



---

# INFORME DE DETERMINACIÓN DE MINIMO TÉCNICO BESS PSFV COYA

Informe Técnico

Preparado para:



Febrero - 2024

A 1011 | R 1335-23

# TABLA DE CONTENIDOS

|  |           |
|--|-----------|
| <b>TABLA DE CONTENIDOS.....</b>  | <b>2</b>  |
| <b>ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS .....</b>   | <b>3</b>  |
| <b>ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS.....</b>   | <b>4</b>  |
| <b>REGISTRO DE COMUNICACIONES .....</b>  | <b>5</b>  |
| <b>SECCIÓN PRINCIPAL .....</b>   | <b>6</b>  |
| <b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>   | <b>6</b>  |
| 1.1. Definiciones y nomenclatura .....   | 6         |
| 1.2. Marco normativo .....   | 7         |
| <b>2. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO.....</b>                               | <b>8</b>  |
| 2.1. Descripción general de la planta.....                                       | 8         |
| 2.2. Descripción del sistema BESS .....  | 11        |
| 2.3. Datos específicos de los elementos de interés del parque fotovoltaico ..... | 16        |
| 2.3.1 Datos de los paneles solares.....  | 16        |
| 2.3.2 Datos de los inversores.....   | 17        |
| 2.3.3 Datos de consumo de SSAA del sistema BESS .....                            | 18        |
| 2.4. Datos de los transformadores de bloque.....                                 | 18        |
| 2.5. Datos del transformador de potencia .....                                   | 19        |
| 2.6. Datos del sistema colector.....   | 19        |
| <b>3. ANTECEDENTES DE UNIDADES DE SIMILARES CARACTERÍSTICAS .....</b>            | <b>21</b> |
| <b>4. ENSAYOS REALIZADOS .....</b>   | <b>21</b> |
| 4.1. Descripción de los ensayos .....  | 21        |
| 4.2. Toma de registros de potencia mínima .....                                  | 22        |
| <b>5. RESULTADOS OBTENIDOS.....</b>  | <b>22</b> |
| 5.1. Mínimo técnico a nivel inversor .....                                       | 22        |
| 5.1.1 Potencia Neta.....   | 23        |
| 5.1.2 Potencia Bruta.....  | 23        |
| 5.1.3 Potencia de los servicios auxiliares.....                                  | 23        |
| 5.1.4 Potencia de pérdidas de la central .....                                   | 25        |
| 5.1.5 Resumen de resultados.....   | 26        |
| 5.2. Mínimo técnico a nivel planta .....   | 26        |
| 5.2.1 Potencia Neta.....   | 27        |
| 5.2.2 Potencia Bruta.....  | 27        |
| 5.2.3 Potencia de los servicios auxiliares.....                                  | 27        |
| 5.2.4 Potencia de pérdidas de la central .....                                   | 28        |
| 5.2.5 Resumen de resultados.....   | 28        |

## ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS

|   |    |
|---|----|
| Tabla 1. Detalle de la energía y potencia totales y por circuito del sistema BESS. .... | 13 |
| Tabla 2. Datos técnicos de los transformadores de bloque de tres arrollamientos.....    | 18 |
| Tabla 3. Datos técnicos del transformador de potencia. ....                             | 19 |
| Tabla 4. Características de los cables de MT.....                                       | 20 |
| Tabla 5. Detalle de circuitos MT del PSFV Coya.....                                     | 20 |
| Tabla 6. Tabla resumen de valores a presentar. ....                                     | 22 |
| Tabla 7. Mínimo técnico a nivel inversor – duración del ensayo.....                     | 22 |
| Tabla 8. Consumo de SSAA de la SE Palpana. ....   | 24 |
| Tabla 9. Resumen de resultados – Mínimo técnico a nivel inversor.....                   | 26 |
| Tabla 10. Mínimo técnico a nivel planta – duración del ensayo. ....                     | 26 |
| Tabla 11. Resumen de resultados – Mínimo técnico a nivel planta.....                    | 29 |
| Tabla 12. Parámetros de Potencia Mínima técnica a nivel inversor. ....                  | 29 |
| Tabla 13. Parámetros de Potencia Mínima técnica para la central completa. ....          | 29 |
| Gráfico 1. Sistema equivalente de un parque fotovoltaico. ....                          | 6  |
| Gráfico 2. Esquema unilíneal de la SE Palpana.....                                      | 9  |
| Gráfico 3. Esquema unilíneal del sistema colector. ....                                 | 10 |
| Gráfico 4. Curva de capacidad del inversor SUNGROW SD3125HV-30.....                     | 11 |
| Gráfico 5. Esquema de la distribución de las baterías del sistema BESS.....             | 11 |
| Gráfico 6. Esquema de conexión del sistema BESS. ....                                   | 12 |
| Gráfico 7. Imagen del contenedor de baterías. ....                                      | 12 |
| Gráfico 8. Especificaciones técnicas del contenedor de baterías. ....                   | 13 |
| Gráfico 9. Vista inversor. Conexión de baterías y PV. ....                              | 14 |
| Gráfico 10. Unilíneal Centro de transformación y conexión de baterías. ....             | 14 |
| Gráfico 11. Diagrama unilíneal MT centro de transformación y celdas existentes.....     | 15 |
| Gráfico 12. Modo de operación PV + BESS.....  | 15 |
| Gráfico 13. Curvas de generación horaria. ....  | 16 |
| Gráfico 14. Características técnicas de los paneles solares. ....                       | 16 |
| Gráfico 15. Características generales de los inversores.....                            | 17 |

|  |    |
|--|----|
| Gráfico 16. Consumo de servicios auxiliares de los inversores. ....  | 18 |
| Gráfico 17. Mínimo técnico para un inversor en servicio.....   | 23 |
| Gráfico 18. Determinación del consumo de servicios auxiliares del sistema BESS en condición de mínimo técnico de 1 inversor..... | 24 |
| Gráfico 19. Mínimo técnico a nivel planta.....   | 26 |
| Gráfico 20. Determinación del consumo de servicios auxiliares del sistema BESS en condición de mínimo técnico de planta. ....    | 27 |

## 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.

| <b>N°</b> | <b>Fecha</b><br>dd/mm/año | <b>Preparó</b> | <b>Revisó</b> | <b>Aprobó</b> | <b>Observaciones</b>   |
|-----------|---------------------------|----------------|---------------|---------------|--|
| 0         | 16/01/2024                | FG             | FM            | FM            | Versión inicial  |
| 1         | 22/01/2024                | FG             | FM            | FM            | Correcciones menores en función de los comentarios de Engie.                   |
| 2         | 20/02/2024                | FG             | FM            | FM            | Correcciones en función de los comentarios del CEN "COR-GO-DCO-PO-BESSPFVCOYA" |
| 3         | 28/02/2024                | FG             | FM            | FM            | Agregado MT PV   |

# SECCIÓN PRINCIPAL

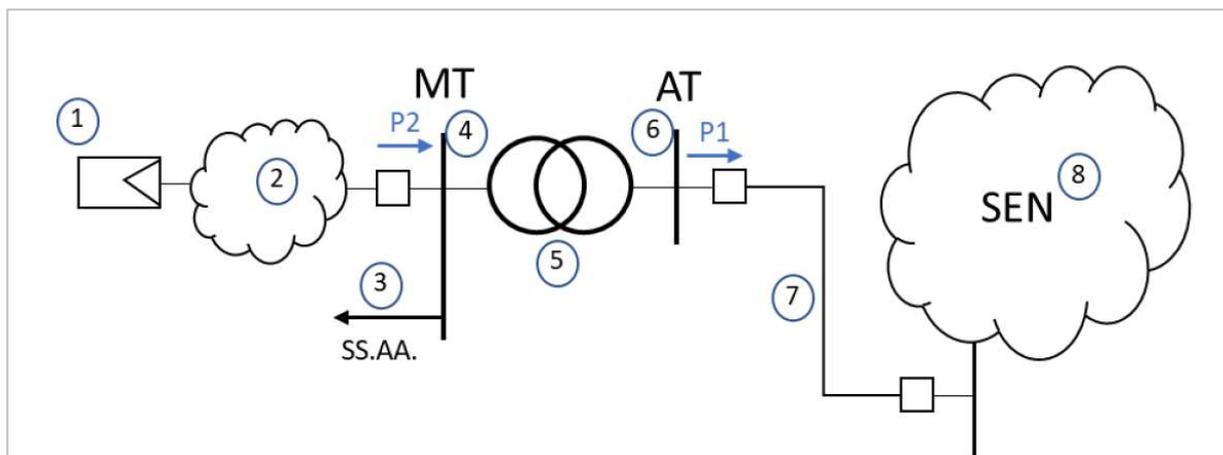
## 1. INTRODUCCIÓN

En el presente informe se exhiben los resultados obtenidos en los ensayos de campo realizados en el Parque Solar Fotovoltaico Coya, durante el día 04 de enero de 2024, en relación al proceso de determinación de la potencia mínima técnica de la planta, cuando utiliza como fuente primaria el sistema de almacenamiento de energía BESS en operación nocturna.

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, el mínimo técnico del proyecto conjunto PV+BESS será el mismo independientemente del modo de operación, ya que la limitación está dada por los inversores y el PPC y no por la fuente primaria de energía.

### 1.1. Definiciones y nomenclatura

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 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).
- Ptrafo: 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 "Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras". En tal sentido, el valor de Mínimo Técnico 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.

Los valores de mínimo técnico se realizaron considerando distintas condiciones operativas del PSFV Coya, entre las que se distinguen los siguientes escenarios:

- **Mínimo técnico con el parque totalmente operativo:** Valor de potencia activa mínima bruta con la cual el parque puede operar considerando todos los inversores y elementos de la red colectora en servicio y en condiciones de operación estable.
- **Mínimo técnico considerando para una potencia neta de 0 MW en el punto de conexión:** Valor de potencia activa bruta entregada por un único inversor o un grupo de inversores (con el resto en pausa) que permite entregar una potencia activa neta en el punto de conexión de 0 MW.

Estas dos condiciones de operación se ensayaron con el sistema BESS como fuente primaria en operación nocturna.

## **2. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO**

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

### **2.1. Descripción general de la planta**

El 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 nominal instalada es de 180 MW. 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.



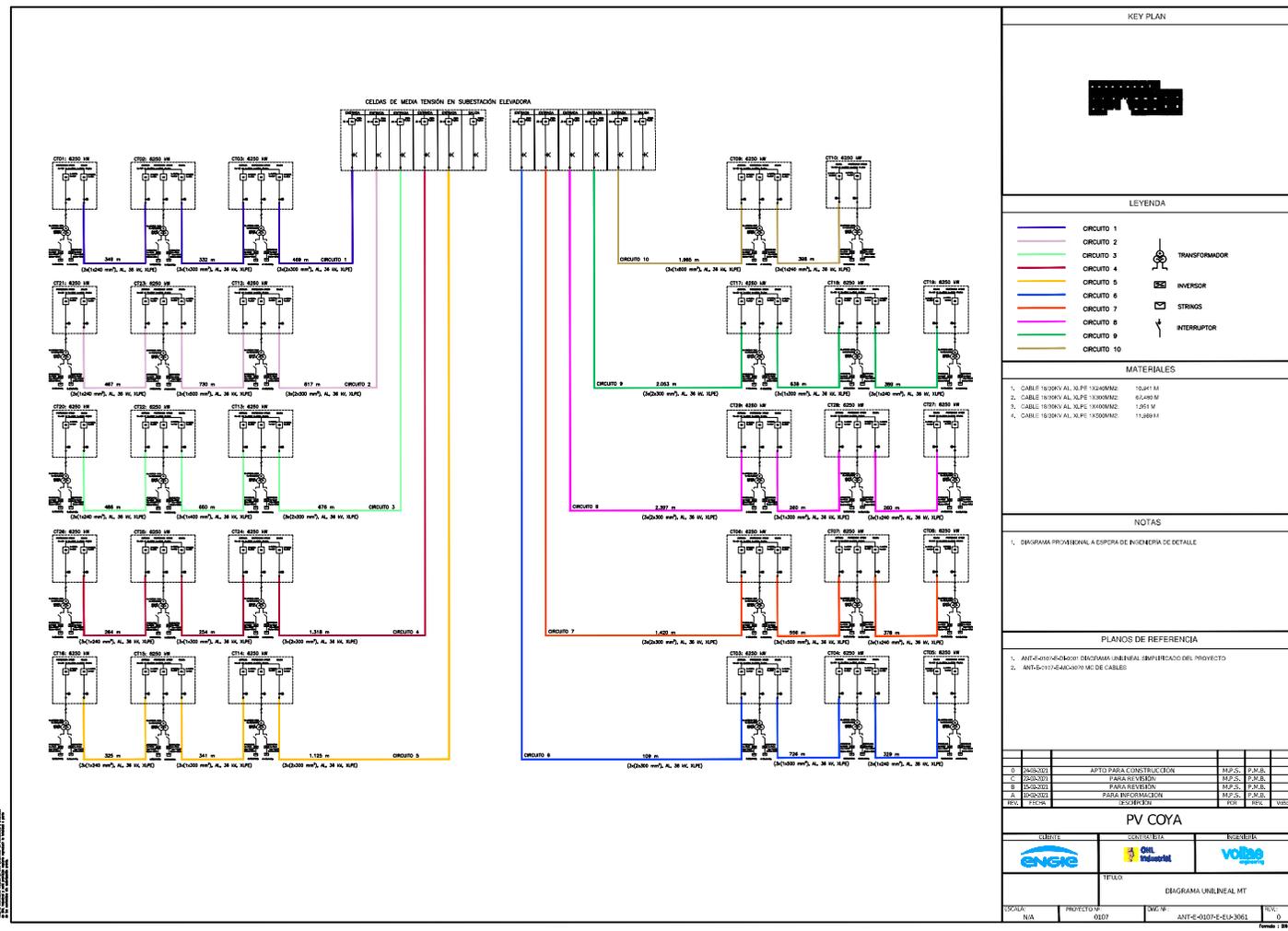
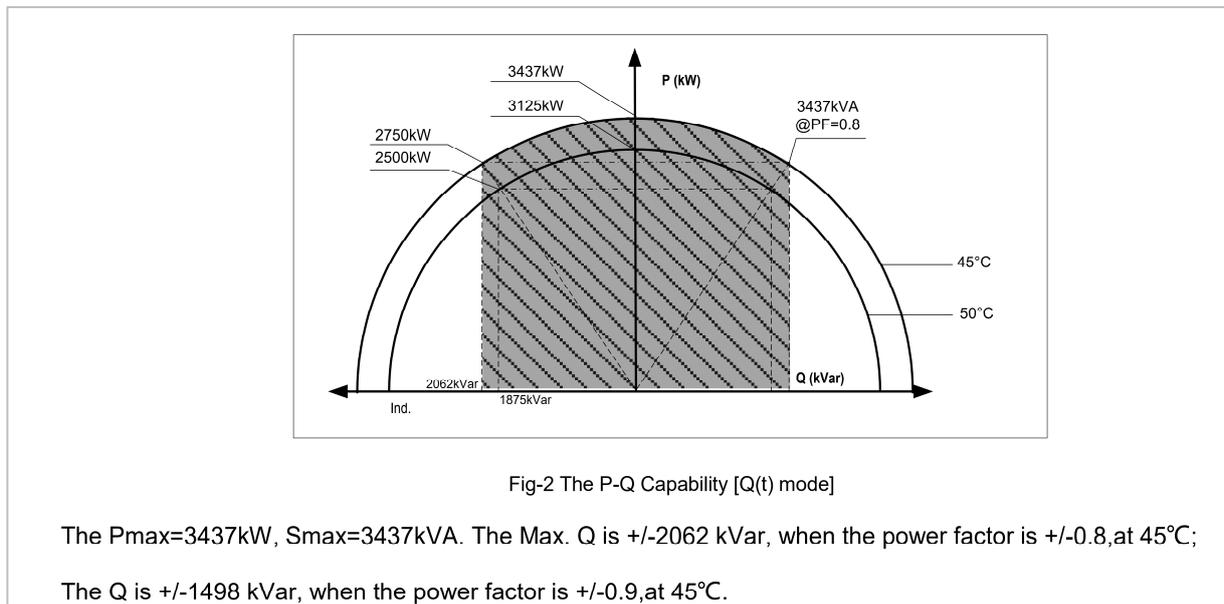


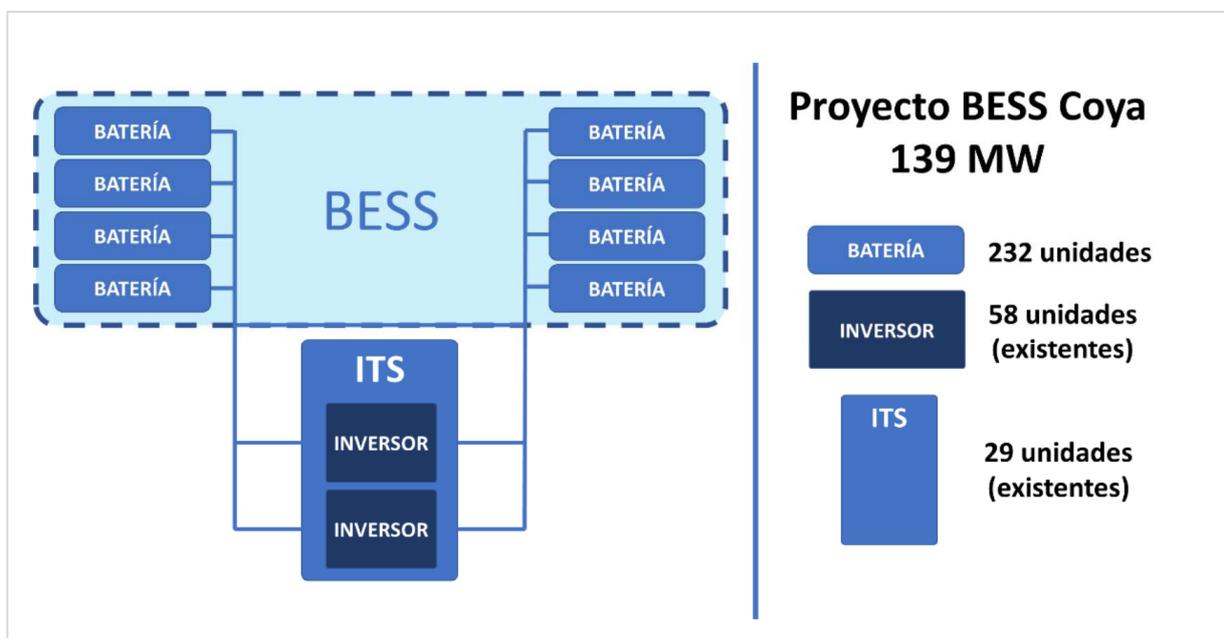
Gráfico 3. Esquema unilineal del sistema colector.



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

## 2.2. Descripción del sistema BESS

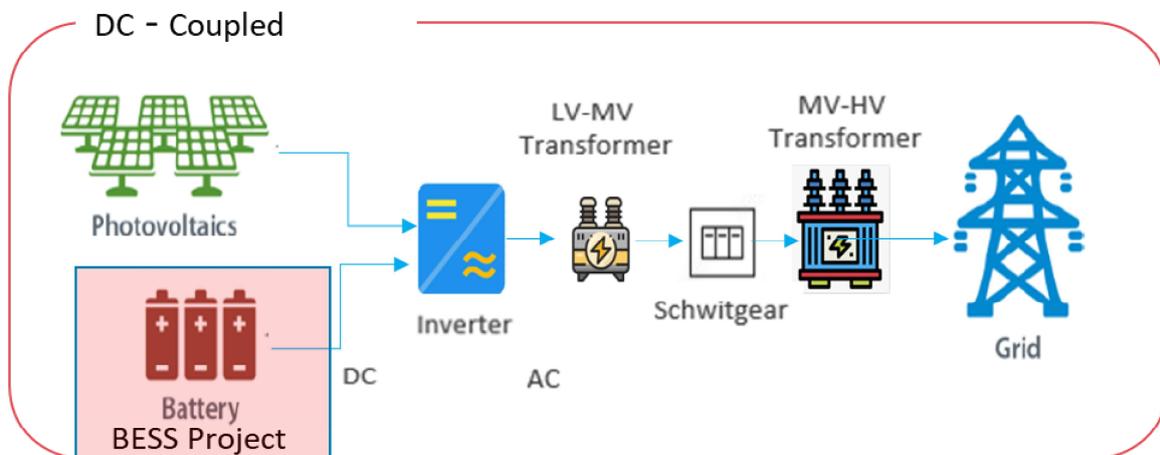
El sistema de almacenamiento BESS Coya está conformado por 232 contenedores (baterías) distribuidos como muestra el esquema siguiente:



**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  |
| <b>Battery Data</b>                    |   |
| Cell type                              | LFP   |
| Battery capacity (BOL)                 | 2752 kWh  |
| System output voltage range            | 1160 ~ 1500 V   |
| <b>General Data</b>                    |   |
| 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.

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.

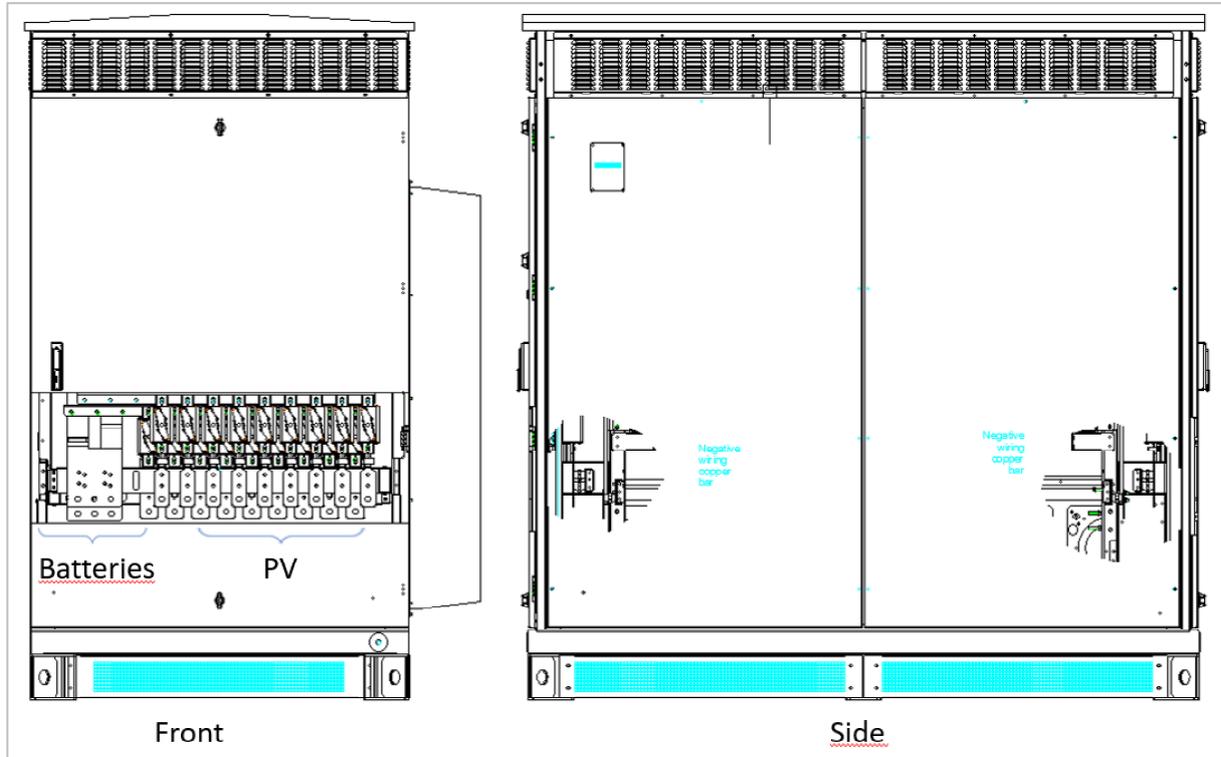
**Tabla 1. Detalle de la energía y potencia totales y por circuito del sistema BESS.**

| 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      | BCC            |                      |               |                |          |                   |              |                    |
|          |                | <b>29 Uni</b>        | <b>58 Uni</b> | <b>232 Uni</b> |          | <b>139.200 kW</b> |              | <b>638.464 kWh</b> |

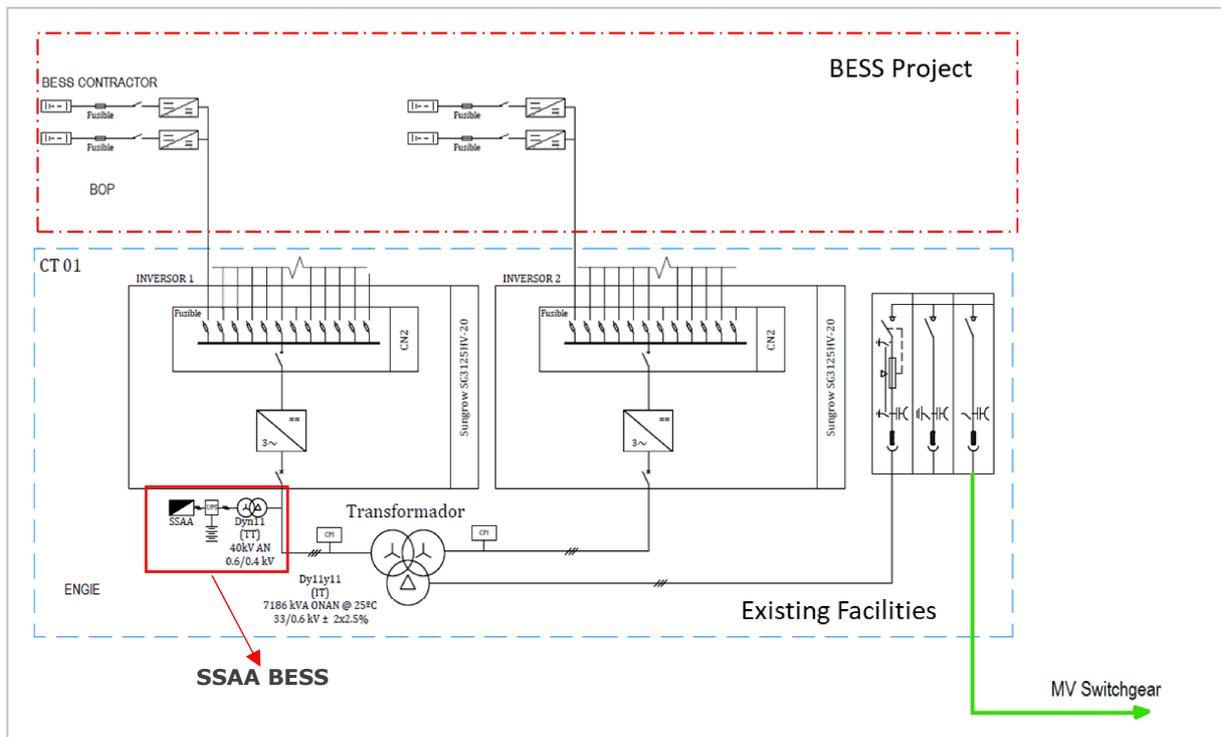
El cableado del sistema BESS en el parque fotovoltaico Coya se basa solo en un nivel, que corresponde con los circuitos de baja tensión en DC procedentes de las baterías hasta los inversores.

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

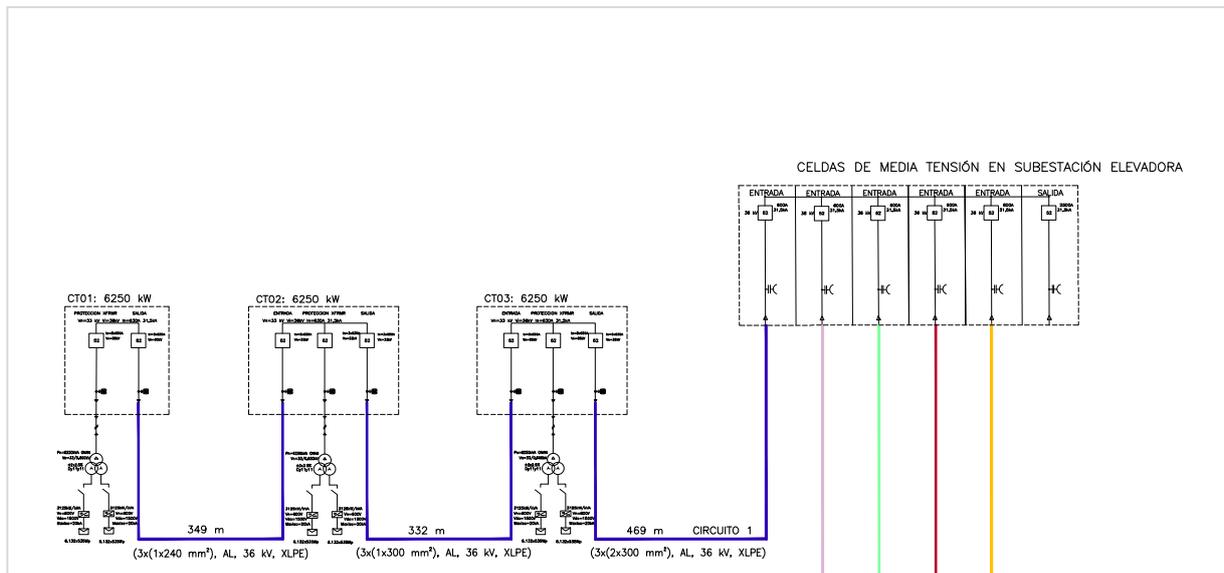
tensión pasando de un nivel de tensión de 0,6 a 33 kV. Luego en la subestación elevadora, pasará de 33 kV a 220 kV.



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



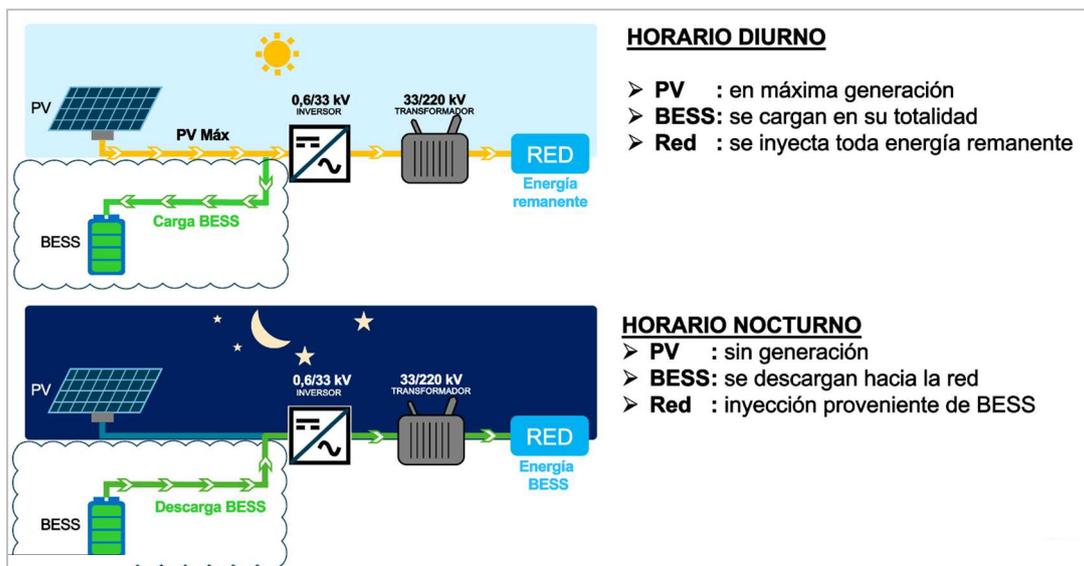
**Gráfico 10. Unilineal Centro de transformación y conexión de baterías.**



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

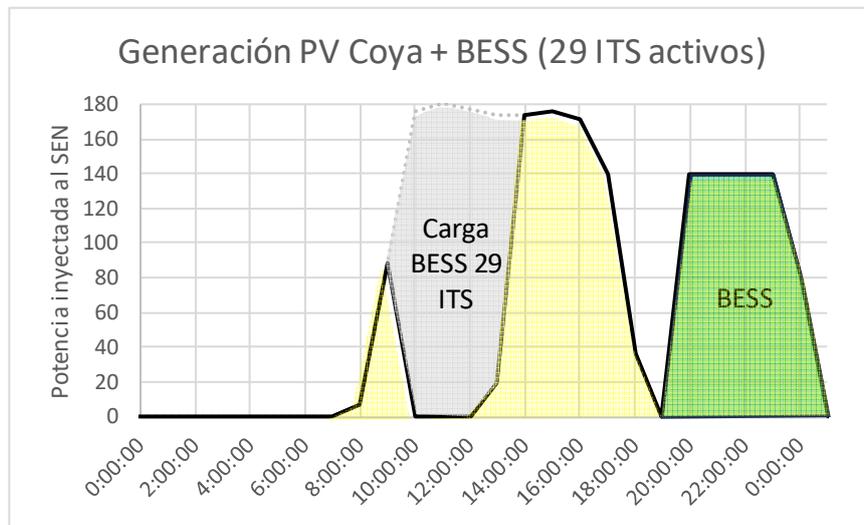
Adicionalmente, los sistemas de control y refrigeración de las baterías se alimentan de un transformador de servicios auxiliares en la barra existente de 600 V entre el transformador y uno de los inversores como se señala en el Gráfico 10.

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:

**545W**  
Highest power output

**21.32%**  
Module efficiency

**12 years**  
Material & Workmanship warranty

**30 years**  
Linear power output warranty

Micro Gap

- Up to 30% extra power generation yield from the back side
- Certified for salt/ ammonia corrosion resistance
- Load certificates: wind to 2400Pa and snow to 5400Pa
- Lower LCOE

VSUN, a BNEF Tier-1 PV module manufacturer invested by Fuji Solar, has been committed to providing greener, cleaner and more intelligent renewable energy solutions. VSUN is dedicated to bringing reliable, customized and high-efficient products into various markets and customers worldwide

Engineered in Japan  
www.vsun-solar.com

**最も信頼出来る再生エネルギー**

**Electrical Characteristics at Standard Test Conditions (STC)**

| Module Type                     | VSUN545-144BMH-DG | VSUN540-144BMH-DG | VSUN535-144BMH-DG | VSUN530-144BMH-DG |
|---------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Maximum Power - Pmax (W)        | 545               | 540               | 535               | 530               |
| Open Circuit Voltage - Voc (V)  | 44.81             | 44.80             | 44.51             | 44.25             |
| Short Circuit Current - Isc (A) | 13.92             | 13.85             | 13.78             | 13.71             |
| Maximum Power Voltage - Vmp (V) | 42.02             | 41.98             | 41.71             | 41.45             |
| Maximum Power Current - Imp (A) | 13.04             | 12.97             | 12.9              | 12.82             |
| Module Efficiency               | 21.32%            | 21.19%            | 20.9%             | 20.74%            |

Standard Test Conditions (STC): Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5, module temperature 25°C, Panel Tilt: 0°, Panel Orientation: 0°

Notes: Electrical data are given for single module and they are not guaranteed. They only serve for comparison among different module types.

**Electrical Characteristics with different rear side power gain (reference to 540 front)**

| Power (W) | 90c-0% | 9c-0% | Imp (A) | Imp (A) | Power gain |
|-----------|--------|-------|---------|---------|------------|
| 50%       | 49.65  | 14.54 | 41.75   | 13.62   | 5%         |
| 20%       | 44.91  | 13.24 | 41.75   | 14.27   | 10%        |
| 0%        | 40.17  | 14.82 | 41.80   | 15.54   | 20%        |
| 0%        | 40.17  | 17.31 | 41.80   | 16.21   | 25%        |

**Temperature Characteristics**

NOCT: 45°C±2°C  
 Voltage Temperature Coefficient: -0.27%/°C  
 Current Temperature Coefficient: +0.06%/°C  
 Power Temperature Coefficient: -0.35%/°C

**Maximum Ratings**

Maximum System Voltage (V): 1500  
 Series Fuse Rating (A): 30  
 Short-circuit current (A): 13.92±10%

**Material Characteristics**

Dimensions: 2280x1125x35mm±0.1mm  
 Weight: 32.5kg  
 Front: Clear anodized aluminum profile  
 Front Glass: High transparency Antireflection coated Semi-toughened safety glass, 3.2mm  
 Cell Encapsulation: EVA (High-purity Vinyl Acetate) or POE  
 Back Glass: Glass E-Semiroughened safety glass, 2.2mm  
 Cells: 12x12 pieces of full monocrystalline solar cells series strings  
 Junction Box: IP65, 60A  
 Cable Connections: 4mm<sup>2</sup> cables  
 Pinout Position: 400mm and negative 200mm, ±1.4mm±0.2mm, compatible with MC4

**Packaging**

Dimensions (WxHxL): 2280x1125x35mm  
 Container 30: 900mm x 2000mm  
 Container 40: 1200mm x 2000mm  
 Container 40HC: 1200mm x 2000mm

**System Design**

Temperature Range: -40°C to 85°C  
 Wind Resistance: 1800mm/s  
 Maximum diameter of 20 mm with impact speed of 23 m/s  
 Maximum Surface Load: 5.0kPa  
 Application class: Class A

**Dimensions**

**IV-Curves**

**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          |
|---|--|----------------------|
| <b>Input (DC)</b>                                       |  |                      |
| 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   |                      |
| <b>Output (AC)</b>                                      |  |                      |
| AC output power   | 2 * 3125 kVA @ 50 °C,<br>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   |                      |
| <b>Efficiency</b>                                       |  |                      |
| Inverter max. efficiency                                | 99.0%  |                      |
| Inverter European efficiency                            | 98.7%  |                      |
| <b>Transformer</b>                                      |  |                      |
| 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  |                      |
| <b>Protection &amp; Function</b>                        |  |                      |
| 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   |                      |
| <b>General Data</b>                                     |  |                      |
| 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) |     |
|--|---|--------------------------------------|------------------------|-----|
| <b>SG3125HV-30</b>                                     | Control-power consumption                   | 361*2                                | 120*2                  |     |
|  | Fans consumption@full power operation(IP65) | 4875*2                               |                        |     |
| <b>Transformer room</b>                                | Oil-temperature controller                  | 5                                    | 0                      |     |
| <b>Switchgear room</b>                                 | Light@door open                             | 18                                   | 0                      |     |
|  | Trip coil & motor & protection              | 450                                  | 0                      |     |
| <b>Aux. power distribution cabinet</b>                 | Aux. tx 5kVA                                | Self loss                            | 150                    |     |
|  |   | Fan.                                 | 64                     |     |
|  | Aux. tx 15kVA(optional configuration 1)     | self loss                            | 300                    | 300 |
|  |   | Fan                                  | 64                     | 0   |
|  | Aux. tx 30kVA(optional configuration 2)     | Self-loss                            | 400                    | 400 |
|  |   | Fan.                                 | 64                     | 0   |
| <b>Max. in total(including optional configuration)</b> |   | <b>11987</b>                         | <b>1090</b>            |     |

### 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 Datos de consumo de SSAA del sistema BESS

Según lo manifestado 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 2. 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      |

|                                      |         |
|--------------------------------------|---------|
| 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 3. 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 4. Características de los cables de MT.**

| PARÁMETROS                        | CABLE 240 [mm <sup>2</sup> ] | CABLE 300 [mm <sup>2</sup> ] | CABLE 400 [mm <sup>2</sup> ] | CABLE 500 [mm <sup>2</sup> ] | CABLE 630 [mm <sup>2</sup> ] |
|-----------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| 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 5. Detalle de circuitos MT del PSFV Coya.**

| DESDE-HASTA       | CONDUCTORES POR FASE | CIRCUITOS POR FASE | CALIBRE [mm <sup>2</sup> ] | 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 PSFV Coya presentó parámetros de desempeño equivalentes a parques fotovoltaicos de similares características, como los mencionados a continuación<sup>1</sup>:

- Parque solar fotovoltaico Meseta de los Andes (mínimo técnico inversor = 0,243 MW).
- Parque solar fotovoltaico Almeyda (mínimo técnico inversor = 0,759 MW).
- Parque solar fotovoltaico Willka (mínimo técnico inversor = 0,153 MW).

### **4. ENSAYOS REALIZADOS**

#### **4.1. Descripción de los ensayos**

De acuerdo con el Artículo 4 "Definiciones" del Anexo Técnico, se determinó "la potencia activa bruta mínima, con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua".

En el caso de la PSFV y BESS Coya, el PPC no tiene la capacidad de controlar el pausado de los inversores, sino que envía una consigna que se reparte entre todos los ellos; si esta consigna es menor a 1% de la potencia nominal, el o los inversores que alcancen primero esta potencia se pausarán, quedando solamente aquellos necesarios para cumplir con el requisito de potencia del PPC. La cantidad de inversores pausados no puede ser controlada y dependerá de múltiples factores (valor de consigna del PPC, velocidad de bajada de potencia, estado previos de los inversores). Adicionalmente, los inversores pausados no podrán contribuir al control de potencia reactiva.

Por ello, para el caso del Mínimo Técnico a nivel planta, se redujo la potencia activa hasta alcanzar el mínimo valor de potencia en la cual la planta funciona en forma estable y con los 58 inversores disponibles. Una vez alcanzado este valor, se mantuvo la consigna por 28 minutos para verificar la estabilidad de las variables de interés.

Para el ensayo de mínimo técnico a nivel inversor se envió en forma manual el comando de pausa de todos los inversores de la planta salvo un inversor, al cual se lo despacho de manera tal de alcanzar una inyección en el punto de interconexión (POI) de 0 MW. Se registraron 20 minutos en esta condición para verificar la estabilidad de las variables de interés.

Dado que esta característica de operación es propia del PPC y de los inversores, resulta independiente del modo de operación de la planta (solo PV, PV+BESS en carga, BESS en descarga), por lo que los resultados obtenidos de Mínimo Técnico serán los mismos.

Para cada una de las pruebas, se desglosan los valores de potencia obtenidos en la siguiente tabla:

---

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

**Tabla 6. Tabla resumen de valores a presentar.**

| Parque                | Potencia Bruta [MW] | SS.AA. [MW] | Pérdidas en la central [MW] | Potencia Neta [MW] |
|-----------------------|---------------------|-------------|-----------------------------|--------------------|
| <b>BESS PSFV Coya</b> | (1)                 | (2)         | (3)                         | (4)                |

- (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 mínima

Para la realización de este ensayo de potencia mínima se emplearon los registros propios de la central. Los registros temporales empleados tienen una resolución de 1 segundo.

## 5. RESULTADOS OBTENIDOS

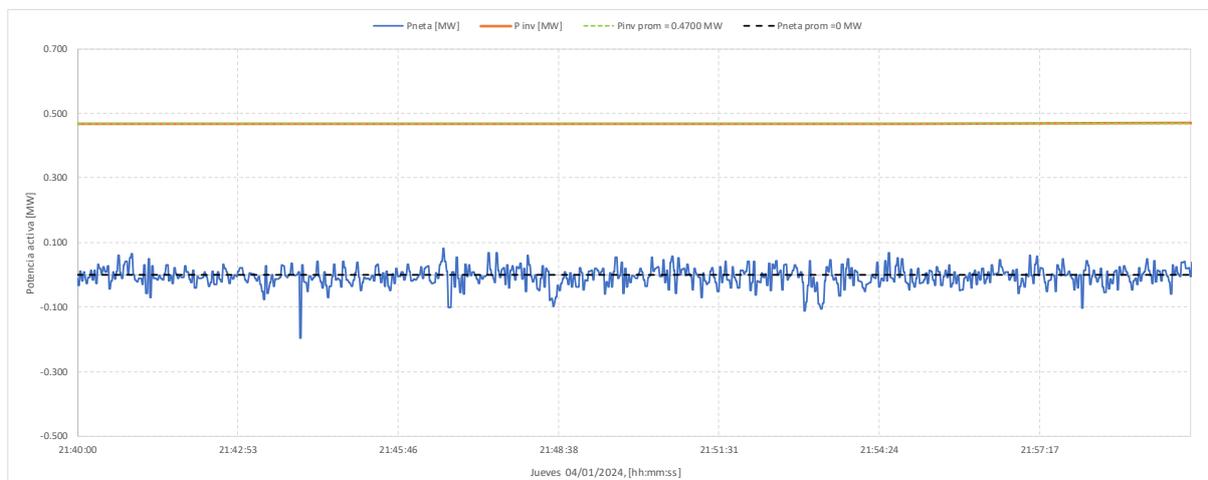
### 5.1. Mínimo técnico a nivel inversor

Con un único inversor en funcionamiento (el resto en pausa) se despacha el mismo tal que la potencia en el punto de conexión sea de 0 MW. En la siguiente tabla se muestra la fecha y hora de realización de esta prueba:

**Tabla 7. Mínimo técnico a nivel inversor – duración del ensayo.**

|                                      |            |
|--------------------------------------|------------|
| <b>Fecha</b>                         | 04/01/2024 |
| Inicio de la prueba [hh:mm:ss]       | 21:40:00   |
| Finalización de la prueba [hh:mm:ss] | 22:00:00   |

Para una consigna de 0 MW en el punto de conexión el inversor INV 01.01 quedó alimentando las pérdidas de la central. En el siguiente grafico se muestra el resultado de la prueba:



**Gráfico 17. Mínimo técnico para un inversor en servicio.**

### 5.1.1 Potencia Neta

Como puede visualizarse en el Gráfico 17 la potencia neta inyectada en el punto de conexión fue de 0 MW, por lo tanto:

$$P_{neta} = 0,0000 \text{ MW}$$

### 5.1.2 Potencia Bruta

Como se comentó anteriormente, para la condición operativa de la prueba, solo un inversor quedó en funcionamiento y generando una potencia promedio de 0,4700 MW (mostrado en el Gráfico 17). Este valor está medido en bornes de BT del INV 01.01, por lo que ya está descontado el consumo de SSAA del inversor. De lo anterior la potencia bruta estará dada por la siguiente expresión:

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

$$P_{bruta} = 0,4700 \text{ MW} + 1 \times 0,0120 \text{ MW} = 0,4820 \text{ MW}$$

### 5.1.3 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:

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

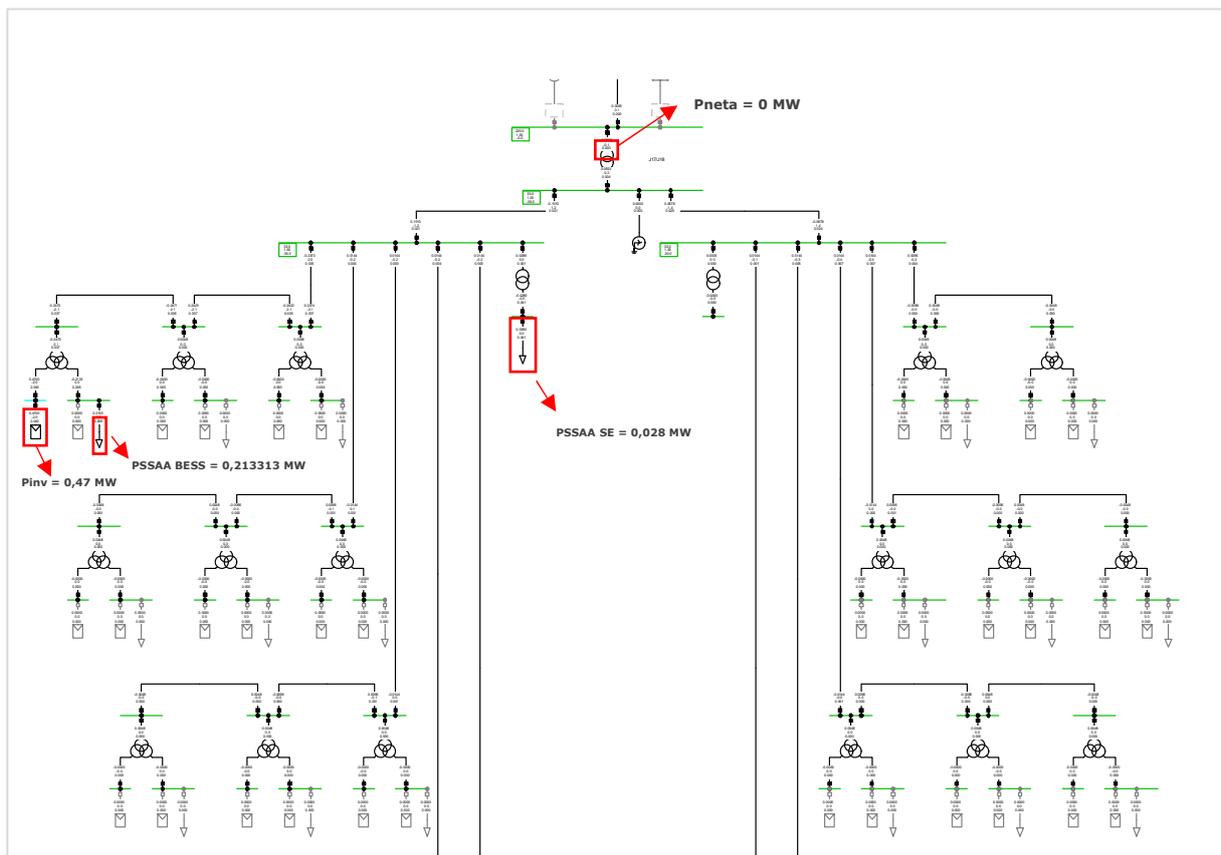
En la siguiente tabla se muestra el consumo de SSAA de la subestación Palpana.

**Tabla 8. Consumo de SSAA de la SE Palpana.**

| Timestamp        | P [MW] |
|------------------|--------|
| 04-01-2024 21:00 | 0,0254 |
| 04-01-2024 22:00 | 0,0280 |
| 04-01-2024 23:00 | 0,0281 |
| 05-01-2024 0:00  | 0,0269 |

De lo anterior el consumo promedio de la SE para el periodo de la prueba es de  $P_{SSAA SE} = 0,0280$  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 18. Determinación del consumo de servicios auxiliares del sistema BESS en condición de mínimo técnico de 1 inversor.**

Del gráfico anterior se consideró una carga concentrada que representa los servicios auxiliares de la subestación (0,0280 MW) y una carga concentrada que representa la suma del consumo del sistema BESS para el inversor ensayado (ver Gráfico 10). Luego se

determinó que para la potencia neta ( $P_{neta} = 0,0000$  MW) y la medición de la potencia del inversor en bornes de BT ( $P_{inv} = 0,4700$  MW) la potencia de los servicios auxiliares que representa el consumo del BESS es de 0,2133 MW totales.

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

$$P_{SSAA} = 0,0280 \text{ MW} + 1 \times 0,0119 \text{ MW} + 0,21331 \text{ MW} = 0,2533 \text{ MW}$$

#### 5.1.4 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:

$$\begin{aligned} P_{perd \text{ central}} &= P_{bruta} - P_{neta} - P_{SSAA} \\ P_{perd \text{ central}} &= 0,4820 \text{ MW} - 0,0000 \text{ MW} - 0,2533 \text{ MW} \\ P_{perd \text{ central}} &= 0,2287 \text{ MW} \end{aligned}$$

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 3 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:

$$P_{trafo} = P_{p_{carga}} + P_{p_{vacio}}$$

Las pérdidas en carga en este escenario se pueden aproximar a 0 kW, ya que el nivel de carga del transformador principal es menor a 1%. Por lo tanto, las pérdidas en el transformador principal quedan dadas por la siguiente expresión.

$$P_{trafo} = 0 \text{ MW} + 0,0833 \text{ MW} = 0,0833 \text{ MW}$$

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

$$\begin{aligned} P_{colector} &= P_{perd \text{ central}} - P_{trafo} \\ P_{colector} &= 0,4347 \text{ MW} - 0,0833 \text{ MW} \\ P_{colector} &= 0,1454 \text{ MW} \end{aligned}$$

### 5.1.5 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 9. Resumen de resultados – Mínimo técnico a nivel inversor.**

| Parque         | Potencia Bruta [MW] | SS.AA. [MW] | Pérdidas en la central [MW] | Potencia Neta [MW] |
|----------------|---------------------|-------------|-----------------------------|--------------------|
| BESS PSFV Coya | 0,4820              | 0,2533      | 0,2287                      | 0,0000             |

### 5.2. Mínimo técnico a nivel planta

Para el caso del mínimo técnico a nivel planta, se procedió a reducir la potencia en el punto de conexión hasta alcanzar el mínimo valor estable por debajo del cual se pausa algún inversor y se registraron 28 min en esta condición.

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

**Tabla 10. Mínimo técnico a nivel planta – duración del ensayo.**

|                                      |            |
|--------------------------------------|------------|
| Fecha                                | 04/01/2024 |
| Inicio de la prueba [hh:mm:ss]       | 22:50:00   |
| Finalización de la prueba [hh:mm:ss] | 23:18:00   |

En el siguiente gráfico se muestra el resultado de la prueba:



**Gráfico 19. Mínimo técnico a nivel planta.**

De lo anterior el mínimo valor de consigna para el cual todos los inversores se mantienen inyectando potencia es de 2,1600 MW, con una generación de potencia de los inversores de 2,595 MW.

### 5.2.1 Potencia Neta

Como puede visualizarse en el Gráfico 19 la potencia neta inyectada en el punto de conexión fue de 2,1600 MW, por lo tanto:

$$P_{neta} = 2,1600 \text{ MW}$$

### 5.2.2 Potencia Bruta

La potencia bruta se determina a partir de la potencia generada por los inversores (Gráfico 19) sumando las pérdidas de los inversores operativos a partir de la siguiente fórmula:

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

$$P_{bruta} = 2,5950 \text{ MW} + 58 \times 0,0120 \text{ MW} = 3,2903 \text{ MW}$$

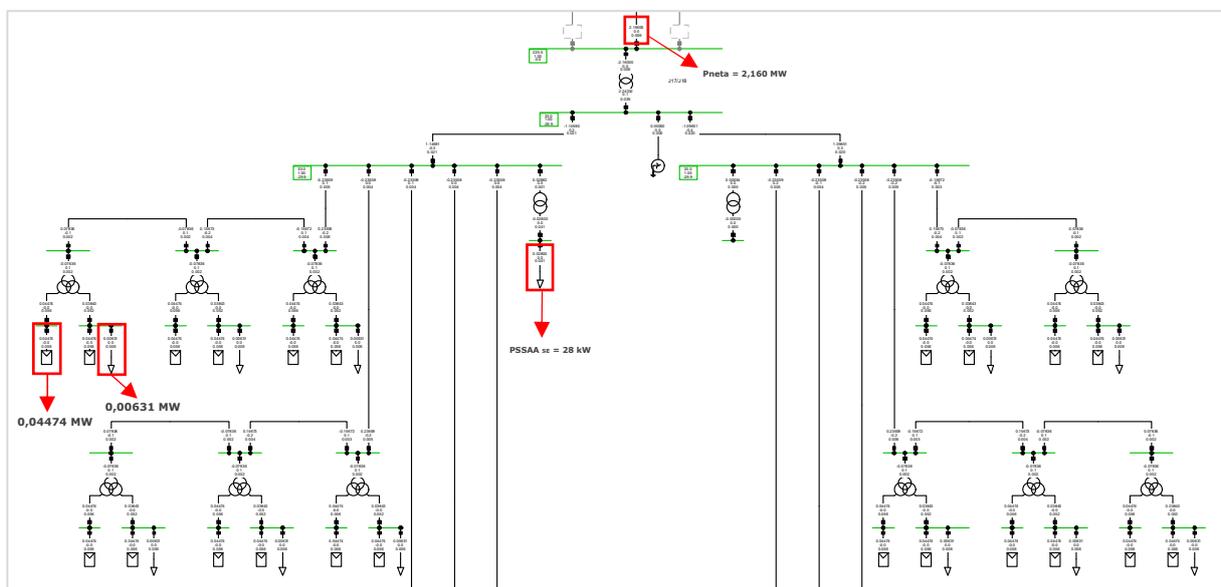
### 5.2.3 Potencia de los servicios auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares para esta condición operativa corresponde a la suma de los consumos propios del inversor en operación en más los Servicios Auxiliares del parque:

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

De la Tabla 8 el consumo promedio de la SE para el periodo de la prueba es de  $P_{SSAA \text{ SE}} = 0,0280 \text{ MW}$ .

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 20. Determinación del consumo de servicios auxiliares del sistema BESS en condición de mínimo técnico de planta.**

Del gráfico anterior se consideró una carga concentrada que representa los servicios auxiliares de la subestación (0,0280 kW) 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 ( $P_{neta} =$

2,1600 MW) y la potencia total de los inversores medida ( $P_{inv} = 58 \times 0,0447 \text{ MW} = 2,5926 \text{ MW}$ ) la potencia total del sistema BESS resulta:

$$P_{SSAA \text{ BESS}} = 29 \times 0,0063 \text{ MW} = 0,1827 \text{ MW}$$

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

$$P_{SSAA} = 0,0280 \text{ MW} + 58 \times 0,0120 \text{ MW} + 0,1827 \text{ MW} = 0,9067 \text{ MW}$$

#### 5.2.4 Potencia de pérdidas de la central

La expresión para el cálculo de la potencia de pérdidas de la central se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} P_{perd \text{ central}} &= P_{bruta} - P_{neta} - P_{SSAA} \\ P_{perd \text{ central}} &= 3,2903 \text{ MW} - 2,1600 \text{ MW} - 0,9067 \text{ MW} \\ P_{perd \text{ central}} &= 0,2236 \text{ MW} \end{aligned}$$

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 3 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:

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

Las pérdidas en carga en este escenario se pueden aproximar a 0 MW, ya que el nivel de carga del transformador principal es menor a 1%. Por lo tanto, las pérdidas en el transformador principal quedan dadas por la siguiente expresión.

$$P_{trafo} = 0,0000 \text{ MW} + 0,0833 \text{ MW} = 0,0833 \text{ MW}$$

Finalmente, las pérdidas en la red colectora quedan determinadas por la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} P_{colector} &= P_{perd \text{ central}} - P_{trafo} \\ P_{colector} &= 0,2236 \text{ MW} - 0,0833 \text{ MW} \\ P_{colector} &= 0,1403 \text{ MW} \end{aligned}$$

#### 5.2.5 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 – Mínimo técnico a nivel planta.**

| Parque         | Potencia Bruta [MW] | SS.AA. [MW] | Pérdidas en la central [MW] | Potencia Neta [MW] |
|----------------|---------------------|-------------|-----------------------------|--------------------|
| BESS PSFV Coya | 3,2903              | 0,9067      | 0,2236                      | 2,1600             |

## 6. CONCLUSIONES

- Dada una potencia mínima neta de **0,0000 MW** en el punto de conexión del PSFV Coya (barra de 220 kV de la SE Palpana) se determinó que mediante una generación bruta de **0,4820 MW** (con un inversor en funcionamiento) es posible alimentar las pérdidas de la central y los servicios auxiliares.
- Dada la mínima consigna en el punto conexión (tal que todos los inversores permanecieran en funcionamiento) de **2,1600 MW** (Pneta), se determinó una generación bruta de **3,2903 MW** para dicha condición operativa, tal que se pueda abastecer las pérdidas en la central y los servicios auxiliares.
- Estos valores se obtienen tanto para la configuración PV, PV+BESS en carga y BESS en descarga, ya que depende de los inversores y PPC y no de la fuente primaria de energía.

El resultado final es presentado en las siguientes tablas:

**Tabla 12. Parámetros de Potencia Mínima técnica a nivel inversor.**

| Parque         | Modo     | Potencia Mínima Bruta [MW] | SS.AA. [MW] | Pérdidas en la central [MW] | Potencia Mínima Neta [MW] |
|----------------|----------|----------------------------|-------------|-----------------------------|---------------------------|
| PV Coya        | -        | 0,0005                     | 0,0003      | 0,0002                      | 0,0000                    |
| BESS PSFV Coya | Carga    | 0,0005                     | 0,0003      | 0,0002                      | 0,0000                    |
| BESS Coya      | Descarga | 0,0005                     | 0,0003      | 0,0002                      | 0,0000                    |

**Tabla 13. Parámetros de Potencia Mínima técnica para la central completa.**

| Parque         | Modo     | Potencia Mínima Bruta [MW] | SS.AA. [MW] | Pérdidas en la central [MW] | Potencia Mínima Neta [MW] |
|----------------|----------|----------------------------|-------------|-----------------------------|---------------------------|
| PV Coya        | -        | 3,2903                     | 0,9067      | 0,2236                      | 2,1600                    |
| BESS PSFV Coya | Carga    | 3,2903                     | 0,9067      | 0,2236                      | 2,1600                    |
| BESS Coya      | Descarga | 3,2903                     | 0,9067      | 0,2236                      | 2,1600                    |