



INFORME DE DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA BESS PSFV COYA

Informe Técnico

Preparado para:



Febrero - 2024

A 1011 | R 1335-23

TABLA DE CONTENIDOS

TABLA DE CONTENIDOS.....	2
ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS.....	4
ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS.....	6
REGISTRO DE COMUNICACIONES	7
SECCIÓN PRINCIPAL	8
1. INTRODUCCIÓN.....	8
1.1. Definiciones y nomenclaturas.....	8
1.2. Marco normativo	9
2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	10
2.1. Descripción general de la planta.....	10
2.2. Descripción del sistema BESS	13
2.3. Datos específicos de los elementos de interés del parque fotovoltaico	19
2.3.1 Datos de los paneles solares.....	19
2.3.2 Datos de los inversores.....	19
2.3.3 Consumo de SSAA del sistema BESS.....	21
2.4. Datos de los transformadores de bloque.....	21
2.5. Datos del transformador de potencia	22
2.6. Datos del sistema colector.....	22
3. ANTECEDENTES DE UNIDADES DE SIMILARES CARACTERÍSTICAS	24
4. ENSAYOS REALIZADOS	24
4.1. Descripción de las pruebas	24
4.2. Toma de registros de potencia máxima	25
4.3. Resultados obtenidos prueba de Pmax en la PSFV Coya	25
4.3.1 Resumen de resultados.....	26
4.4. Resultados obtenidos prueba de BESS en descarga.....	26
4.4.1 Potencia Neta.....	27
4.4.2 Potencia Bruta.....	27
4.4.3 Potencia de los servicios auxiliares.....	27
4.4.4 Potencia de pérdidas de la central	29
4.4.5 Resumen de resultados.....	30
4.5. Resultados obtenidos prueba de BESS en carga	30
4.5.1 Potencia Neta.....	31
4.5.2 Potencia Bruta.....	32
4.5.3 Potencia de los servicios auxiliares.....	32
4.5.4 Potencia de pérdidas de la central	33
4.5.5 Resumen de resultados.....	34

5. CONCLUSIONES	34
ANEXOS	36
1. DATOS DE ROUNDTrip EFFICIENCY	36

ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS

Tabla 1. Características energéticas de diseño del sistema BESS.	15
Tabla 2. Detalle de la energía y potencia totales y por circuito del sistema BESS.	16
Tabla 3. Datos técnicos de los transformadores de bloque de tres arrollamientos.....	21
Tabla 4. Datos técnicos del transformador de potencia.	22
Tabla 5. Características de los cables de MT.....	23
Tabla 6. Detalle de circuitos MT del PSFV Coya.....	23
Tabla 7. Tabla resumen de valores a presentar.	24
Tabla 8. Resumen de resultados descarga – Potencia Máxima BESS PSFV Coya.....	26
Tabla 9. Ensayos de potencia máxima – duración del ensayo.	26
Tabla 10. Consumo de SSAA de la SE Palpana.....	28
Tabla 11. Resumen de resultados descarga – Potencia Máxima BESS PSFV Coya.....	30
Tabla 12. Ensayos de potencia máxima (carga) – duración del ensayo.	31
Tabla 13. Resumen de resultados carga – Potencia Máxima BESS PSFV Coya.....	34
Tabla 14. Parámetros de potencia Máxima del BESS PSFV Coya.	35
Gráfico 1. Sistema equivalente de un parque fotovoltaico.	8
Gráfico 2. Esquema unilineal de la SE Palpana.....	11
Gráfico 3. Esquema unilineal del sistema colector.	12
Gráfico 4. Curva de capacidad del inversor SUNGROW SD3125HV-30.....	13
Gráfico 5. Esquema de la distribución de las baterías del sistema BESS.....	13
Gráfico 6. Esquema de conexión del sistema BESS.	14
Gráfico 7. Imagen del contenedor de baterías.	14
Gráfico 8. Especificaciones técnicas del contenedor de baterías.	15
Gráfico 9. Vista inversor. Conexión de baterías y PV.	16
Gráfico 10. Unilineal Centro de transformación y conexión de baterías.	17
Gráfico 11. Diagrama unilineal MT centro de transformación y celdas existentes.....	17
Gráfico 12. Modo de operación PV + BESS.....	18
Gráfico 13. Curvas de generación horaria.	18
Gráfico 14. Características técnicas de los paneles solares.	19
Gráfico 15. Características generales de los inversores.....	20
Gráfico 16. Consumo de servicios auxiliares de los inversores.	21

Gráfico 17. Potencia neta PSFV Coya.....	25
Gráfico 18. Parámetros determinados para la PSFV Coya por I-SEP.....	26
Gráfico 19. Potencia total generada por los inversores. Proceso de descarga.	27
Gráfico 20. Potencia neta en el punto de conexión. Proceso de descarga.	27
Gráfico 21. Determinación del consumo de servicios auxiliares del sistema BESS.....	28
Gráfico 22. Determinación de la potencia de pérdida en el transformador de potencia. .	29
Gráfico 23. Potencia DC y SOC del BESS Coya durante el proceso de carga.....	30
Gráfico 24. Potencia total generada por los inversores. Proceso de carga.	31
Gráfico 25. Potencia neta en el punto de conexión. Proceso de carga.	31
Gráfico 26. Determinación del consumo de servicios auxiliares del sistema BESS.....	32
Gráfico 27. Determinación de la potencia de pérdida en el transformador de potencia. .	34

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CNE	Comisión Nacional de Energía
ERNC	Energía Renovables No Convencional
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
NT SSMM	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos
PE	Parque Eólico
PSFV	Parque Solar Fotovoltaico
SE	Subestación Eléctrica
AT	Alta tensión
MT	Media tensión
BT	Baja tensión
ONAN	Oil Natural Air Natural
ONAF	Oil Natural Air Forced
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
RCB	Regulador Bajo Carga
PMU	Power Management Unit
BESS	Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías
PV	Campo fotovoltaico

REGISTRO DE COMUNICACIONES

Registro de las actividades, comunicaciones y aprobación de informes.

N°	Fecha dd/mm/año	Preparó	Revisó	Aprobó	Observaciones
0	16/01/2024	FG	FM	FM	Versión inicial
1	23/01/2024	FG	FM	FM	Correcciones menores en función de los comentarios de Engie.
2	25/01/2024	FG	FM	FM	Agregado antecedentes proyectos similares.
3	20/02/2024	FG	FM	FM	Agregado carga BESS
4	28/02/2024	FG	FM	FM	Agregado Pmax PV

SECCIÓN PRINCIPAL

1. INTRODUCCIÓN

En el presente informe se exhiben los resultados obtenidos en los ensayos de campo realizados en el Sistema de Almacenamiento de Energía mediante Baterías (BESS) Coya, durante el mes de enero y febrero de 2024, en relación con el proceso de determinación de la potencia máxima de la planta, en los distintos modos de operación.

Adicionalmente, se presentan conjuntamente los resultados de las pruebas de potencia máxima realizadas sobre la Planta Solar Fotovoltaica (PSFV) Coya, realizadas el día 12 de enero de 2023.

Cabe aclarar que la PSFV Coya y el BESS Coya se conectan en DC, compartiendo el equipamiento del sistema AC (inversores, transformadores de unidad, sistema colector en media tensión, transformador de potencia, etc). De esta manera, la potencia máxima del proyecto conjunto PV+BESS está naturalmente limitada por la capacidad de los inversores, por lo que no es factible superar la potencia aprobada en el punto de conexión.

1.1. Definiciones y nomenclaturas

En el siguiente gráfico se muestra un sistema equivalente de conexión de un parque fotovoltaico, el cual nos permite identificar y definir los siguientes elementos:

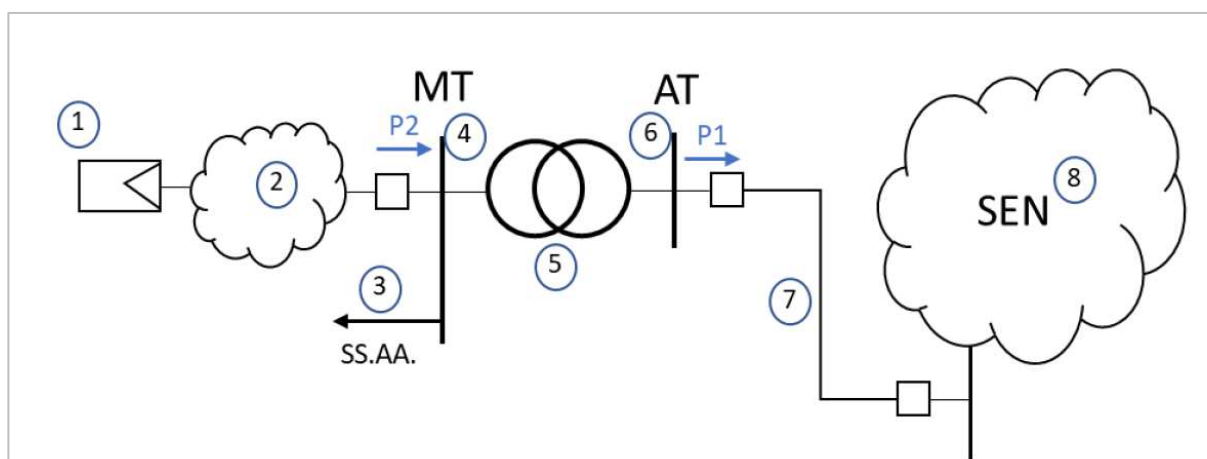


Gráfico 1. Sistema equivalente de un parque fotovoltaico.

1) Generador equivalente: Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque fotovoltaico.

2) Pérdidas en sistema colector del parque (Pcolector): Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque fotovoltaico, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.

3) Servicios Auxiliares de la central (SS.AA.): Corresponde al consumo de servicios auxiliares de la subestación eléctrica de la planta sumados a los servicios auxiliares de los inversores y los servicios auxiliares del sistema de baterías.

4) Barra de media tensión (MT): Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.

5) Transformador de Poder: Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque fotovoltaico.

6) Barra de alta tensión (AT): Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.

7) Línea dedicada de la central: Línea de alta tensión que vincula el parque fotovoltaico con el sistema eléctrico.

8) Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

De acuerdo con las definiciones anteriores se considera la siguiente nomenclatura:

- P1: Potencia activa inyectada en la barra de AT del Parque. Este valor corresponde a la Potencia Neta del Parque (Pneta).
- P2: Potencia activa inyectada en el lado de media tensión del parque.
- Pbruta: Suma de los aportes de potencia activa AC de los inversores en el lado baja tensión (BT) del parque (en correspondencia con el punto 1 del Gráfico 1).
- Pperd: Potencia de pérdidas en la línea de transmisión (ver punto 7 del Gráfico 1).
- Ptraf: Pérdidas activas en el transformador de potencia del parque.
- Pssa: Potencia de servicios auxiliares del parque.
- Pcolector: Pérdidas en el sistema colector del parque (ver punto 2 del Gráfico 1).

1.2. Marco normativo

Las pruebas realizadas se programaron en base al ANEXO TÉCNICO de la NTSyCS “Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras”. Allí, el Artículo 16 indica que **es el Experto Técnico quién definirá en el protocolo de pruebas los períodos de tiempo requeridos** de las pruebas en función del tipo de unidad y las características de cada tecnología.

En tal sentido, dadas las características técnicas de diseño del sistema BESS implementado (indicados en la Tabla 1), el cual posee una potencia total en corriente continua de 139,2 MWdc y una energía total de 638,464 MWh, surge un tiempo de carga/descarga de **4,5866 horas**, menor a las 5 horas requeridas por los Artículos 16 y 40 para considerarse como “Central Renovable No Convencional con Capacidad de Regulación”, y por ende la potencia máxima se determinará según los lineamientos del **Artículo 39 del ANEXO TÉCNICO “Potencia Máxima en unidades generadoras cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación”**.

Por tanto, el valor de Potencia Máxima se obtiene a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías, especificándose las metodologías, cálculos y todos los antecedentes y aspectos técnicos usados para la obtención de dicho valor.

El valor de potencia máxima se ensayó con el sistema BESS como fuente primaria en

operación nocturna (modo descarga), y con el sistema PV como fuente primaria en operación diurna (modo carga).

2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

A continuación, se detallan los componentes más importantes del BESS Coya.

2.1. Descripción general de la planta

La PSFV Coya, el cual obtuvo su entrada en operación a partir del 24 de marzo de 2023, se encuentra emplazado en la comuna de María Elena, en la provincia de Tocopilla, Región de Antofagasta, Chile. Está formado por 58 Inversores SUNGROW SD3125HV-30 de 3,125 kVA a 25°C. De lo anterior la potencia instalada es de 181,25 MVA, con una potencia nominal de 180 MW en el punto de conexión. En el Gráfico 4 se muestra la curva de capacidad PQ de los Inversores. El campo está formado tanto por paneles fotovoltaicos como por un sistema BESS marca SUNGROW ST2752UX de 139 MW instalados y una capacidad de 638 MWh cuyas características se resumen en la sección 2.2.

Los 58 inversores se distribuyen en 29 centros de transformación (ITS) formados por dos inversores cada uno. Cada centro de transformación cuenta con un transformador de bloque de tres arrollamientos de una tensión de 33/0,6/0,6 kV y de una potencia de 6,250 MVA.

La distribución en media tensión se realiza mediante un sistema colector desarrollado en 33 kV formado por 10 circuitos que colectan la potencia de los 29 centros de transformación. Los circuitos colectores acometen a dos barras de 33 kV que tienen un punto común en el transformador de potencia de 220/33 kV, 120/160/200 MVA (ONAN/ONAF I/ ONAF II), de la SE Palpana. Esta subestación secciona la línea Crucero – Radomiro Tomic 220 kV por la cual se evacua toda la energía generada por la PSFV Coya.

El punto de conexión del PSFV es en la barra de 220 kV de la SE Palpana.

En el Gráfico 2 se muestra el esquema unilineal de la SE Palpana y el Gráfico 3 muestra un esquema unilineal del sistema colector en 33 kV.

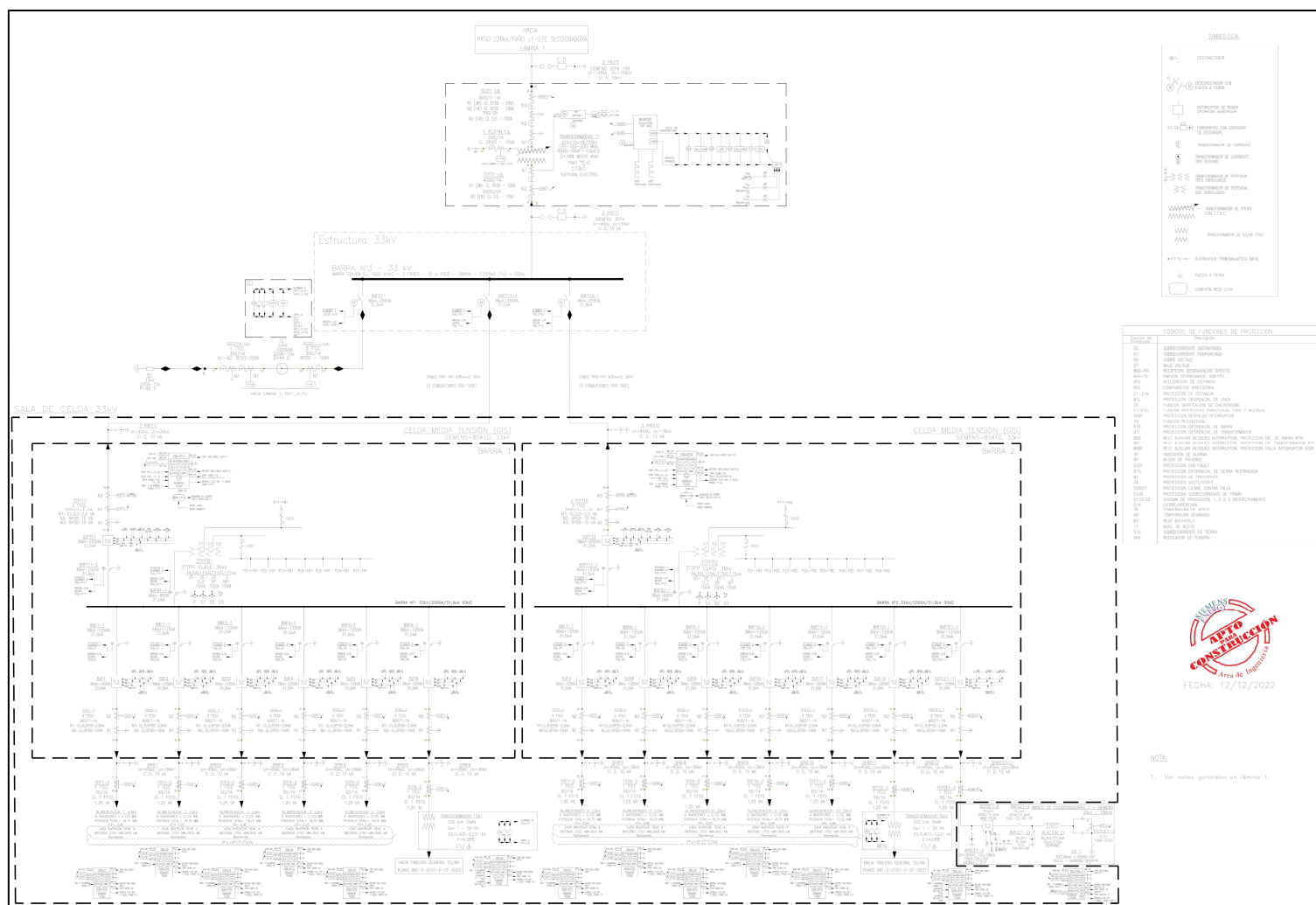


Gráfico 2. Esquema unilineal de la SE Palpana.

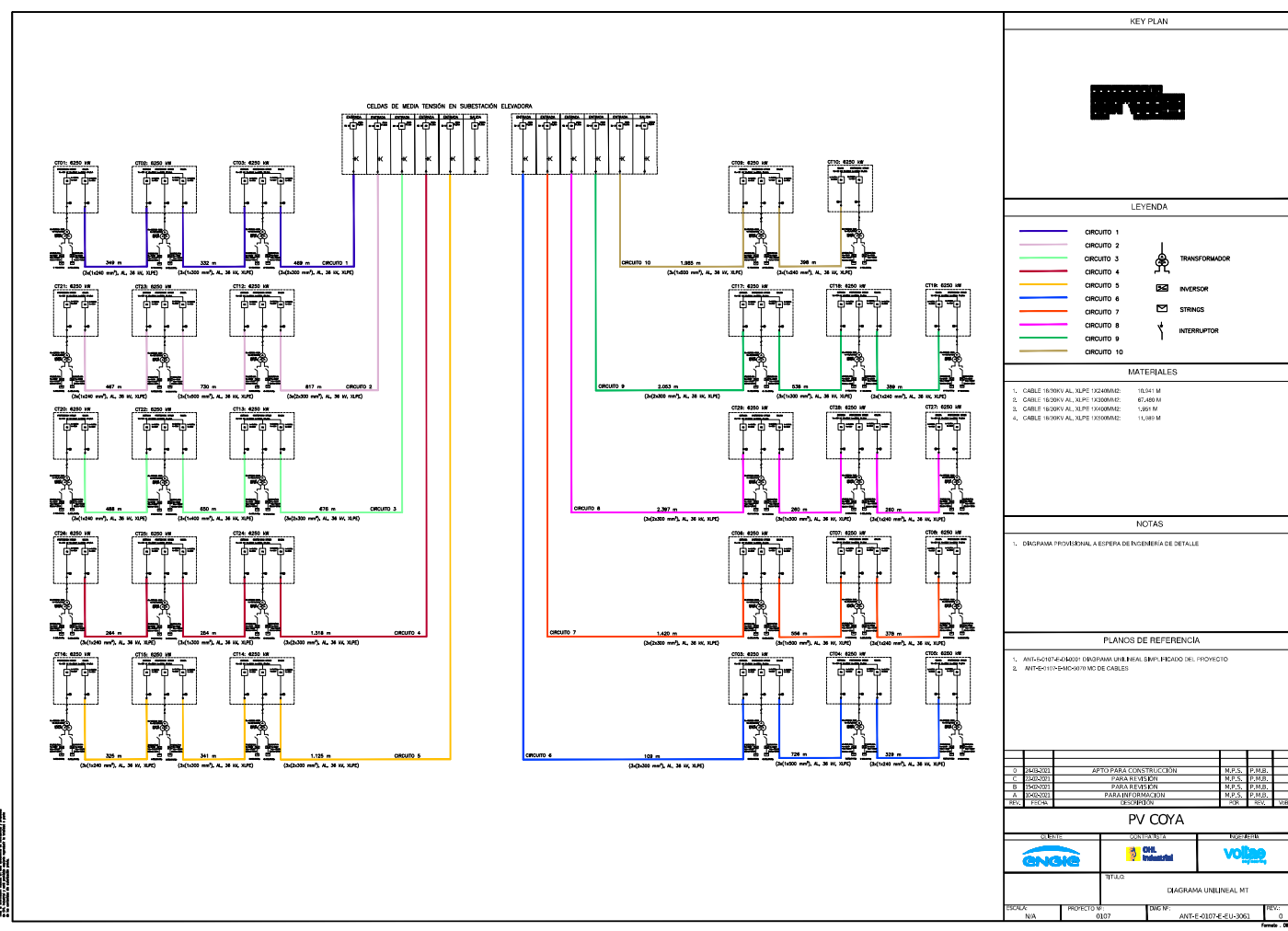


Gráfico 3. Esquema unilineal del sistema colector.

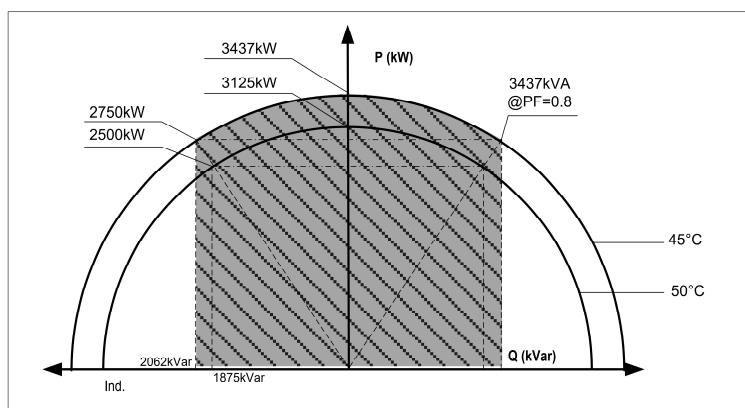


Fig-2 The P-Q Capability [Q(t) mode]

The $P_{max}=3437kW$, $S_{max}=3437kVA$. The Max. Q is ± 2062 kVar, when the power factor is ± 0.8 , at $45^{\circ}C$;
The Q is ± 1498 kVar, when the power factor is ± 0.9 , at $45^{\circ}C$.

Gráfico 4. Curva de capacidad del inversor SUNGROW SD3125HV-30.

2.2. Descripción del sistema BESS

El sistema de almacenamiento BESS Coya está conformado por 232 contenedores (baterías) distribuidos como muestra el esquema siguiente:

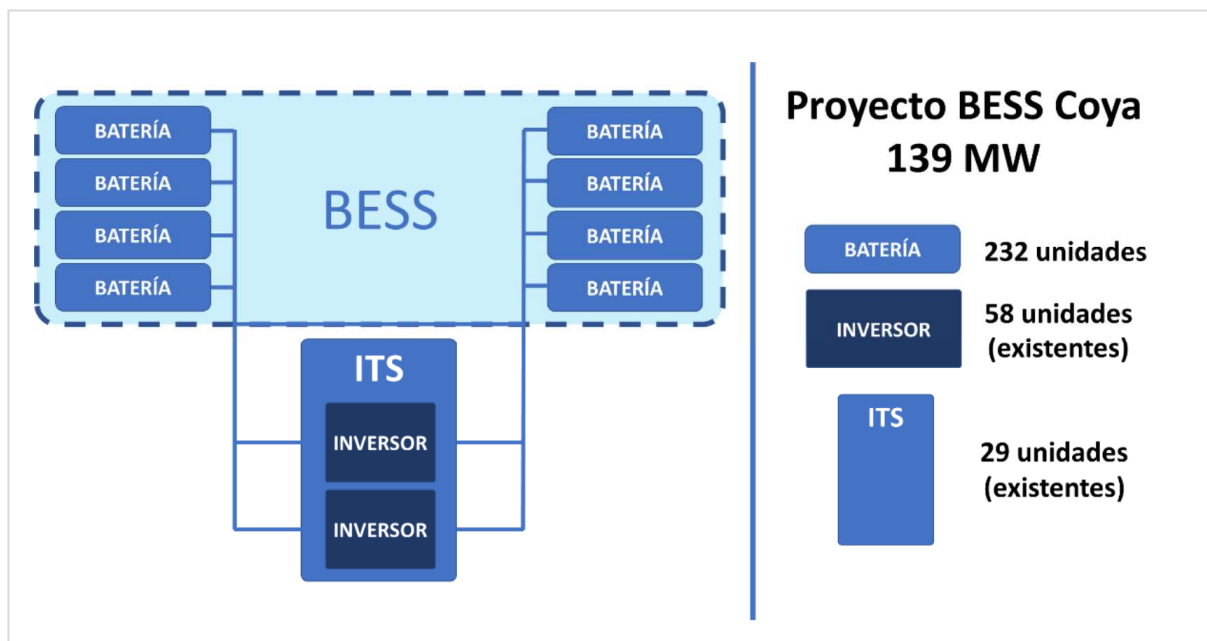


Gráfico 5. Esquema de la distribución de las baterías del sistema BESS.

Los cables de baja tensión del BESS, conectan las baterías y se canalizan a través de bandejas porta conductoras y se conectan a uno de los dos inversores existentes. Al utilizarse los mismos inversores del parque, no se requiere de nuevos circuitos colectores de media tensión.

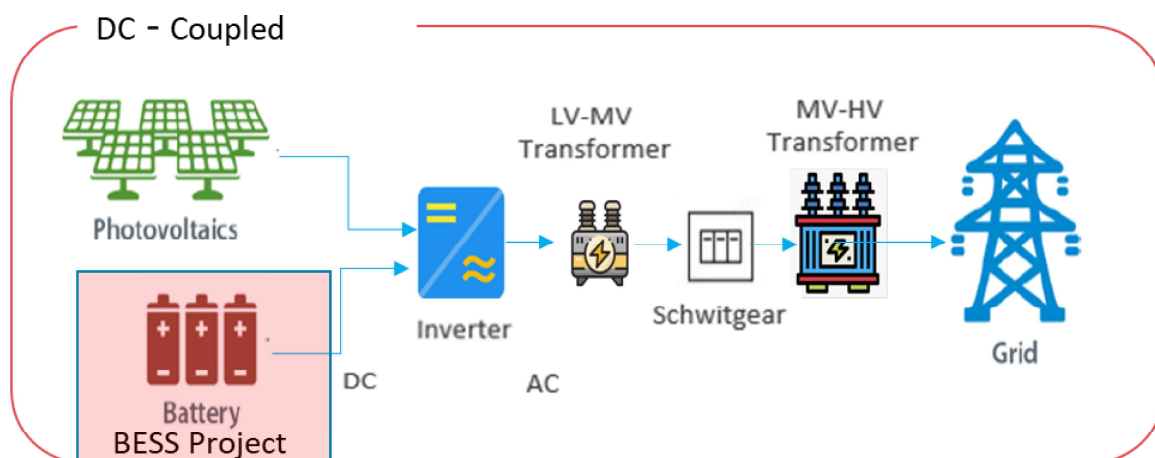


Gráfico 6. Esquema de conexión del sistema BESS.

En el gráfico siguiente se muestra una imagen del contenedor de baterías:



Gráfico 7. Imagen del contenedor de baterías.

Cada contenedor tiene una capacidad de 2.752 kWh y posee las siguientes características técnicas:

Type designation	ST2752UX
Battery Data	
Cell type	LFP
Battery capacity (BOL)	2752 kWh
System output voltage range	1160 ~ 1500 V
General Data	
Dimensions of battery unit (W * H * D)	9340*2600*1730mm
Weight of battery unit	26,400kg
Degree of protection	IP54 (Cabinet) / IP65 (Batteries)
Operating temperature range	-30 to 50 °C (> 45 °C derating)
Relative humidity	0 – 95 % (non-condensing)
Max. working altitude	3000 m
Cooling concept of battery chamber	Liquid cooling
Fire safety	Fused sprinkler heads, Aerosol, NFPA 69 explosion prevention and ventilation IDLH gases
Communication interfaces	RS485, Ethernet
Communication protocols	Modbus RTU, Modbus TCP
Compliance	CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 62619

Gráfico 8. Especificaciones técnicas del contenedor de baterías.

Las características de diseño del sistema BESS se muestran a continuación:

Tabla 1. Características energéticas de diseño del sistema BESS.

ITS	29
Batteries per ITS	8

Battery	Total Power (kWdc)	600
	Total Energy (kWh)	2,752
Per Inverter	Total Power (kWdc)	2,400
	Total Energy (kWh)	11,008
Block	Total Power (kWdc)	4,800
	Total Energy (kWh)	22,016
Project	Total Power (kWdc)	139,200
	Total Energy (kWh)	638,464
	C-rate	0.2180
	Tiempo de Descarga (horas)	4.5867

Inverter Maximum Power (kWac)	3,437
DC-DC Maximum Power (kWdc)	2,400
Recommended AC Power Setting for PV First Mode	1,037

La siguiente tabla detalla las cantidades de Centros de Transformación, Inversores, Baterías, Potencia y Energía por cada circuito cuando la operación es con el sistema BESS.

Tabla 2. Detalle de la energía y potencia totales y por circuito del sistema BESS.

Circuito	Alimentador	CANTIDAD DE UNIDADES			POTENCIA		ENERGÍA	
		ITS	Inversores	Baterías	Batería	Total Baterías	Energía Batt	Energía total Batt
F1	Alimentador 1	3 Uni	6 Uni	24 Uni	600 kW	14.400 kW	2.752 kWh	66.048 kWh
F2	Alimentador 2	3 Uni	6 Uni	24 Uni		14.400 kW		66.048 kWh
F3	Alimentador 3	3 Uni	6 Uni	24 Uni		14.400 kW		66.048 kWh
F4	Alimentador 4	3 Uni	6 Uni	24 Uni		14.400 kW		66.048 kWh
F5	Alimentador 5	3 Uni	6 Uni	24 Uni		14.400 kW		66.048 kWh
F6	TSA							
F7	Alimentador 6	3 Uni	6 Uni	24 Uni		14.400 kW		66.048 kWh
F8	Alimentador 7	3 Uni	6 Uni	24 Uni		14.400 kW		66.048 kWh
F9	Alimentador 8	3 Uni	6 Uni	24 Uni		14.400 kW		66.048 kWh
F10	Alimentador 9	3 Uni	6 Uni	24 Uni		14.400 kW		66.048 kWh
F11	Alimentador 10	2 Uni	4 Uni	16 Uni		9.600 kW		44.032 kWh
F12	TSA							
FCE	BBCC							
		29 Uni	58 Uni	232 Uni		139.200 kW		638.464 kWh

El cableado del sistema BESS en el parque fotovoltaico Coya se basa solo en un nivel, que corresponde con los circuitos de baja tensión en DC procedentes de las baterías hasta los inversores.

El flujo de energía en las baterías se hará en baja tensión en DC, pasando a AC en los inversores bidireccionales existentes (ver Gráfico 10 y Gráfico 11) con una tensión en sus terminales de 0,6 kV. Dichos inversores están conectados a los transformadores de media tensión pasando de un nivel de tensión de 0,6 a 33 kV. Luego en la subestación elevadora, pasará de 33 kV a 220 kV.

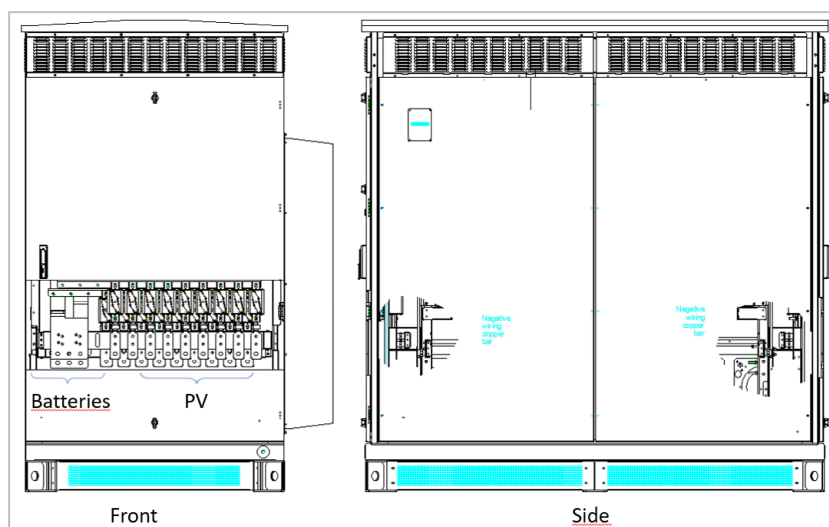


Gráfico 9. Vista inversor. Conexión de baterías y PV.

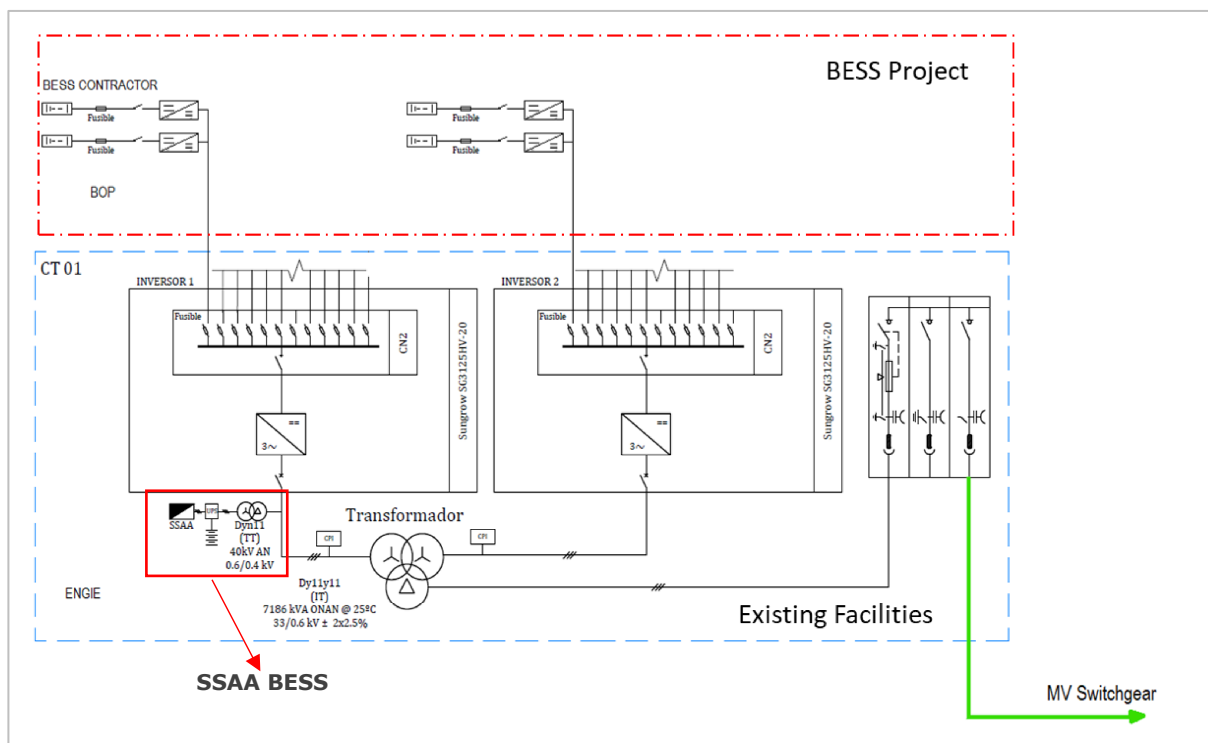


Gráfico 10. Unilineal Centro de transformación y conexión de baterías.

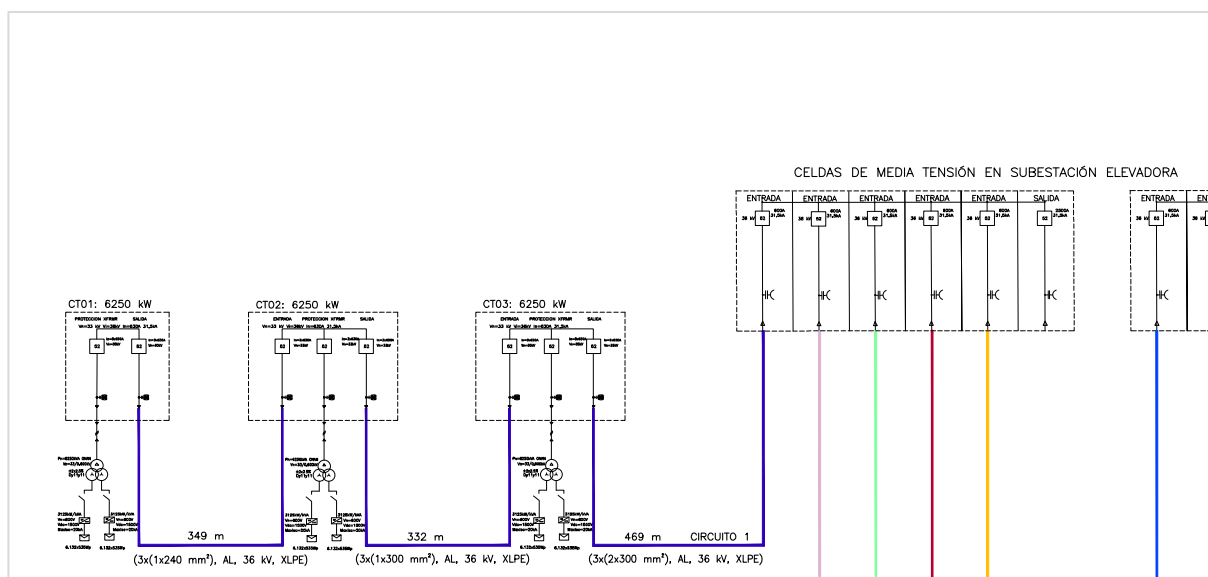


Gráfico 11. Diagrama unilineal MT centro de transformación y celdas existentes.

Adicionalmente, los sistemas de control y refrigeración de las baterías se alimentan de un transformador de servicios auxiliares en la barra existente de 600 V entre el transformador y uno de los inversores como se señala en el Gráfico 10.

En cuanto a la operación del sistema de baterías, el mismo está pensado para realizar la carga durante el día a partir de la energía producida por el campo fotovoltaico, inyectando el remanente de la producción a la red. Durante la noche se procede a realizar la descarga

del sistema BESS. En el siguiente gráfico se muestra de forma esquemática la operación de la planta.

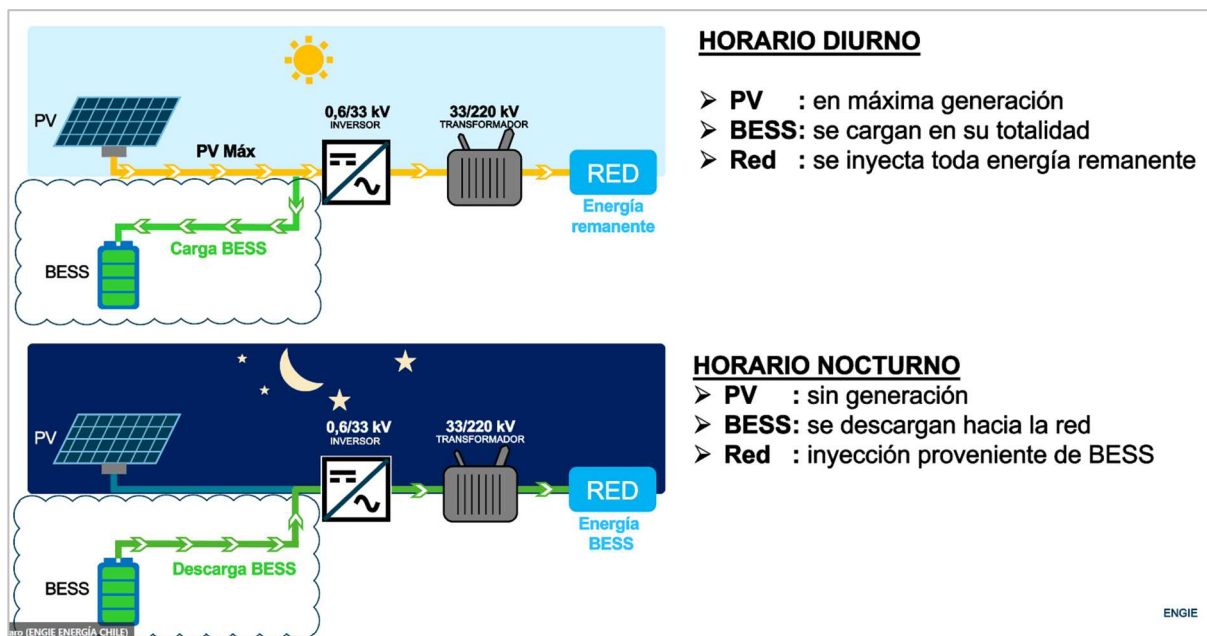


Gráfico 12. Modo de operación PV + BESS.

La curva de generación horaria durante la carga y posterior descarga del BESS cuando los 29 ITS están operativos se muestra a continuación.

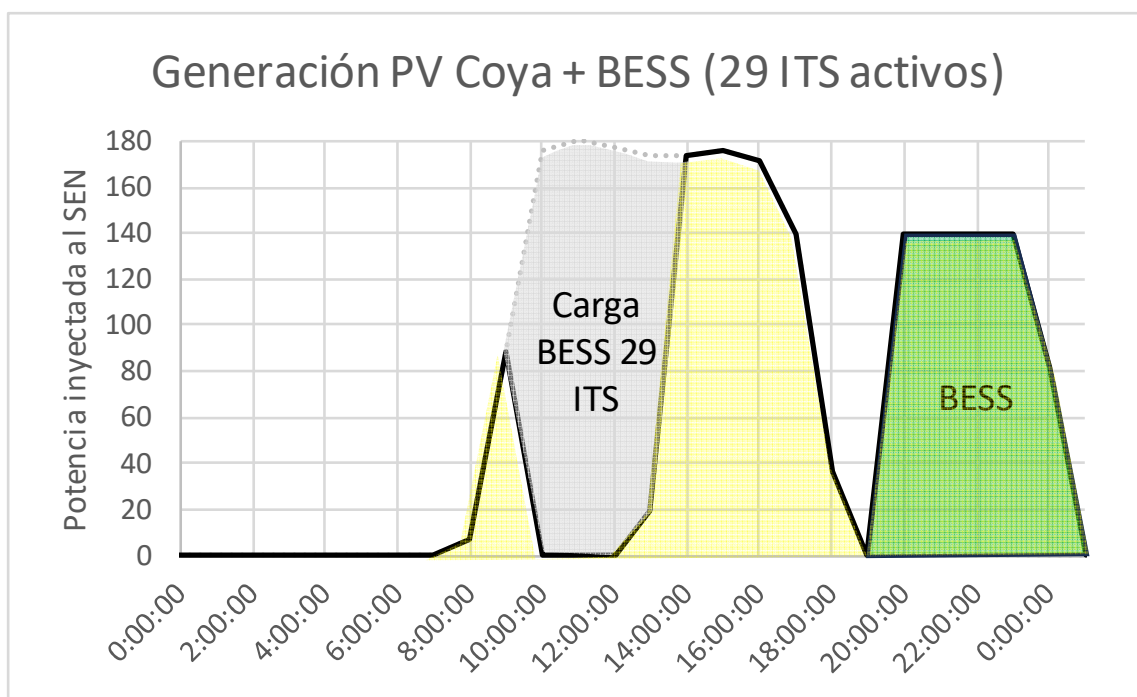


Gráfico 13. Curvas de generación horaria.

De lo anterior se desprende que durante la operación diurna el sistema BESS se carga a

partir de la generación del campo fotovoltaico por lo que no se contempla bajo ningún escenario el flujo desde la red hacia el parque para la carga del BESS y tampoco la inyección de potencia desde el BESS en horario diurno.

Adicionalmente, para evitar el riesgo de potencia inversa en los paneles solares, el sistema de control bloquea la descarga de las baterías mientras los paneles generan energía, y estos se desconectan del bus DC cuando las baterías se descargan.

2.3. Datos específicos de los elementos de interés del parque fotovoltaico

2.3.1 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del proyecto son marca VSUN modelo VSUN545-144BMH-DG y sus principales características se muestran a continuación:

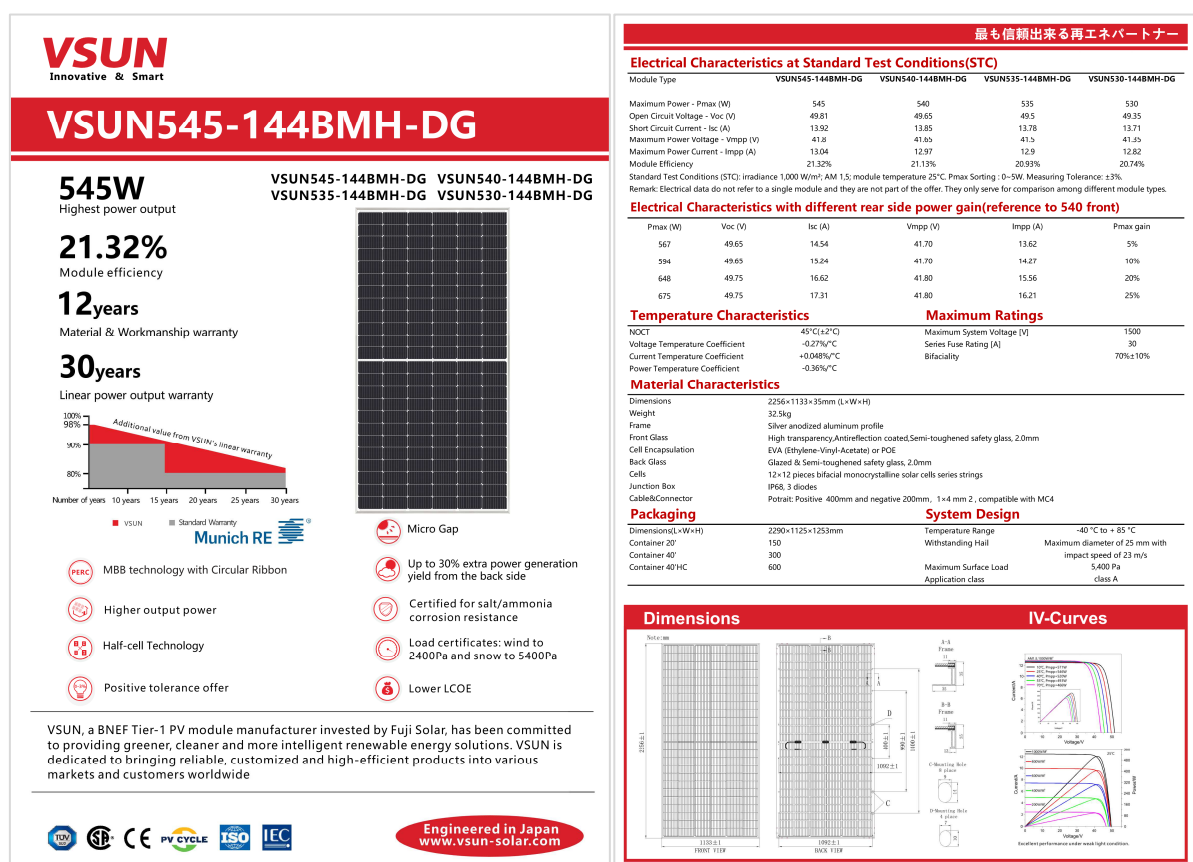


Gráfico 14. Características técnicas de los paneles solares.

2.3.2 Datos de los inversores

El parque solar fotovoltaico coya está formado por 58 inversores Sungrow que se distribuyen en 29 centros de transformación (ITS) formados por dos inversores cada uno. Las características más importantes de este equipamiento se muestran a continuación:

Type designation	SG6250HV-MV	SG6800HV-MV
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	4	
No. of DC inputs	32 / 36 / 44 / 48 / 56 (Max. 48 for floating system)	
Max. PV input current	2 * 3997 A	
Max. DC short-circuit current	2 * 10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	2 * 3125 kVA @ 50 °C, 2 * 3437 kVA @ 45 °C	2 * 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	2 * 3308 A	
Max. AC output current	20 kV – 35 kV	
AC voltage range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	< 3 % (at nominal power)	
Harmonic (THD)	< 0.5 % In	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter European efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	6250 kVA	6874 kVA
Transformer max. power	6874 kVA	
LV / MV voltage	0.6 kV / 0.6 kV / (20 – 35)kV	
Transformer vector	Dy11y11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	12192*2896*2438 mm	
Weight	29 T	
Degree of protection	Inverter:IP55 (optional: IP65) / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

Gráfico 15. Características generales de los inversores.

La curva PQ de cada inversor se muestra en el Gráfico 4.

El consumo de servicios auxiliares de los inversores en condición de pausa y de operación se muestra en el siguiente gráfico.

		Max self-consumption-in-operation(W)	Standby consumption(W)
SG3125HV-30	Control-power consumption		120*2
	Fans consumption@full power operation(IP65)		
Transformer room	Oil-temperature controller		0
Switchgear room	Light@door open		0
	Trip coil & motor & protection		0
Aux. power distribution cabinet	Aux. tx 5kVA	Self loss	150
		Fan.	0
	Aux. tx 15kVA(optional configuration 1)	self loss	300
		Fan	0
	Aux. tx 30kVA(optional configuration 2)	Self-loss	400
		Fan.	0
Max. in total(including optional configuration)		11987	1090

Gráfico 16. Consumo de servicios auxiliares de los inversores.

De lo anterior se empleará el consumo de $P_{SSAA\ INV} = 11,987\ kW$ según lo manifestado por el fabricante y se utilizará este valor en el cálculo de los servicios auxiliares del parque.

2.3.3 Consumo de SSAA del sistema BESS

Según la información proporcionada por el fabricante el consumo de servicios auxiliares del sistema de baterías dependiente de la temperatura y debido a que no se tiene una medición física de dicho consumo (no se tiene un medidor abocado a tal fin) es que este valor se estimará a partir de un cálculo de flujo de potencia con el modelo validado de la central en PowerFactory.

2.4. Datos de los transformadores de bloque

La instalación cuenta con 29 transformadores de bloque de tres arrollamientos que inyectan la potencia generada de los inversores hacia la red colectora de media tensión. Los datos técnicos se detallan a continuación:

Tabla 3. Datos técnicos de los transformadores de bloque de tres arrollamientos.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal lado HV	6,250 MVA
Potencia Nominal lado MV	3,125 MVA
Potencia Nominal lado LV	3,125 MVA
Refrigeración	ONAN

Parámetro	Valor
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado MV	0,66 kV
Tensión nominal lado LV	0,66 kV
Tipo de conexión	Dy11y11
Impedancia de corto circuito (HV-MV)	7 %
Impedancia de corto circuito (MV-LV)	13,5 %
Impedancia de corto circuito (LV-HV)	7 %
Perdidas en carga (HV-MV)	10 kW
Perdidas en carga (MV-LV)	20,5 kW
Perdidas en carga (LV-HV)	10 kW
Pérdidas de vacío	4,8 kW
Posiciones de Tap	±2x2.5%

2.5. Datos del transformador de potencia

Las características más importantes del transformador de potencia se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4. Datos técnicos del transformador de potencia.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	200 MVA
Refrigeración	ONAFF II
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	220 kV
Tensión nominal lado LV	33 kV
Tipo de conexión	Ynd1
Impedancia de corto circuito	18,4 %
Perdidas en carga	573,478 kW
Pérdidas de vacío	83,246 kW
Posiciones de Tap	±10x1%

2.6. Datos del sistema colector

La conexión entre los transformadores 33/0,6/0,6 kV y la barra de 33 kV del PSFV Coya se desarrolla por medio de tramos directamente enterrados utilizando cables de aluminio

y cobre. Las características de cada uno de los cables utilizados en el proyecto se describen en la tabla siguiente:

Tabla 5. Características de los cables de MT.

PARÁMETROS	CABLE 240 [mm ²]	CABLE 300 [mm ²]	CABLE 400 [mm ²]	CABLE 500 [mm ²]	CABLE 630 [mm ²]
Aislación	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE
Cubierta	LSOH	LSOH	LSOH	LSOH	LSOH
Pantalla	Aluminio	Aluminio	Aluminio	Aluminio	Cobre
Material conductor	Aluminio	Aluminio	Aluminio	Aluminio	Cobre
Diámetro cable [mm]	39,6	41,28	44,21	49,6	51,76
Diámetro conductor [mm]	18,2	20,1	22,85	26,7	29,84
Espesor aislación [mm]	6,7	7,1	7,1	7	7,1
Espesor cubierta [mm]	2,2	2,4	2,5	2,5	2,7
Espesor pantalla [mm]	0,30	0,14	0,13	0,30	0,11
Capa Semiconductora Interior [mm]	0,75	0,475	0,475	0,825	0,525
Capa Semiconductora Exterior [mm]	0,75	0,475	0,475	0,825	0,525
Capacidad nominal [A]	367	414	470	535	1024

La distribución de los circuitos del sistema colector se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 6. Detalle de circuitos MT del PSFV Coya.

DESDE-HASTA	CONDUCTORES POR FASE	CIRCUITOS POR FASE	CALIBRE [mm ²]	LONGITUD [km]
CT01 - CT02	1	1	240	0,349
CT02 - CT03	1	1	300	0,332
CT03 - SW01	1	2	300	0,469
CT03 - SW02	1	2	300	0,109
CT04 - CT03	1	1	500	0,726
CT05 - CT04	1	1	240	0,329
CT06 - SW02	1	2	300	1,42
CT07 - CT06	1	1	500	0,556
CT08 - CT07	1	1	240	0,378
CT09 - SW02	1	1	500	1,985
CT10 - CT09	1	1	240	0,398
CT12 - SW01	1	2	300	0,817
CT13 - SW01	1	2	300	0,676
CT14 - SW01	1	2	300	1,125
CT15 - CT14	1	1	300	0,341
CT16 - CT15	1	1	240	0,325
CT17 - SW02	1	2	300	2,053
CT18 - CT17	1	1	300	0,538
CT19 - CT18	1	1	240	0,389
CT20 - CT22	1	1	240	0,488
CT21 - CT23	1	1	240	0,467
CT22 - CT13	1	1	400	0,65
CT23 - CT12	1	1	500	0,73
CT24 - SW01	1	2	300	1,318
CT25 - CT24	1	1	300	0,254
CT26 - CT25	1	1	240	0,264
CT27 - CT28	1	1	240	0,26
CT28 - CT29	1	1	300	0,26
CT29 - SW02	1	2	300	2,397
SW01 - Barra N° 3	1	3	630	0,06
SW02 - Barra N° 3	1	3	630	0,06

3. ANTECEDENTES DE UNIDADES DE SIMILARES CARACTERÍSTICAS

El BESS PSFV Coya presentó parámetros de desempeño equivalentes a parques fotovoltaicos de similares características, como los mencionados a continuación¹:

- Parque solar fotovoltaico (PV+BESS) Andes Solar IIB (Potencia máxima bruta = 120,16 MW @ 4,66 hs).
- BESS Diego de Almagro Sur (Potencia máxima bruta = 8,08 MW @ 4,00 hs).
- Parque solar fotovoltaico Meseta de los Andes (Potencia máxima bruta = 152,46 MW).
- Parque solar fotovoltaico Almeyda (Potencia máxima bruta = 56,8 MW).
- Parque solar fotovoltaico Willka (Potencia máxima bruta = 98,9702 MW).

4. ENSAYOS REALIZADOS

4.1. Descripción de las pruebas

El ensayo de descarga se realizó durante la noche del miércoles 03/01/2024 donde se opera el sistema BESS en este modo, entre los estados de carga (SOC) máxima (99,1%) a mínima (1,9%), en las condiciones más cercanas a las nominales posibles. La potencia máxima se obtuvo a partir de registros de operación, con los 58 inversores operativos.

Para la prueba de carga, por otro lado, se realizó durante el día 08/02/2024 donde se operó el sistema BESS en este modo, entre los estados de carga (SOC) mínima (1,9%) a máxima (99,1%), en las condiciones más cercanas a las nominales posibles. La potencia máxima se obtuvo a partir de registros de operación y mediciones del recurso natural que incide en esta tecnología durante, incluyendo los antecedentes técnicos y los cálculos usados para obtener el valor, con los 58 inversores operativos.

Finalmente, se adjuntan los resultados de la prueba de potencia máxima para la PSFV Coya, extraídos del "Informe de Potencia Máxima en Unidades Generadoras. 21044-00-ES-IT-002.0", realizado por I-SEP el 27/01/2023, con 57 inversores operativos.

Para la prueba de Potencia Máxima realizada, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

Tabla 7. Tabla resumen de valores a presentar.

Parque	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
BESS PSFV Coya	(1)	(2)	(3)	(4)

¹ <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/unidades-generadoras>

- (1) **Potencia Bruta:** Corresponde a la suma del aporte de potencia activa de todos los inversores del PSFV Coya en el lado de BT.
- (2) **SS.AA.:** Corresponde al consumo de servicios auxiliares de la central (Inversores + SE Palpana+ SSAA del sistema BESS).
- (3) **Perdidas en la central:** Corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de potencia de la SE Palpana 220 kV y las pérdidas en el sistema colector de la central (transformadores de bloque de los inversores + circuito colector de MT).
- (4) **Potencia Neta:** Es la potencia neta inyectada en el punto de conexión la planta, que para el caso del PSFV Coya es la barra de AT de la SE Palpana 220 kV.

4.2. Toma de registros de potencia máxima

Para la realización de este ensayo de potencia máxima se emplearon los registros propios de la central. Los registros temporales empleados tienen una resolución de 5 minutos.

4.3. Resultados obtenidos prueba de Pmax en la PSFV Coya

Para la determinación de la potencia máxima del PV Coya se han tomado los valores del equipo de medida del PPC (Power Plan Controller) propio del parque. De los resultados presentados se puede obtener que la potencia en el punto de conexión durante el período comprendido entre las 13:12:17 y las 14:12:17 del día 12-01-2023 es de 175,88 MW. En el siguiente gráfico se presentan las mediciones realizadas durante el periodo anteriormente mencionado:

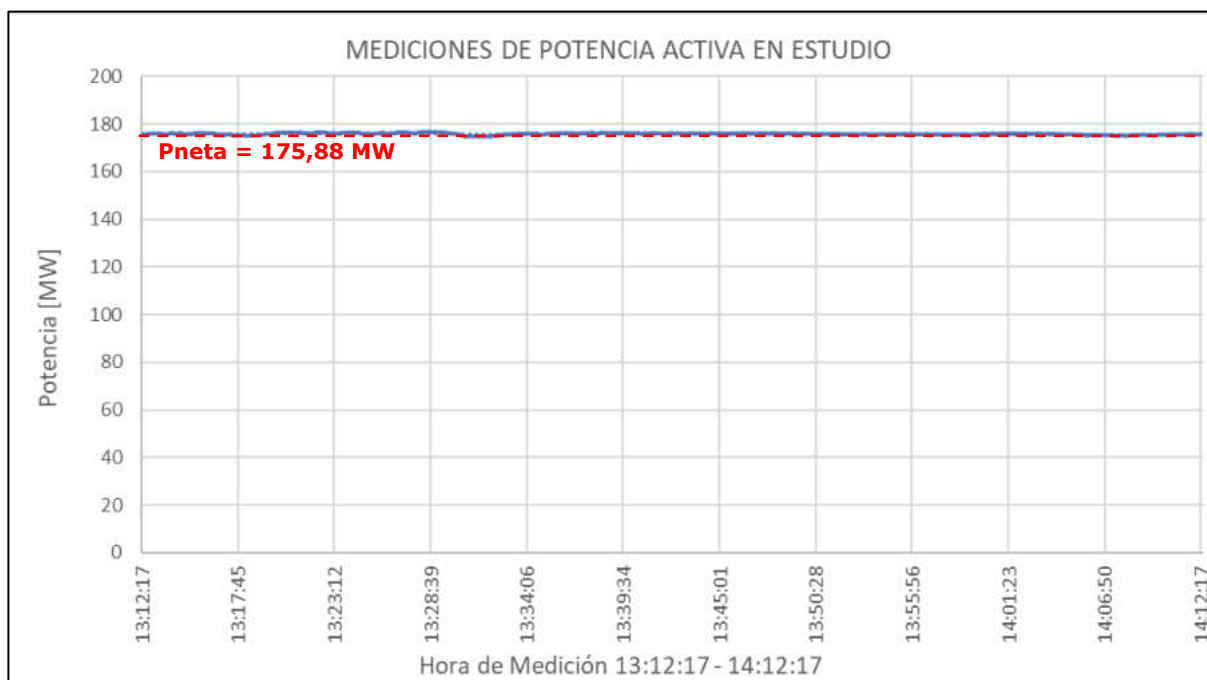


Gráfico 17. Potencia neta PSFV Coya.

Es preciso destacar que al momento de la realización de la prueba de Pmax en la PSFV

Coya (enero 2023) aún no se encontraba en servicio el BESS Coya, el cual tuvo su primera energización en septiembre de 2023. Luego de realizar los cálculos y correcciones pertinentes, se obtuvieron en el "Informe de Potencia Máxima en Unidades Generadoras. 21044-00-ES-IT-002.0" los siguientes parámetros para la PSFV Coya:

CENTRAL	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [MW]	POTENCIA MÁXIMA NETA [MW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER [MW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR [MW]	CONSUMOS SS.AA. [MW]
PV Coya	179,04	177,53	0,55	0,96	0,00437

Gráfico 18. Parámetros determinados para la PSFV Coya por I-SEP.

A los valores de SSAA se hace le agregan los consumos de los servicios auxiliares de los inversores, totalizando:

$$P_{SSAA} = P_{SSAA\ SE} + N^{\circ} INV\ op \times P_{SSAA\ INV}$$

$$P_{SSAA} = 0,00437\ MW + 58 \times 0,0120\ MW = 0,7004\ MW$$

Finalmente, la nueva potencia máxima bruta resulta:

$$P_{BRUTA} = P_{NETA} + P_{PÉRD} + P_{SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 177,5300\ MW + 1,5100\ MW + 0,7004\ MW = 179,7404\ MW$$

4.3.1 Resumen de resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, a continuación, se muestra el resumen de resultados:

Tabla 8. Resumen de resultados descarga – Potencia Máxima BESS PSFV Coya.

Parque	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PSFV Coya	179,7404	0,7004	1,5100	177,5300

4.4. Resultados obtenidos prueba de BESS en descarga

El miércoles 03/01/2024 se realizó el ensayo de potencia máxima del PSFV Coya, empleando como fuente primaria el sistema de almacenamiento BESS. Para esto se procede a operar el BESS en modo descarga con una consigna de potencia máxima. En la siguiente tabla se muestra la fecha y hora de realización de esta prueba:

Tabla 9. Ensayos de potencia máxima – duración del ensayo.

Fecha	03/01/2024
Inicio de la prueba [hh:mm:ss]	21:30:00
Finalización de la prueba [hh:mm:ss]	04:30:00

Se presentan los resultados obtenidos para el periodo de duración del ensayo:

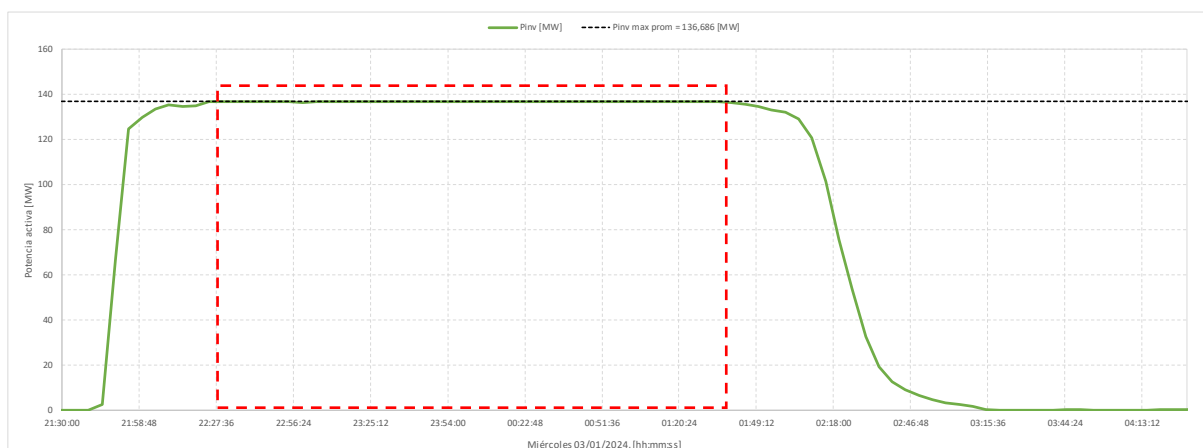


Gráfico 19. Potencia total generada por los inversores. Proceso de descarga.



Gráfico 20. Potencia neta en el punto de conexión. Proceso de descarga.

4.4.1 Potencia Neta

Como puede visualizarse en el Gráfico 20 la potencia neta promedio inyectada en el punto de conexión fue de 134,8800 MW, por lo tanto:

$$P_{neta} = 134,8800 \text{ MW}$$

4.4.2 Potencia Bruta

Como puede observarse del Gráfico 19 la potencia promedio total generada por los inversores fue de 136,6860 MW. Este valor está medido en bornes de BT de los inversores, por lo que ya está descontado el consumo de SSAA de cada inversor. De lo anterior la potencia bruta estará dada por la siguiente expresión:

$$P_{bruta} = P_{inv} + N^{\circ} \text{ INV } op \times P_{SSAA \text{ INV}}$$

$$P_{bruta} = 136,6860 \text{ MW} + 58 \times 0,0120 \text{ MW} = 137,3813 \text{ MW}$$

4.4.3 Potencia de los servicios auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares para esta condición operativa corresponde a la suma de los consumos propios del inversor en operación, los consumos del sistema BESS y los servicios auxiliares de la subestación:

$$P_{SSAA} = P_{SSAA SE} + N^{\circ} INV op \times P_{SSAA INV} + P_{SSAA BESS}$$

En la siguiente tabla se muestra el consumo de SSAA de la subestación Palpana, el cual fue extraído de las mediciones de la subestación:

Tabla 10. Consumo de SSAA de la SE Palpana.

Timestamp	P [MW]
03-01-2024 21:00	0,0230
03-01-2024 22:00	0,0270
03-01-2024 23:00	0,0270
04-01-2024 0:00	0,0260
04-01-2024 1:00	0,0260
04-01-2024 2:00	0,0250
04-01-2024 3:00	0,0260
04-01-2024 4:00	0,0250
04-01-2024 5:00	0,0240

De lo anterior el consumo promedio de la SE para el periodo de la prueba es de $P_{SSAA SE} = 0,0254$ MW.

Para el cálculo del consumo de los servicios auxiliares del sistema BESS se realizó un cálculo de flujo de potencia con el modelo validado de la central como se muestra en el siguiente gráfico:

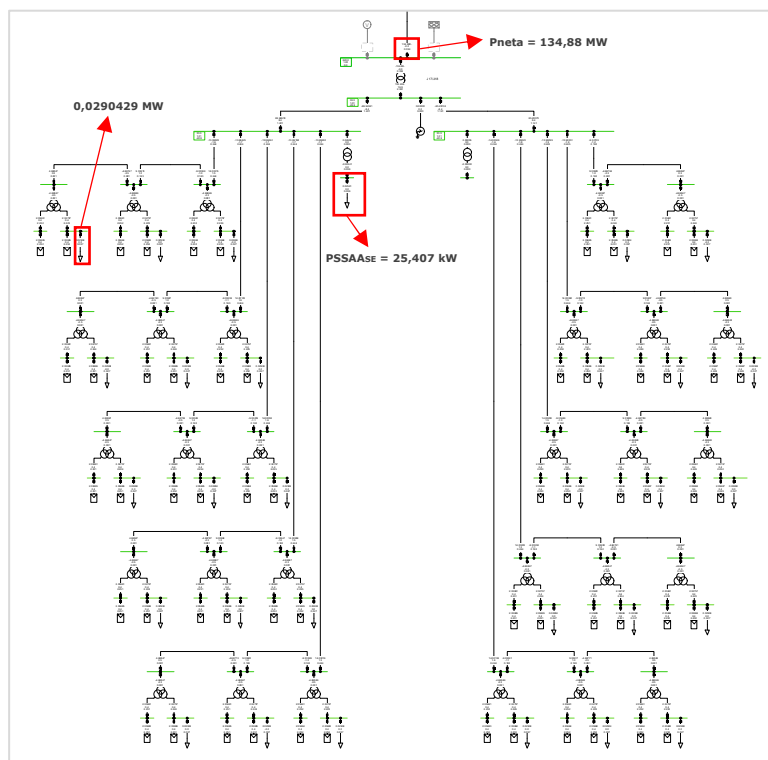


Gráfico 21. Determinación del consumo de servicios auxiliares del sistema BESS.

Del gráfico anterior se consideró una carga concentrada que representa los servicios auxiliares de la subestación (0,0254 MW) y una carga concentrada por cada centro de transformación (ITS) que representa el consumo del sistema BESS en ese centro de transformación (ver Gráfico 10). Luego se determinó que para la potencia neta ($P_{neta} = 134,8800$ MW) y la potencia total de los inversores medida ($P_{inv} = 58 \times 2,3567$ MW = 136,6886 MW) la potencia total del sistema BESS resulta:

$$P_{SSAA\ BESS} = 29 \times 0,0290\ MW = 0,8410\ MW$$

Por lo tanto, la potencia total de los servicios auxiliares queda determinada como:

$$P_{SSAA} = 0,02540\ MW + 58 \times 0,0120\ MW + 0,8410\ MW = 1,5616\ MW$$

4.4.4 Potencia de pérdidas de la central

La potencia de pérdidas de la central se obtiene como la suma de las pérdidas del transformador de potencia de la central y las pérdidas en el sistema colector de media tensión (cables MT + transformadores de bloque de inversores).

Además, debe descontarse el consumo de los SSAA. La expresión para el cálculo de la potencia de pérdidas de la central se muestra a continuación:

$$P_{perd\ central} = P_{bruta} - P_{neta} - P_{SSAA}$$

$$P_{perd\ central} = 137,3813\ MW - 134,88000\ MW - 1,5616\ MW$$

$$P_{perd\ central} = 0,9397\ MW$$

Este valor debe ser desagregado en los siguientes elementos:

- Pérdidas en el transformador principal (Ptrrafo).
- Pérdidas en la red colectora de MT (Pcolector).

En la Tabla 4 se presentan los valores de pérdidas en vacío y en carga del transformador de potencia, donde el valor de potencia de pérdidas en carga está referido a la potencia nominal del transformador, por lo que debe determinarse el valor de perdida para el estado de carga del ensayo. La expresión de pérdidas del transformador de potencia es el siguiente:

$$P_{trafo} = P_{p\ carga} + P_{p\ vacio}$$

Para la determinación de la pérdida en el transformador de potencia se despacha el modelo desarrollado en PowerFactory de la central con el valor de potencia neta obtenido en el punto de conexión como se muestra en el gráfico siguiente:

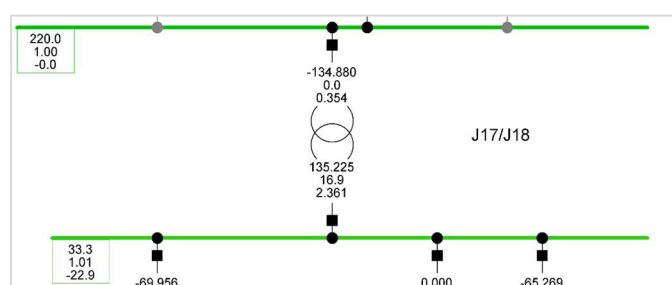


Gráfico 22. Determinación de la potencia de pérdida en el transformador de potencia.

De lo anterior la potencia de pérdida del transformador queda determinada como:

$$P_{trafo} = P_{p_{carga}} + P_{p_{vacío}} = 135,2250 \text{ MW} - 134,8800 \text{ MW} = 0,3450 \text{ MW}$$

Por lo tanto, las pérdidas en la red colectora quedan determinadas por la siguiente expresión:

$$P_{colector} = P_{perd \text{ central}} - P_{trafo}$$

$$P_{colector} = 0,9397 \text{ MW} - 0,3450 \text{ MW}$$

$$P_{colector} = 0,5947 \text{ MW}$$

4.4.5 Resumen de resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, a continuación, se muestra el resumen de resultados:

Tabla 11. Resumen de resultados descarga – Potencia Máxima BESS PSFV Coya.

Parque	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
BESS PSFV Coya	137,3813	1,5616	0,9397	134,8800

4.5. Resultados obtenidos prueba de BESS en carga

El jueves 08/02/2024 se realizó la carga a potencia máxima del BESS Coya. Para ello, se consignó en el PPC una potencia de 30 MW, en función de la previsión de recurso disponible. De esta manera, el PPC gestiona la carga de las baterías intentando mantener la potencia en el POI.

En el Gráfico 23 se observa el proceso de carga durante el día de la prueba:

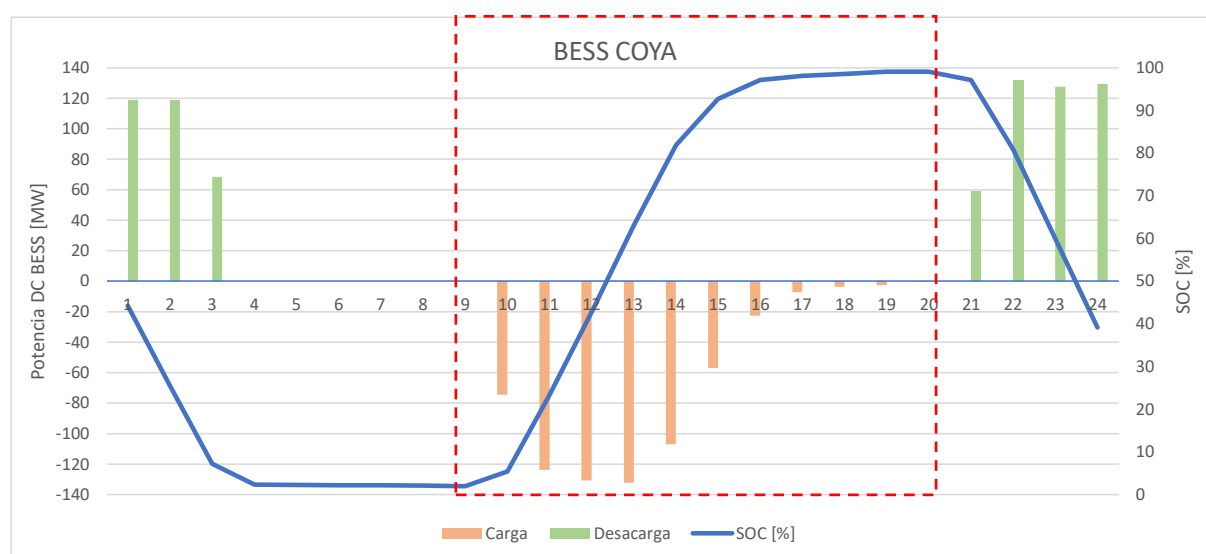


Gráfico 23. Potencia DC y SOC del BESS Coya durante el proceso de carga.

En la siguiente tabla se muestra la fecha y hora de realización de esta prueba:

Tabla 12. Ensayos de potencia máxima (carga) – duración del ensayo.

Fecha	08/02/2024
Inicio de la prueba [hh:mm:ss]	09:25:00
Finalización de la prueba [hh:mm:ss]	19:00:00

Se presentan los resultados obtenidos para el periodo de duración del ensayo:

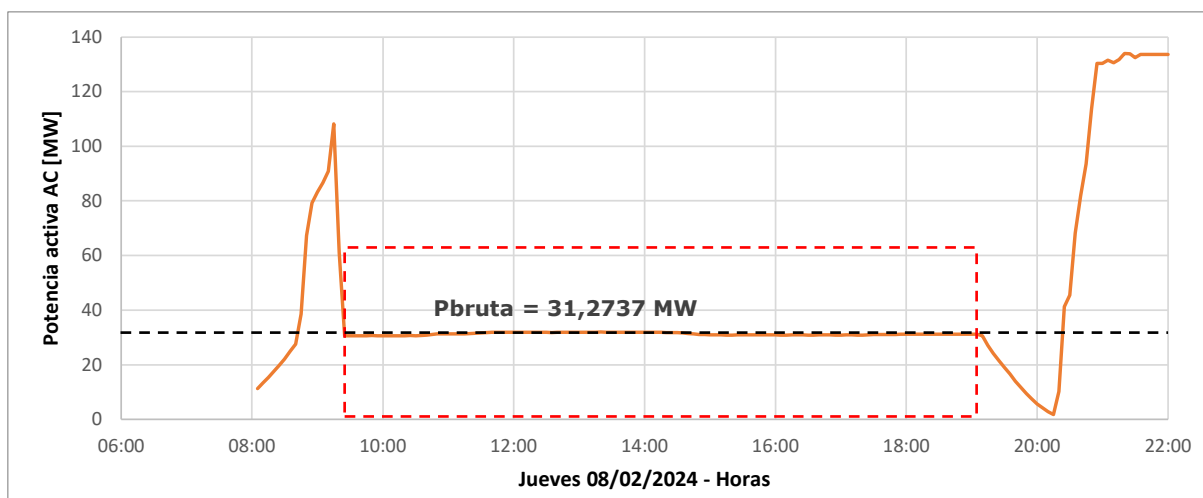


Gráfico 24. Potencia total generada por los inversores. Proceso de carga.

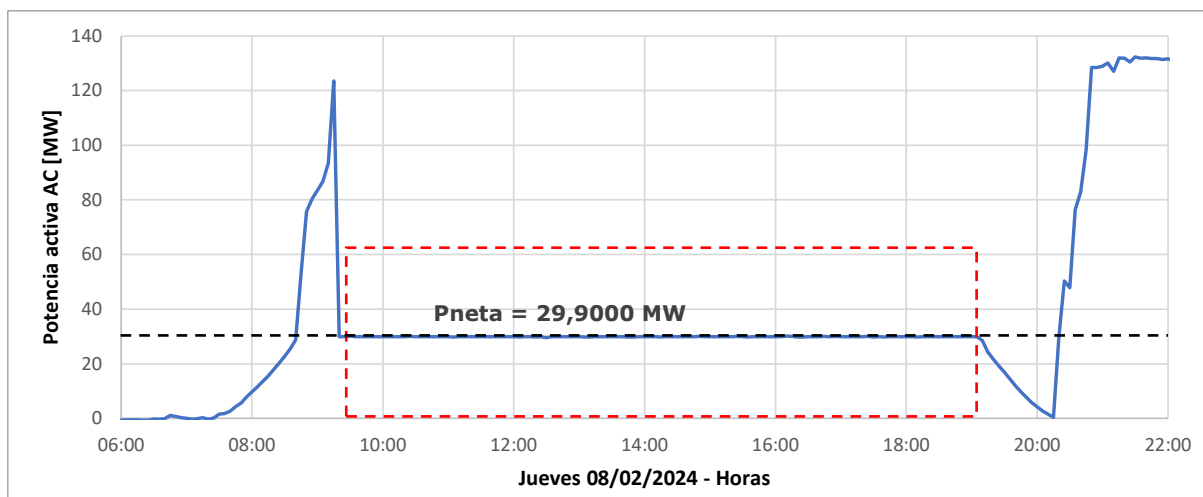


Gráfico 25. Potencia neta en el punto de conexión. Proceso de carga.

4.5.1 Potencia Neta

Como puede visualizarse en el Gráfico 25 la potencia neta promedio inyectada en el punto de conexión fue de 29,9000 MW, por lo tanto:

$$P_{neta} = 29,9000 \text{ MW}$$

4.5.2 Potencia Bruta

Como puede observarse del Gráfico 24 la potencia promedio total generada por los inversores fue de 31,2737 MW. Este valor está medido en bornes de BT de los inversores, por lo que ya está descontado el consumo de SSAA de cada inversor. De lo anterior la potencia bruta estará dada por la siguiente expresión:

$$P_{bruta} = P_{inv} + N^{\circ} INV_{op} \times P_{SSAA\ INV}$$

$$P_{bruta} = 31,2737\ MW + 58 \times 0,0120\ MW = 31,9697\ MW$$

4.5.3 Potencia de los servicios auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares para esta condición operativa corresponde a la suma de los consumos propios del inversor en operación, los consumos del sistema BESS y los servicios auxiliares de la subestación:

$$P_{SSAA} = P_{SSAA\ SE} + N^{\circ} INV_{op} \times P_{SSAA\ INV} + P_{SSAA\ BESS}$$

Al igual que en el caso de descarga, el consumo promedio de la SE para el periodo de la prueba es de $P_{SSAA\ SE} = 0,0254\ MW$.

Para el cálculo del consumo de los servicios auxiliares del sistema BESS se realizó un cálculo de flujo de potencia con el modelo validado de la central como se muestra en el siguiente gráfico:

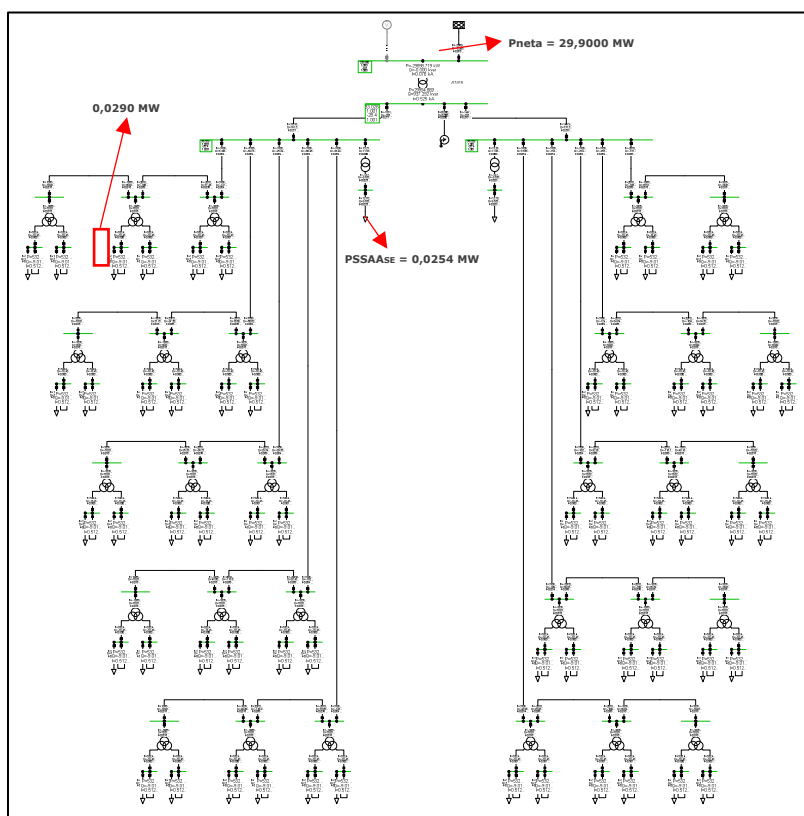


Gráfico 26. Determinación del consumo de servicios auxiliares del sistema BESS.

Del gráfico anterior se consideró una carga concentrada que representa los servicios auxiliares de la subestación (0,0254 MW) y una carga concentrada por cada centro de transformación (ITS) que representa el consumo del sistema BESS en ese centro de transformación (ver Gráfico 10). Luego se determinó que para la potencia neta ($P_{neta} = 29,9000$ MW) y la potencia total de los inversores medida ($P_{inv} = 58 \times 0,5392$ MW = 31,2737 MW) la potencia total del sistema BESS resulta:

$$P_{SSAA\ BESS} = 29 \times 0,0167\ MW = 0,4845\ MW$$

Por lo tanto, la potencia total de los servicios auxiliares queda determinada como:

$$P_{SSAA} = 0,02540\ MW + 58 \times 0,0120\ MW + 0,4845\ MW = 1,2059\ MW$$

4.5.4 Potencia de pérdidas de la central

La potencia de pérdidas de la central se obtiene como la suma de las pérdidas del transformador de potencia de la central y las pérdidas en el sistema colector de media tensión (cables MT + transformadores de bloque de inversores).

Además, debe descontarse el consumo de los SSAA. La expresión para el cálculo de la potencia de pérdidas de la central se muestra a continuación:

$$P_{perd\ central} = P_{bruta} - P_{neta} - P_{SSAA}$$

$$P_{perd\ central} = 31,2737\ MW - 29,9000\ MW - 1,2059\ MW$$

$$P_{perd\ central} = 0,1678\ MW$$

Este valor debe ser desagregado en los siguientes elementos:

- Pérdidas en el transformador principal (P_{trafo}).
- Pérdidas en la red colectora de MT ($P_{colector}$).

En la Tabla 4 se presentan los valores de pérdidas en vacío y en carga del transformador de potencia, donde el valor de potencia de pérdidas en carga está referido a la potencia nominal del transformador, por lo que debe determinarse el valor de pérdida para el estado de carga del ensayo. La expresión de pérdidas del transformador de potencia es el siguiente:

$$P_{trafo} = P_{p\ carga} + P_{p\ vacío}$$

Para la determinación de la pérdida en el transformador de potencia se despacha el modelo desarrollado en PowerFactory de la central con el valor de potencia neta obtenido en el punto de conexión como se muestra en el gráfico siguiente:

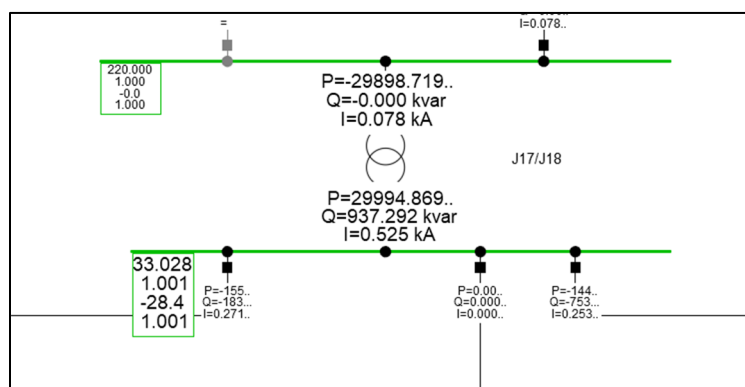


Gráfico 27. Determinación de la potencia de pérdida en el transformador de potencia.

De lo anterior la potencia de pérdida del transformador queda determinada como:

$$P_{trafo} = P_{p\grave{c}arga} + P_{p\grave{v}acio} = 29,9949 \text{ MW} - 29,8987 \text{ MW} = 0,0962 \text{ MW}$$

Por lo tanto, las pérdidas en la red colectora quedan determinadas por la siguiente expresión:

$$P_{colector} = P_{perd\ central} - P_{trafo}$$

$$P_{colector} = 0,1678 \text{ MW} - 0,0962 \text{ MW}$$

$$P_{colector} = 0,0716 \text{ MW}$$

4.5.5 Resumen de resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, a continuación, se muestra el resumen de resultados:

Tabla 13. Resumen de resultados carga – Potencia Máxima BESS PSFV Coya.

Parque	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
BESS PSFV Coya	31,9697	1,2059	0,1678	29,9000

5. CONCLUSIONES

Se determinó en base a los registros operacionales y cálculos que el PSFV BESS Coya puede generar una potencia bruta máxima de **137,3813 MW**, entregando en el punto de conexión una potencia neta de **134,8800 MW** cuando se opera con el sistema de almacenamiento BESS como fuente primaria en modo descarga.

Por otra parte, el PSFV Coya puede generar una potencia bruta máxima de **31,9697 MW**, entregando en el punto de conexión una potencia neta de **29,9000 MW** mientras se encuentra cargando a potencia máxima el sistema BESS, directamente desde la producción solar.

Los resultados finales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 14. Parámetros de potencia Máxima del BESS PSFV Coya.

Parque²	Modo	Tiempo³ carga/descarga [hs]	Potencia Máxima Bruta⁴ [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central ⁵ [MW]	Potencia Máxima Neta⁶ [MW]
PSFV Coya	Solo PV	-	179,7404	0,7004	1,5100	177,5300
BESS PSFV Coya	Carga	9,6 hs	31,9697	1,2059	0,1678	29,9000
BESS Coya	Descarga	4,3 hs	137,3813	1,5616	0,9397	134,8800

² Se muestran los modos de operación factibles dada la configuración actual de los controles, PPC y protecciones. Por diseño no se contempla la operación en modo carga del BESS desde la red ni el aporte conjunto PSFV+BESS hacia la red.

³ Cabe señalar que el tiempo de descarga considerado, corresponde al período donde la curva de potencia se satura en subida y bajada, en torno a los 120 MW. En este período se corrobora la potencia máxima bruta y neta indicada la tabla. Por otro lado, el tiempo de carga varía en función de la consigna de potencia activa del PPC y la variación de la irradiancia durante el día, siendo el tiempo mínimo similar al de descarga.

⁴ Para la prueba de PSFV Coya se encontraban disponibles 57 inversores. Para las pruebas del BESS Coya (carga y descarga), se encontraban los 58 inversores operativos.

⁵ Este valor incluye las pérdidas del sistema colector de media tensión (MW) y del transformador de poder (MW).

⁶ Inyectada en la barra de alta tensión (220 kV) del transformador de potencia de la S/E Palpana.

ANEXOS

1. DATOS DE ROUNDTRIP EFFICIENCY

Engie - BESS Coya Project - DC Roundtrip Efficiency - V2.0							
Battery Charging C Rate (max): 0.2C Battery Discharging C Rate (max): 0.2C Resting SoC = 50% DOD: 100% Number of Cycles per Day: 1 Discharging Method: Constant Power (CP) Min. Ambient Temperature: 0°C Max. Ambient Temperature: 35°C Altitude: < 2000m EXW to COD: 6 months						SUNGROW Clean power for all	
Notes: - Sungrow does not guarantee any value below the 65% SoH threshold or an operation time greater than 20 years; - During the charge, CC mode charge when SOC is 0~95%, CV mode charge when SOC is 95%~100% until the current is 0.05C. During the discharge, CP mode is considered; - The DC Roundtrip Efficiency calculated below does not take Auxiliary Consumption of the Battery into account.							
Total ESS Nameplate Capacity (kWh)		638.464					
Shipment/Storage Loss - 6 months (%)		3,60%					
Year	State of Health (SoH)	DC Installed Energy (MWh)	Battery Discharge Efficiency	Battery Modules DC RTE	Avg DC/DC Efficiency	Energy Available at DC Terminals of Battery* (MWh)	Overall DC RTE**
0	100,00%	615.479	99,00%	94,10%	99,00%	603.231	92,23%
1	95,04%	584.952	97,40%	93,70%	99,00%	564.045	91,84%
2	92,29%	568.006	97,40%	93,70%	99,00%	547.705	91,84%
3	90,01%	554.015	97,40%	93,70%	99,00%	534.215	91,84%
4	88,01%	541.654	97,20%	93,30%	99,00%	521.222	91,44%
5	86,17%	530.377	97,20%	93,30%	99,00%	510.372	91,44%
6	84,47%	519.897	97,20%	93,30%	99,00%	500.286	91,44%
7	82,87%	510.035	97,20%	93,30%	99,00%	490.797	91,44%
8	81,35%	500.674	97,20%	93,30%	99,00%	481.788	91,44%
9	79,89%	491.729	96,90%	92,80%	99,00%	471.720	90,95%
10	78,50%	483.138	96,90%	92,80%	99,00%	463.479	90,95%
11	77,15%	474.854	96,90%	92,80%	99,00%	455.533	90,95%
12	75,85%	466.840	96,90%	92,80%	99,00%	447.844	90,95%
13	74,59%	459.065	96,90%	92,80%	99,00%	440.385	90,95%
14	73,36%	451.504	96,90%	92,80%	99,00%	433.132	90,95%
15	72,16%	444.137	96,90%	92,80%	99,00%	426.065	90,95%
16	70,99%	436.946	96,90%	92,80%	99,00%	419.167	90,95%
17	69,85%	429.916	96,40%	91,80%	99,00%	410.295	89,97%
18	68,73%	423.036	96,40%	91,80%	99,00%	403.728	89,97%
19	67,64%	416.292	96,40%	91,80%	99,00%	397.293	89,97%
20	66,56%	409.677	96,40%	91,80%	99,00%	390.979	89,97%

*Energy Available at DC Terminals of Battery = SoH x DC Installed Energy x Battery Discharge Efficiency x Avg DC/DC Efficiency

**Overall DC RTE = Avg (DC/DC Efficiency)² x Battery Modules RTE