- Nanda Singh. (25 de abril de 2022). *Energía Eléctrica*. Obtenido de <https://www.energiaestrategica.com/empresarios-se-anticipan-al-despliegue-de-almacenamiento-para-impulsar-mas-renovables-en-peru/>
- National Energy Administration -NEA. (12 de 06 de 2020). Obtenido de Company Description: <http://www.energyboardroom.com/oilandgasdirectory/national-energy-administration-nea-of-china/>
- OLADE. (2021). Panorama energético de América Latina y el Caribe 2021. *OLADE*, 53.
- Oliver Schmidt, S. M. (09 de enero de 2019). *Joule*. Obtenido de Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies,: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243511830583X#bib4>
- ONS. (17 de abril de 2021). Obtenido de Boletín Diario de Operaciones: <iewer.autodesk.com/designviews>
- OSINERGMIN. (01 de abril de 2022). Obtenido de Informe Diario del Coordinador de la Operacion del Sistema: <https://www.osinergmin.gob.pe/SitePages/default.aspx>
- OSINERGMIN. (28 de Mayo de 2022). Obtenido de Mapa Energético Minero: <https://gisem.osinergmin.gob.pe/>
- PV Magazine. (4 de 10 de 2021). Obtenido de La Subasta de Brasil Adjudica 236 MW Fotovoltaicas, a 31,09 dólares / MWh: <https://www.pv-magazine-latam.com/2021/10/04/la-subasta-de-brasil-adjudica-236-mw-fotovoltaicas-a-3109-dolares-mwh/>
- PV Magazine. (22 de enero de 2022). Obtenido de Se Avecina un Fuerte Crecimiento del Almacenamiento: <https://www.pv-magazine-latam.com/2021/04/14/se-avecina-un-fuerte-crecimiento-del-almacenamiento-en-baterias/>

- Red eléctrica España. (mayo de 2022). Obtenido de Operación del Sistema Eléctrico:  
<https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>
- SANDIA. (30 de Diciembre de 2021). Obtenido de Global Energy Storage Database:  
<https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html>
- SENER. (30 de diciembre de 2018). Obtenido de Programa de Desarrollo Del Sistema Eléctrico Nacional de México: <https://keeui.com/wp-content/uploads/2020/11/PRODESEN18.pdf>
- SENER. (22 de setiembre de 2021). Obtenido de Planta termosolar CCP Noor Ouarzazate I:  
<https://www.energy.sener.es/proyecto/planta-termsolar-ccp-nooro-i>
- SENER-CENACE. (30 de abril de 2021). Obtenido de Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035:  
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/649445/PRODESEN\\_CAP\\_TULO\\_1\\_2\\_3.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/649445/PRODESEN_CAP_TULO_1_2_3.pdf)
- Solar Reserve. (22 de enero de 2022). Obtenido de Concentración Solar con Almacenamiento:  
<https://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/csetdocument/prensa/6%20Sr%20Jos%C3%A9%20Lobo%20Director%20de%20Desarrollo%20de%20SolarReserve.pdf>
- SOLARGIS. (27 de Mayo de 2022). Obtenido de Mapa de Recursos Solares de Perú:  
<https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/peru>
- SOLARGIS. (2022). *Evaluación Preliminar de la Producción Eléctrica*.
- Ramírez, R. (2020). Oportunidades de Negocios en la Transición Energética en el Perú: Regulación Tensión con Fuentes Energéticas Variables. *Revista Energía*, 91-94.
- TRINASOLAR. (22 de Junio de 2022). Obtenido de Acerca de la Energía Solar, productos:  
<https://www.trinasolar.com/es/resources/downloads#TSM-DEG5-2>
- U.S. Energy Information Administration. (10 de diciembre de 2021). Obtenido de AEO Annual Energy, Outlook 2021: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

U.S. Energy Information Administration, Electric Power Monthly. (21 de Diciembre de 2020). Obtenido de Electricity in the United States: <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-in-the-us.php>

XM. (31 de diciembre de 2020). Obtenido de Administradores del Mercado Eléctrico: <https://www.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>