

Empresa: Sterling & Wilson Solar Ltd

País: Chile

Proyecto: Parque Fotovoltaico Río Escondido

Descripción: Informe de Potencia Máxima

Código de Proyecto: EE-2019-157

Código de Informe: EE-EN-2021-1491

Revisión: B

Versión: 0

STERLING & WILSON 

24 de septiembre de 2021



Este documento EE-EN-2021-1491-RB fue preparado para Sterling & Wilson Solar Ltd por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Claudio Celman

Coordinador Dpto. Ensayos

claudio.celman@estudios-electricos.com

Ing. Andrés Capalbo

Coordinador Dpto. Ensayos

andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani

Gerente Dpto. Ensayos

pablo.rifrani@estudios-electricos.com

www.estudios-electricos.com

Este documento contiene 36 páginas y ha sido guardado por última vez el 29/09/2021 por César Colignon, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	24/09/2021	Para presentar.	JP	AC	PR
B	28/09/2021	Corrección y rectificación de cálculos. La Revisión B corresponde a la Versión 0 según codificación de Sterling & Wilson Solar Ltd.	CiC	AC	PR

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autenticadas a través de la web de Estudios Eléctricos; <http://www.estudios-electricos.com/certificados>.



Índice

1	INTRODUCCIÓN.....	4
1.1	Fecha ensayo y personal auditor	4
1.2	Medidores utilizados.....	4
1.3	Nomenclatura y observaciones generales	5
2	ASPECTOS NORMATIVOS	7
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE	8
3.1	Unifilar de planta.....	8
3.2	Datos de los paneles solares	12
3.3	Datos de los inversores	13
3.4	Datos de los transformadores de bloque.....	16
3.5	Datos del transformador de poder	17
4	DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA	18
4.1	Ensayo de Potencia Máxima	19
4.2	Correcciones y resultados	21
4.2.1	Potencia Bruta.....	21
4.2.2	Potencia de Servicios Auxiliares	23
4.2.3	Potencia de Pérdidas en la central	23
4.2.4	Potencia Neta	24
4.2.5	Resultados	25
5	CONCLUSIONES	26
6	ANEXOS	27
6.1	Certificado de calibración de medidor de energía.....	27
6.2	Certificado de calibración del piranómetro	28
6.3	Listado de cargas de SS.AA.....	32



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Río Escondido de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadores”, cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

El Parque Fotovoltaico Río Escondido se ubica en la región de Atacama, está emplazado en la comuna de Tierra Amarilla, y tiene una potencia instalada de 156.75 MVA. El parque se vincula al SEN mediante un transformador de 220/33 kV a la S/E Río Escondido 220 kV, la que a su vez se conecta a la S/E Cardones 220 kV.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

<i>Personal</i>	<i>Fecha de ensayo</i>
Ing. Fernando Montecinos	6 de septiembre de 2021
Ing. Jaime Prieto	

1.2 Medidores utilizados

<i>Denominación</i>	<i>Marca</i>	<i>Modelo</i>	<i>Precisión</i>	<i>Calibración</i>
Analizador de energía	Janitza	UMG 510	±0.1%	Ver Anexo 6.1
Piranómetro	Kipp & Zonen	SMP11	1.39%	Ver Anexo 6.2

Tabla 1.1 – Equipos utilizados.

Además de lo mostrado en la Tabla 1.1, se cuenta con datos complementarios del sistema controlador de planta adquiridos mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 1 segundo y medidas de todos los inversores y estaciones meteorológicas adquiridas con una tasa de muestreo de 1 minuto.



1.3 Nomenclatura y observaciones generales

La Figura 1.1, muestra un sistema equivalente de conexión de un parque fotovoltaico, el cual nos permite identificar y definir los siguientes elementos:

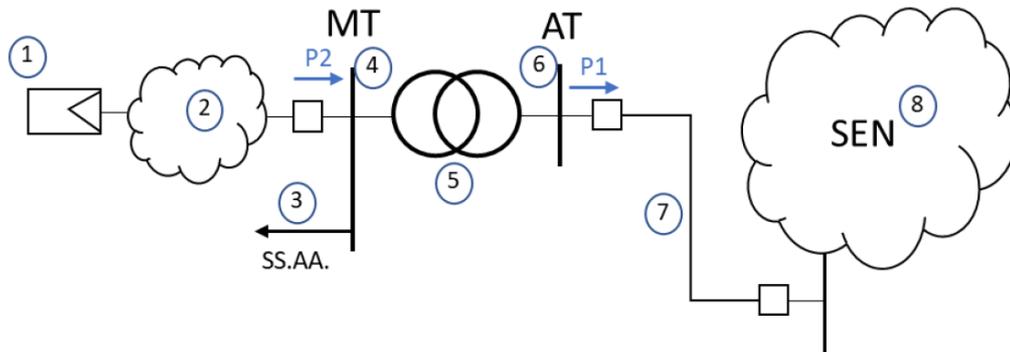


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

- 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.).**
- 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).**



A partir de las definiciones anteriores, el presente informe considera la siguiente nomenclatura:

- ✓ **P1:** Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) del parque [MW].
- ✓ **P2:** Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) del parque [MW].
- ✓ **Pperd:** Pérdidas de potencia activa en línea de transmisión [MW] (ver número “7” en Figura 1.1).
- ✓ **Ptrafo:** Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [kW].
- ✓ **SS.AA.:** Servicios Auxiliares del parque [kW].
- ✓ **Pcolector:** Pérdidas en el sistema colector del parque [kW] (ver número “2” en Figura 1.1).
- ✓ **IR:** Irradiancia.
- ✓ **Tamb:** Temperatura ambiente.
- ✓ **Tp:** Temperatura de panel.
- ✓ **Pneta,med:** Potencia neta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,med:** Potencia bruta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,ir:** Potencia bruta corregida por irradiancia.
- ✓ **Pbruta,corr:** Potencia bruta corregida por irradiancia y temperatura de operación del panel.
- ✓ **STC:** Standard Test Conditions.
- ✓ **NOCT:** Nominal Operative Cell Temperature.



2 ASPECTOS NORMATIVOS

El “**Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras**” establece las metodologías y procesos para efectuar los ensayos de verificación del máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación.

El **Artículo 39** es el que corresponde considerar para el caso en cuestión debido a que se trata de una central cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación (no hay almacenamiento de energía). Éste establece que el valor de Potencia Máxima deberá ser obtenido 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.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico Río Escondido está constituido por 20 centros de transformación. En 18 de ellos se conectan 2 inversores a un transformador de tres devanados, de relación 0.63/0.63/33 kV. En tanto, en los 2 centros de transformación restantes se conecta un inversor a un transformador de dos devanados, de relación 0.63/33 kV.

Cuenta con 38 inversores TBEA modelo TC3750KF de 4.125/3.750 MVA (@40°C/50°C) de potencia aparente nominal y 630V de tensión de operación nominal. Estos equipos totalizan 156.75/142.5 MVA (@40°C/50°C) de potencia instalada. La red colectora del Parque Fotovoltaico Río Escondido cuenta con 10 alimentadores en 33 kV. El parque se conecta a la barra de 33 kV de la S/E Río Escondido, donde un transformador de poder de relación 33/220 kV de 170.0 MVA de potencia aparente nominal permite la inyección de potencia generada al Sistema Eléctrica Nacional. El valor de potencia neta declarado es de 145.0 MW.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca JA Solar modelo JAM72S09.

3.1 Unifilar de planta

La red interna de media tensión (MT) del parque se encuentra compuesta por 10 alimentadores en MT, donde cada alimentador exporta la energía proveniente de 2 centros de transformación (CT). En 18 de estos CT se disponen 2 inversores conectados a un transformador de bloque de 3 devanados (de relación 0.63/0.63/33 kV). En los otros CT se dispone de un solo inversor conectado a un transformador de bloque de 2 devanados (de relación 0.63/33 kV). De los 10 alimentadores, 8 están compuesto por 2 centros de transformación de 2 inversores cada uno, lo cual resulta en la exportación máxima de 16.5 MW cada uno. Los 2 alimentadores restantes se componen de un centro de transformación de 2 inversores y otro CT de solo un inversor, lo cual resulta en 12.375 MW por cada alimentador.

El detalle de la distribución de los centros de transformación e inversores en los alimentadores se muestra en las Figura 3.1 y Figura 3.2. En tanto la acometida en la S/E de salida del parque se muestra en la Figura 3.3.

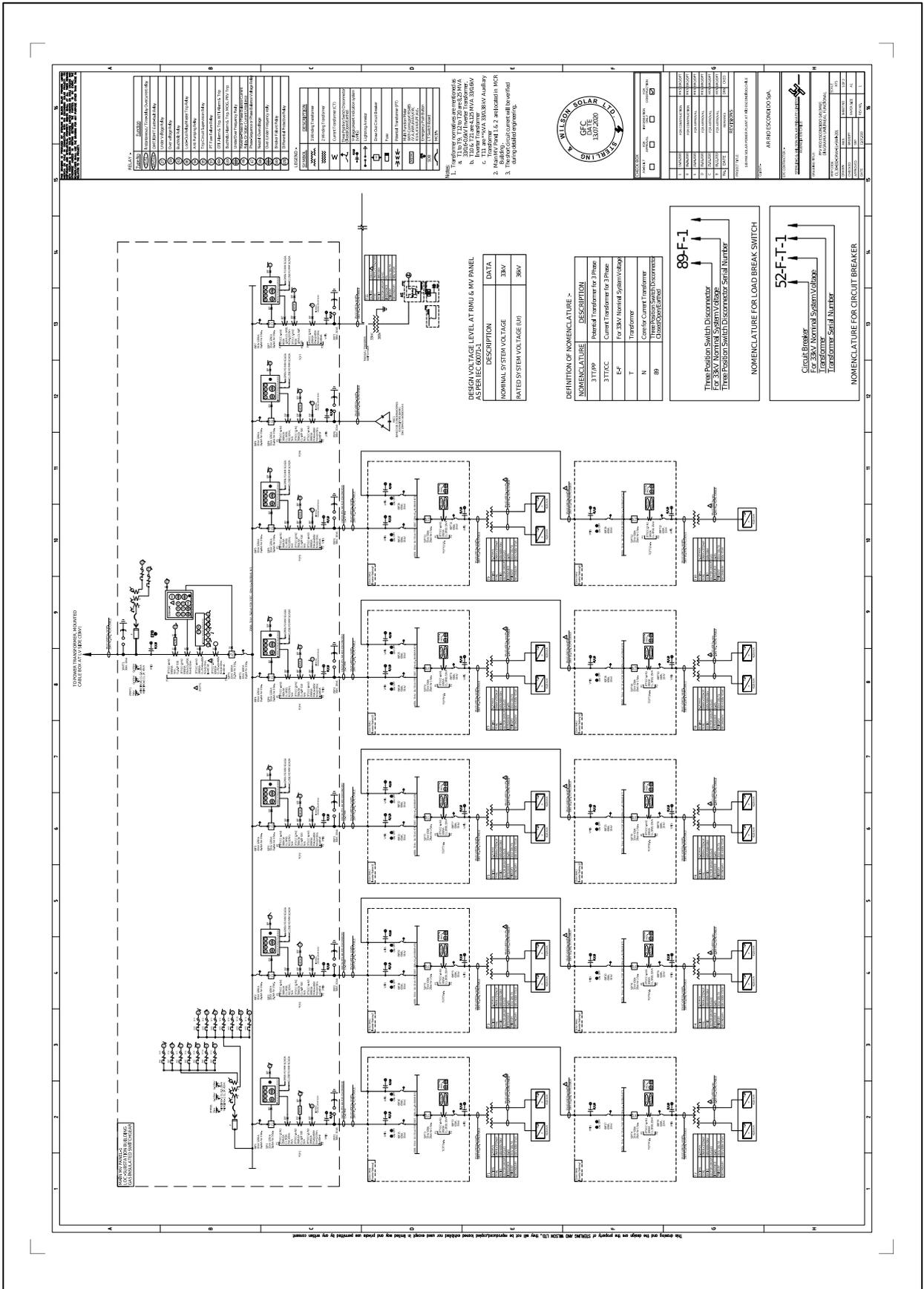


Figura 3.1 – Diagrama unilínea de media tensión – Parque Fotovoltaico Río Escondido, sección de barra 1

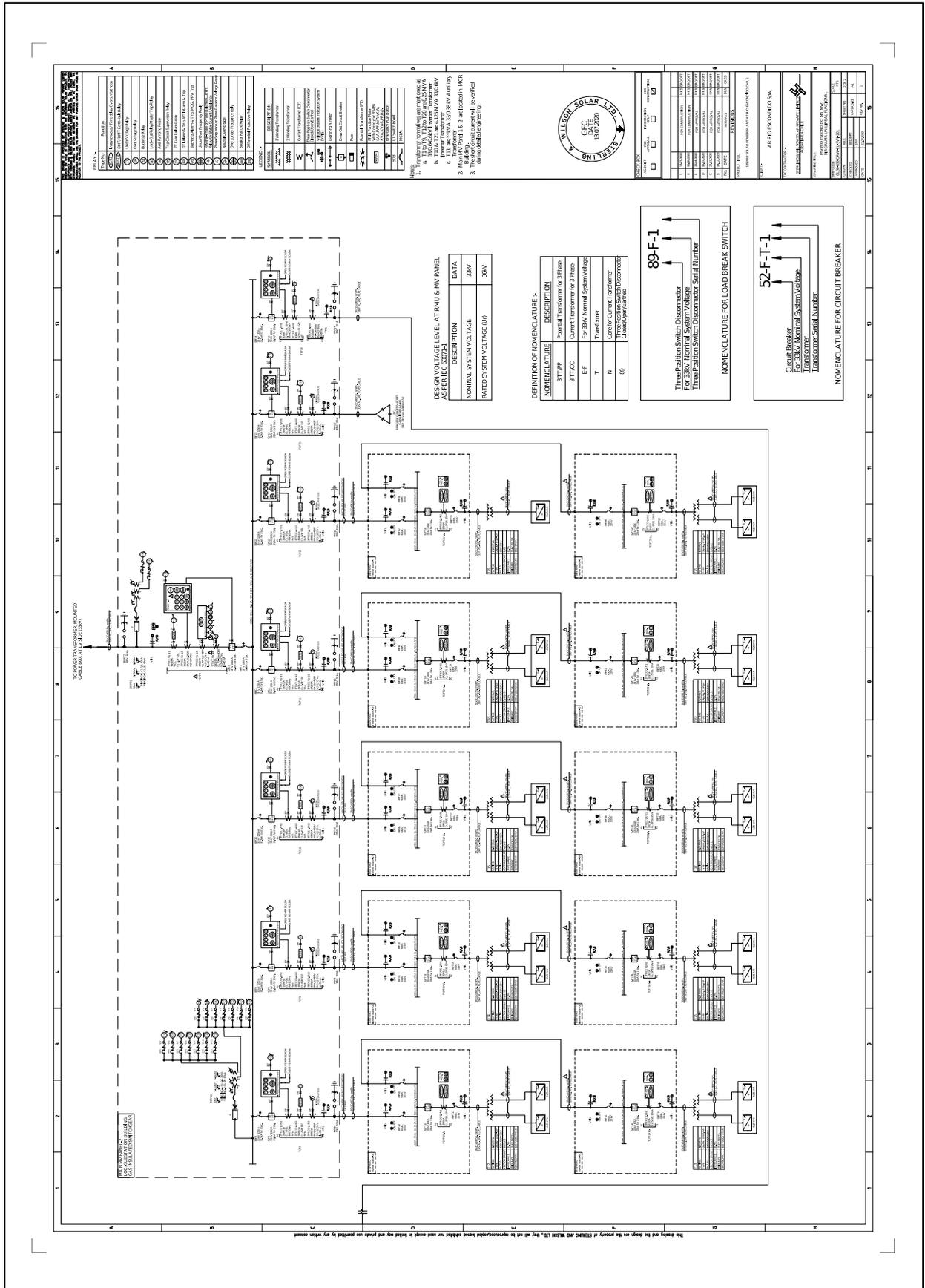


Figura 3.2 – Diagrama unilínea de media tensión – Parque Fotovoltaico Río Escondido, sección de barra 2



3.2 Datos de los paneles solares

Cada centro de transformación cuenta con módulos marca JA Solar, modelo JAM72S09. Sus características se presentan en las Figura 3.4 y Figura 3.5.

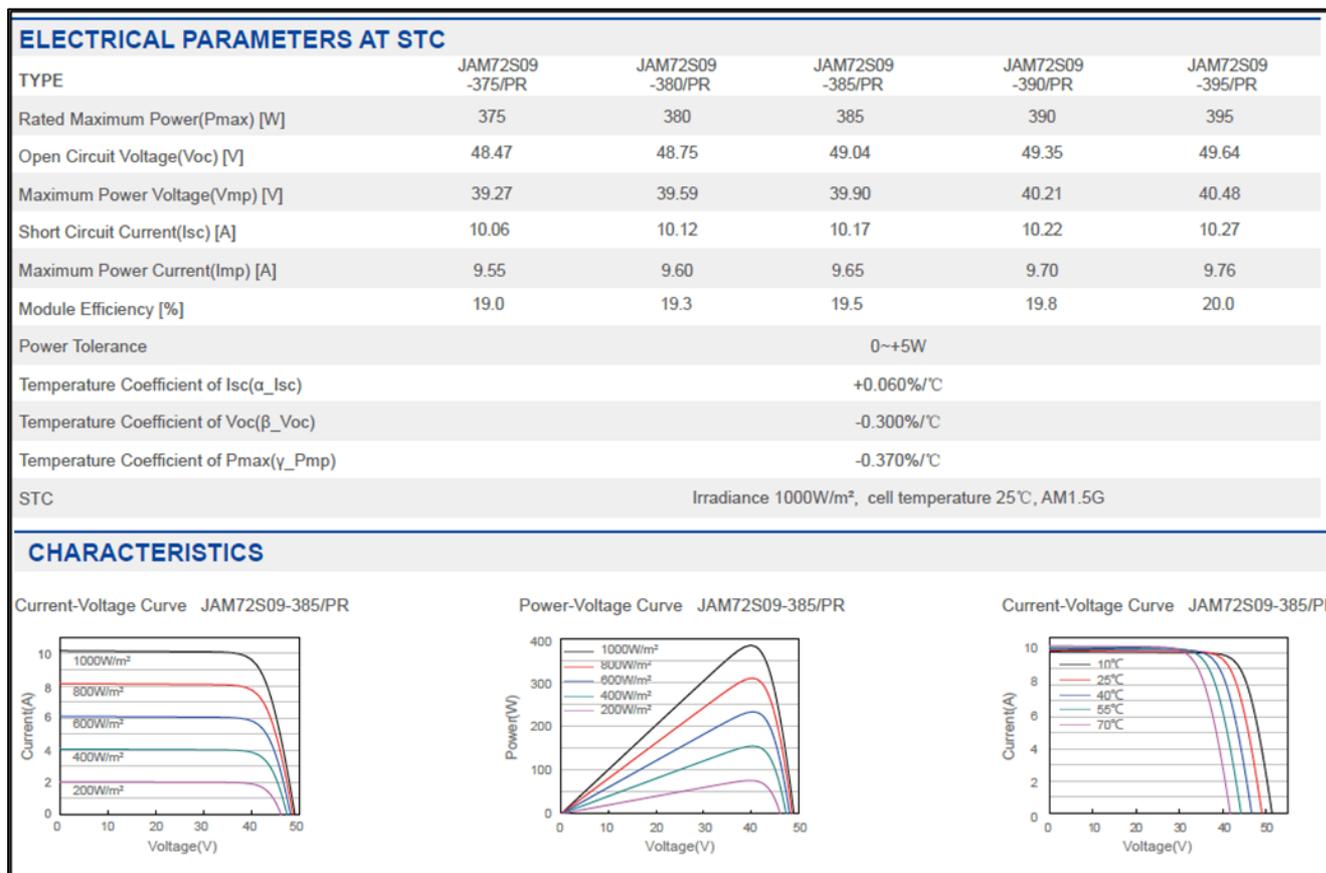


Figura 3.4 – Datos de paneles JA Solar modelo JAM72S09

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT						OPERATING CONDITIONS	
TYPE	JAM72S09 -375/PR	JAM72S09 -380/PR	JAM72S09 -385/PR	JAM72S09 -390/PR	JAM72S09 -395/PR	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC(IEC)
Rated Max Power(Pmax) [W]	278	281	285	289	292	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	45.86	46.15	46.47	46.78	47.09	Maximum Series Fuse	20A
Max Power Voltage(Vmp) [V]	37.05	37.34	37.64	37.92	38.21	Maximum Static Load,Front*	5400Pa
Short Circuit Current(Isc) [A]	7.95	7.99	8.03	8.07	8.11	Maximum Static Load,Back*	2400Pa
Max Power Current(Imp) [A]	7.49	7.53	7.57	7.61	7.65	NOCT	45±2°C
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					Application Class	Class A

Figura 3.5 – Datos de paneles JA Solar modelo JAM72S09 (Parámetros NOCT)



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Río Escondido cuenta con 38 inversores marca TBEA, modelo TC3750KF. Los inversores son de 4.125/3.750 MVA (@40°C/50°C) de potencia aparente nominal y 630 V de tensión de operación nominal. Sus principales características se muestran en la Figura 3.6.

Model	TC2500KF	TC3125KF	TC3750KF	TC5000KF
Input(DC)				
Maximum recommended PV power(P_{PVmax})	3500kW	4375kW	5250kW	7000kW
Max.DC Voltage	1500V			
MPPT Voltage Range	900V-1300V	900V-1300V	900V-1300V	900V-1300V
Max.DC Current	3118A	3898A	4677A	6236A
Independent MPPT Number	2	3	3	4
Max. Number of Inputs	16*400A or 20*250A	24*400A or 30*250A	24*400A or 30*250A	32*400A or 40*250A
Output(AC)				
Rated AC Power	2500kW	3125kW	3750kW	5000kW
Max. AC Power*	2750kVA@40°C	3438kVA@40°C	4125kVA@40°C	5500kVA@40°C
Rated AC Voltage	630V	630V	630V	630V
Rated output current	2291A	2864A	3437A	4582A
Max.output current	2520A	3150A	3780A	5040A
Rated Grid Frequency	50Hz			
THD of AC Current	<3%			
Adjustable Power Factor	0.8(leading)-0.8(lagging),adjustable			
Efficiency				
Max. Efficiency	99%			
European Weighted Efficiency	98.7%			
Environmental parameters				
Ambient Temperature Range	-25°C to 60°C(Above 50°C,derating)			
Ambient Humidity Range	0% to 95%(no condensation)			
Max. Operating Altitude	4000m,without derating ≤2000m			
Cooling Method	Forced air cooling			
Protection Rating	IP54/IP65(electronics)			
Protection Function				
Over-voltage/under-voltage Protection	Yes			
Over-frequency/under-frequency Protection	Yes			
ZVRT	Yes			
Anti-islanding Protection	Yes			
Stand-alone Grid Detection	Yes			
Over-current Protection	Yes			
Anti-discharge Protection	Yes			
Overload Protection	Yes			
Lightning Protection	Yes			
Display and Communication				
Display	LCD			
Communication Interface	RS485,Ethernet(optional)			
Communication	Modbus			
Mechanical Data				
Dimension(L/W/H)	2150mm×1678mm ×2274mm	3225mm×1678mm ×2274mm	3225mm×1678mm ×2274mm	4300mm×1678mm ×2274mm
Weight	3000kg	4500kg	4500kg	6000kg

Figura 3.6 – Datos de inversor TC3750KF



La curva de capacidad de los inversores la forma mostrada en la Figura 3.7.

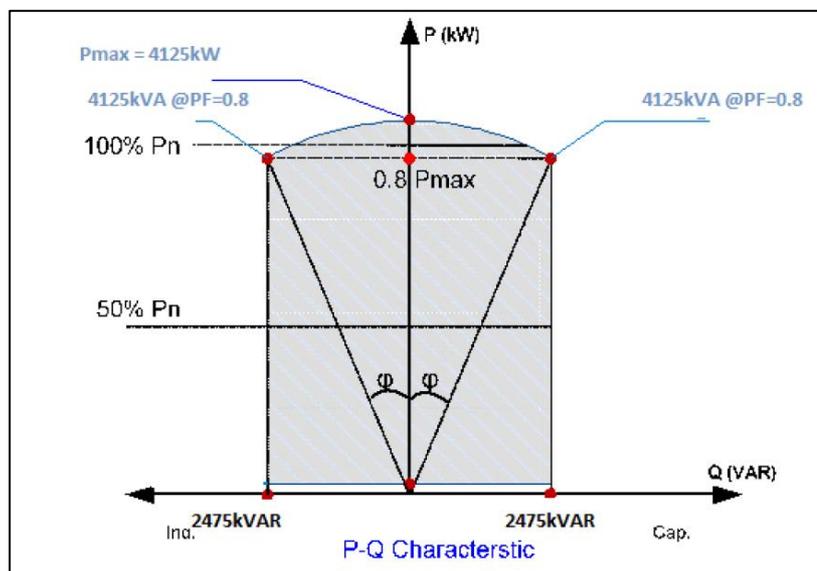


Figura 3.7 – Curva de capacidad del inversor

En la Figura 3.8 se presentan las especificaciones de eficiencia del inversor para distintos estados de carga. En tanto, en la Figura 3.9 se muestra la medición de pérdidas considerando la operación del inversor en “Stand-by”, correspondiente a la condición de operación de los inversores al darle orden remota de detención.

Dentro de los antecedentes presentados no se encuentran datos de consumos auxiliares de cada inversor en carga, por lo tanto, para los cálculos se considerará un valor promedio de 5 kW de consumos internos para cada inversor en carga.



TABLE		Efficiency recording and efficient calculation sheet						
power conditioner type	Grid-connected							
Model:	TC3750KF							
Parameters of power conditioner	Minimum rated input voltage:930V * Nominal voltage: 1100V Maximum input voltage:1300V Rated output voltage: 630V, 3~ Rated output frequency:50Hz Rated output power: 3750 kW							
PV input voltage	a) Manufacturer's minimum rated input voltage							
Temperature (°C)	25,6							
Operating period for energy measurement (min)	3							
Percentage of rated output VA	10%	25%	40%	50%	75%	100%	110%	
Input voltage (V)	934,48	934,29	934,15	934,04	933,74	933,8	933,32	
Input current (A)	419,02	1039,85	1626,00	2049,58	3113,94	4102,63	4468,32	
Output voltage (V)	632,08	634,96	632,34	632,17	620,51	625,31	613,23	
Output current (A)	L1	352,98	868,88	1364,04	1717,98	2655,66	3499,38	3829,27
	L2	362,84	881,67	1379,78	1735,88	2680,02	3532,65	3875,42
	L3	361,75	878,73	1374,39	1729,02	2667,45	3515,52	3858,01
Input power (Pi) (kW)	385,702	968,021	1516,386	1911,005	2906,869	3828,307	4169,658	
Output power (Po) (kW)	380,639	958,533	1499,328	1886,449	2863,761	3762,280	4090,869	

Figura 3.8 – Eficiencia del inversor según nivel de carga

TABLE		Standby loss	
Model	TC3750KF		
power conditioner type	Utility-interactive		
Measure input voltage (V)	630 Va.c.		
Measured input power(W)	271		
Remark: Standby loss is measured when the power conditioner works at rated input voltage and in standby mode.			

Figura 3.9 – Mediciones de pérdidas en "Stand-by"



3.4 Datos de los transformadores de bloque

Los centros de transformación cuentan con transformadores de bloque de dos y tres devanados. Cada transformador de tres devanados es de potencia nominal 8.25 MVA, y su relación de transformación es de 0.63/0.63/33 kV. En tanto, los transformadores de dos devanados son de potencia nominal 4.125 MVA cada uno, y su relación de transformación es de 0.63/33 kV.

Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 3.1 y la Tabla 3.2, respectivamente.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	8.25 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33.0 kV
Tensión nominal lado LV1	0.63 kV
Tensión nominal lado LV2	0.63 kV
Grupo de conexión	Dy11y11
Impedancia (HV-LV1 y HV-LV2)	10.5 %
Pérdidas en carga	33.0 kW (por devanado)
Pérdidas en vacío	8.25 kW
Posiciones de TAP	±2 x 2.5 %

Tabla 3.1 – Datos de los transformadores de bloque de tres devanados

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	4.125 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33.0 kV
Tensión nominal lado LV	0.63 kV
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	10.5 %
Pérdidas en carga	33.0 kW
Pérdidas en vacío	4.125 kW
Posiciones de TAP	±2 x 2.5 %

Tabla 3.2 – Datos de los transformadores de bloque de dos devanados



3.5 Datos del transformador de poder

El Parque Fotovoltaico Río Escondido cuenta con un transformador de poder, de potencia nominal 120.0/170.0 MVA según método de enfriamiento ONAN/ONAF. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 33 kV y un arrollamiento de alta tensión de 220 kV. Este equipo posee cambiador automático de tomas bajo carga.

La placa característica de los mismos se muestra en la Tabla 3.3.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	120.0/170.0 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	220.0 kV
Tensión nominal lado LV	33.0 kV
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia	12.74 %
Pérdidas en carga	457.05 kW
Pérdidas en vacío	56.34 kW
Posiciones de TAP	±10 x 1.5 %

Tabla 3.3 - Datos del transformador principal



4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

La Potencia Máxima corresponde al máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación y deberá ser obtenido a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías.

Para el caso del Parque Fotovoltaico Río Escondido se cuenta con mediciones de la Potencia Bruta proveniente de los inversores, de la Potencia Neta registrada en el POI y mediciones de la irradiancia y temperatura ambiente, que inciden directamente en la producción de los paneles fotovoltaicos.

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.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Río Escondido	(1)	(2)	(3)	(4)

Tabla 4.1 – Tabla resumen de valores a presentar

- (1) **Potencia Bruta del Parque:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque Parque Fotovoltaico Río Escondido.
- (2) **Potencia de SS.AA.:** Corresponde a la suma de los consumos propios promedio de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los SS.AA. de la central
- (3) **Pérdidas en la central:** Corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.
- (4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en 220 kV en paño JT1 de la S/E Río Escondido.



4.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 6 de septiembre de 2021 se realizó el ensayo de Potencia Máxima en condiciones de máxima irradiancia y con la totalidad del Parque Fotovoltaico Río Escondido.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 4.1 se muestra la potencia sumada de todos los inversores, además de la irradiancia perpendicular a los paneles y temperatura ambiente. Cabe mencionar que la medición de potencia de los inversores se realiza en bornes del equipo y que, para obtener el valor de potencia bruta medida del ensayo se deben considerar los consumos propios de cada equipo, estimados en 5 kW según se menciona en la sección 3.3, el cual es un valor común para este tipo de equipos.

En la Figura 4.2 se muestra el registro de potencia neta medida en el lado de alta tensión del transformador de salida y el número de inversores en servicio, donde se observa que los 38 equipos se encuentran en servicio. Vale la pena destacar que las caídas de un inversor se deben a pérdidas instantáneas de comunicación y no ha salidas de servicio de inversores.

Finalmente, en la Figura 4.3 se muestra el registro de irradiancia del día completo marcando el período considerado en el ensayo de Potencia Máxima.

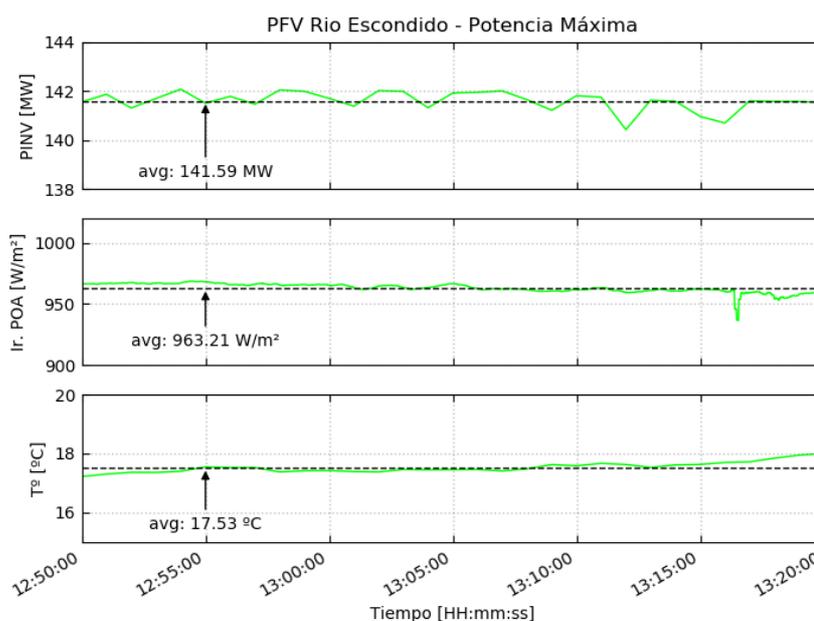


Figura 4.1 – Potencia Máxima – Potencia de inversores y variables ambientales

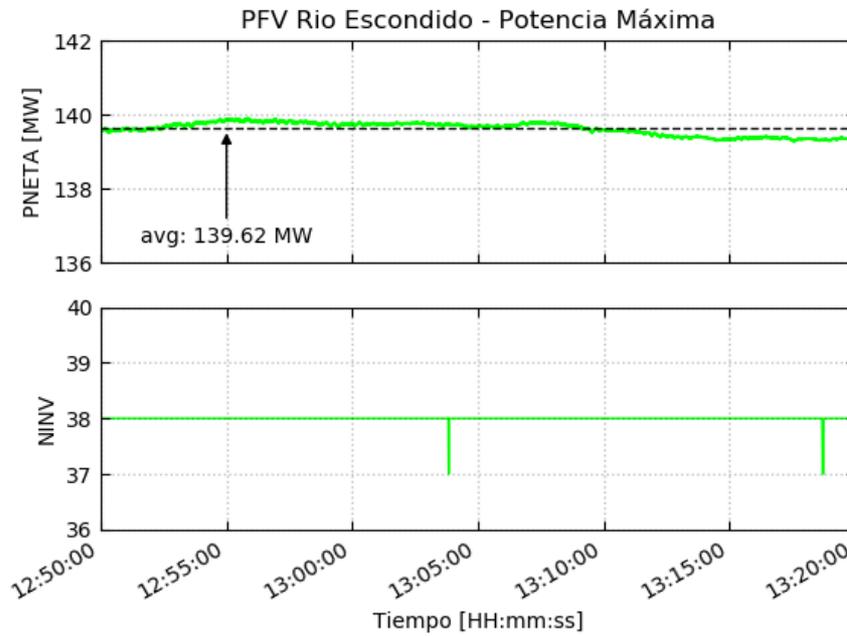


Figura 4.2 – Potencia Máxima – Potencia neta e inversores en servicio

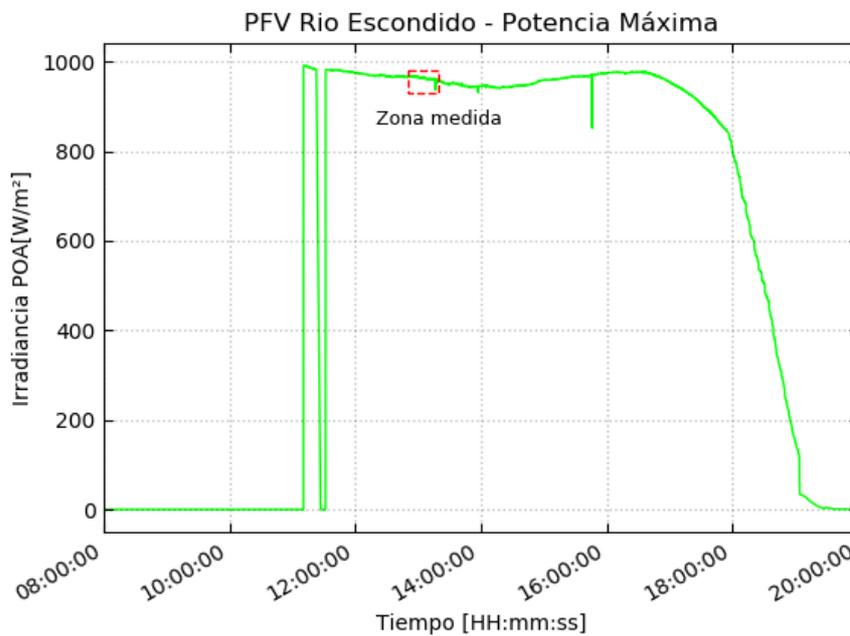


Figura 4.3 – Potencia Máxima – Irradiancia del día completo



4.2 Correcciones y resultados

En la presente sección se realizará el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1. Para el desarrollo de los cálculos se han considerado los valores medios de cada variable durante el período de medición, los cuáles se presentan en las Figura 4.1 y Figura 4.2.

4.2.1 Potencia Bruta

Dado que no se cuenta con registros históricos que permitan la estimación de condiciones normales de sitio para el Parque Fotovoltaico Río Escondido, la potencia bruta máxima debe ser determinada para condiciones nominales de irradiancia y temperatura del panel (condiciones STC: “Standard Test Conditions”), las mismas son 1000 W/m^2 ($I_{r_{STC}}$) y 25°C (T_{STC}) según se observa en la Figura 3.4.

En primer lugar, se realiza la determinación de la **Potencia Bruta Medida** ($P_{bruta,med}$) durante el ensayo, para esto se considera el registro de potencia de los inversores (P_{INV}) y se les suma la potencia de los consumos propios de cada equipo, estimados en 5 kW como se menciona en la sección 3.3, según la siguiente expresión.

$$P_{bruta,med} = P_{INV} + N^\circ \text{ INV} \times \text{Consumos Propios}$$

$$P_{bruta,med} = 141.59 \text{ MW} + 38 \times 5.0 \text{ kW} = 141.78 \text{ MW}$$

La corrección por irradiancia se realiza a partir de considerar una dependencia lineal entre la potencia y dicha magnitud, lo cual es una aproximación aceptable en función de lo que puede observarse en los registros y que se presenta en la Figura 4.4. Vale la pena destacar que los puntos alejados de la aproximación se deben a perturbaciones momentáneas de la irradiancia y no a la correlación realmente observada.

El resultado se muestra a continuación.

$$P_{bruta,ir} = P_{bruta,med} \times \frac{I_{r_{STC}}}{I_{r_{med}}}$$

$$P_{bruta,ir} = 141.78 \text{ MW} \times \frac{1000.0 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{963.21 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 147.20 \text{ MW}$$

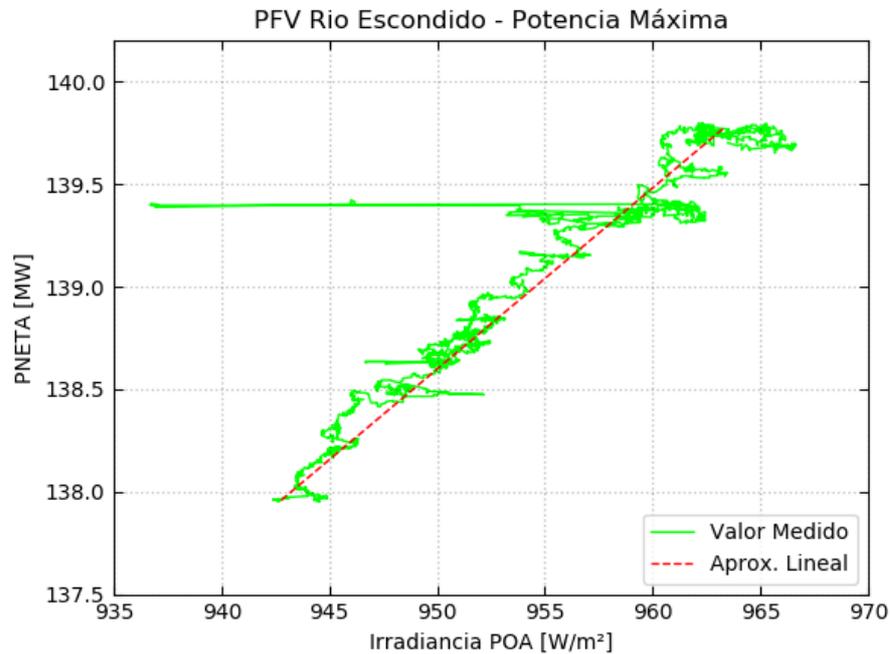


Figura 4.4 – Potencia como función de la irradiancia (medida y aproximada)

Para la corrección por temperatura, se debe determinar en primer lugar la temperatura de operación del panel fotovoltaico (T_p). La temperatura del panel depende de la relación entre los valores medidos de irradiancia ($I_{r_{med}}$) y temperatura (T_{amb}) durante el ensayo y las condiciones ambientales para las cuales se ha determinado el valor de NOCT (“Normal Operation Cell Temperature”) del panel (ver Figura 3.4). La expresión que permite calcular la temperatura del panel se presenta a continuación.

$$T_p = T_{amb} + (NOCT - T_{NOCT}) * \frac{I_{r_{med}}}{I_{r_{NOCT}}}$$

$$T_p = 17.53 \text{ } ^\circ\text{C} + (45 \text{ } ^\circ\text{C} - 20 \text{ } ^\circ\text{C}) * \frac{963.21 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{800.0 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 47.63 \text{ } ^\circ\text{C}$$

La diferencia calculada entre la temperatura de los paneles durante el ensayo y la correspondiente a las condiciones nominales (ΔT) se presenta a continuación.

$$\Delta T = T_p - T_{STC}$$

$$\Delta T = 47.63 \text{ } ^\circ\text{C} - 25 \text{ } ^\circ\text{C} = 22.63 \text{ } ^\circ\text{C}$$



Utilizando el coeficiente de temperatura dado por el fabricante de los paneles de $C_{temp} = -0.37 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ (ver Figura 3.4), se realiza la corrección por temperatura de operación de los paneles y se obtiene el valor de **Potencia Bruta Corregida**, según la siguiente expresión.

$$P_{bruta,corr} = \frac{P_{bruta,ir}}{(1 + C_{temp} * \Delta T)}$$

$$P_{bruta,corr} = \frac{147.20 \text{ MW}}{1 - 0.0037 \frac{\text{pu}}{\text{ }^{\circ}\text{C}} * 22.63 \text{ }^{\circ}\text{C}} = 160.65 \text{ MW}$$

4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los Servicios Auxiliares de la central.

Dadas las características de los equipos, los consumos propios de cada inversor son estimadas en 5 kW. Adicionalmente, se considera un consumo máximo en el transformador de servicios auxiliares de 95 kW, basados en el listado de cargas conectadas al mismo y que se presenta en el anexo 6.3.

En base a estos datos se procede a calcular la **Potencia de Servicios Auxiliares**.

$$P_{SSAA} = N^{\circ} \text{ INV} \times \text{Consumos Propios} + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 38 \times 5.0 \text{ kW} + 95.0 \text{ kW} = 285.0 \text{ kW}$$

4.2.3 Potencia de Pérdidas en la central

La Potencia de Pérdidas en la central corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central, en los transformadores de bloque y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Potencia Máxima, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia medida en los inversores (ver Figura 4.1) y la **Potencia Neta Medida** ($P_{neta,med}$, ver Figura 4.2). Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, consumo se estima en 95 kW.



La expresión para el cálculo de **Potencia de Pérdidas en la central medida** ($P_{perd,central,med}$) se presenta a continuación.

$$P_{perd,central,med} = PINV - P_{tr,SSAA} - P_{neta,med}$$

$$P_{perd,central,med} = 141.59 \text{ MW} - 95.0 \text{ kW} - 139.62 \text{ MW} = 1875.0 \text{ kW}$$

Este valor de pérdidas debe ser corregido para el despacho en escenario de **Potencia Bruta Corregida**. La siguiente expresión muestra la **Potencia de Pérdidas en la central corregida** ($P_{perd,central,corr}$).

$$P_{perd,central,corr} = P_{perd,central,med} \times \left(\frac{P_{bruta,corr}}{P_{bruta,med}} \right)^2$$

$$P_{perd,central,corr} = 1875.0 \text{ kW} \times \left(\frac{160.65 \text{ MW}}{141.78 \text{ MW}} \right)^2 = 2407.31 \text{ kW}$$

4.2.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia del lado de alta del transformador de salida del parque.

Para obtener el valor de **Potencia Neta Corregido** se utilizará el valor de Potencia bruta corregida, de Potencia de Servicios Auxiliares y Potencia de Pérdidas de la central corregida, según la siguiente expresión.

$$P_{neta,corr} = P_{bruta,corr} - P_{SSAA} - P_{perd,central,corr}$$

$$P_{neta,corr} = 160.65 \text{ MW} - 285.0 \text{ kW} - 2407.31 \text{ kW} = 157.96 \text{ MW}$$



4.2.5 Resultados

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

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Río Escondido	160.65	285.0	2407.3	157.96

Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Río Escondido

Según se observa en la Tabla 4.2 la **Potencia Bruta Máxima** calculada está dentro de lo esperado en base a los antecedentes disponibles de los inversores. Así mismo, se observa que la **Potencia Neta Máxima** es superior al valor de potencia activa declarada en el POI de 145 MW.

Nota: Esta potencia bruta supone una potencia a nivel de inversor de 4.228 MW, lo que supondría una sobrecarga de aproximadamente un 2.5% en caso de alcanzarse eventualmente este valor de potencia.



5 CONCLUSIONES

Se demuestra que la máxima potencia bruta corregida a condiciones nominales de temperatura de celda e irradiancia (STC) que podría entregar el parque son 160.65 MW, resultando en una potencia neta calculada de 157.96 MW en el POI, superior al valor de potencia declarado por el Parque Fotovoltaico Río Escondido de 145 MW.

La Tabla 5.1 resume los resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Río Escondido	160.65	285.0	2407.3	157.96

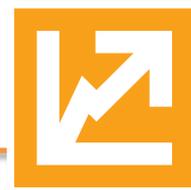
Tabla 5.1 – Potencia Máxima según mediciones – Parque Fotovoltaico Río Escondido



6 ANEXOS

6.1 Certificado de calibración de medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN				
 ESTUDIOS ELECTRICOS				
Estudios Eléctricos declara que el instrumento: Janitza UMG 510 Número de Serie: 5100/0731				
Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso.				
Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:				
Instrumento	Número de Serie	Última Calibración		
Valija Inyección Freja 300	4501345	04/05/2020		
<table style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;"> Fecha de evaluación: 18/08/21 Certificado número: EE-CI-2021-1559 </td> <td style="width: 50%;"> Nombre Inspector: Leiss, Jorge Firma:  </td> </tr> </table>			Fecha de evaluación: 18/08/21 Certificado número: EE-CI-2021-1559	Nombre Inspector: Leiss, Jorge Firma: 
Fecha de evaluación: 18/08/21 Certificado número: EE-CI-2021-1559	Nombre Inspector: Leiss, Jorge Firma: 			
Power System Studies & Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning				



6.2 Certificado de calibración del piranómetro



Meteorology Division of OTT HydroMet

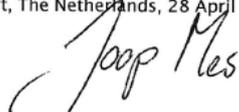
Kipp & Zonen B.V. | Delftechpark 36 | 2628 XH Delft | The Netherlands | +31 15 2755 210 | info@kippzonen.com | www.kippzonen.com

ISO/IEC 17025 CALIBRATION CERTIFICATE

CERTIFICATE NUMBER	020836209017
PYRANOMETER MODEL	SMP10-A
SERIAL NUMBER	209017
CALIBRATION DATE	28 April 2020
INSTRUMENT CLASS	ISO 9060, Class A (Sec. Standard)*
CALIBRATION PROCEDURE	ISO 9847 par5.3.2, A3
REFERENCE PYRANOMETER	Kipp & Zonen CMP 21 sn 070115 active from 01 January 2020
REFERENCE PYRANOMETER CALIBRATION PROCEDURE	ISO 9846 par5
CALIBRATION LOCATION	Delft The Netherlands
CUSTOMER	

REMARKS

Delft, The Netherlands, 28 April 2020


J. Mes
(in charge of calibration facility)


F. de Wit
(in charge of test)

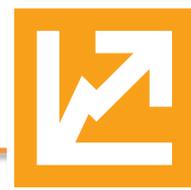
Page: 1 of 2

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDEBB101



Kipp & Zonen B.V. | Delftechpark 36 | 2628 XH Delft | The Netherlands | +31 15 2755 210 | info@kipppzonen.com | www.kipppzonen.com

ISO/IEC 17025 CALIBRATION CERTIFICATE

CERTIFICATE NUMBER 020836209017

Calibration procedure

The indoor calibration procedure is based on a side-by-side comparison with a reference pyranometer under an artificial sun fed by an AC voltage stabiliser. It embodies a 150 W Metal-Halide high-pressure gas discharge lamp and a reflector with a diameter of 16.2 cm. The lamp is positioned 1 m above the pyranometers producing a vertical beam. The reference- and test pyranometer are mounted horizontally on a table, which can rotate. The irradiance at the pyranometers is approximately 500 W/m². During the calibration procedure the reference and test pyranometer are interchanged to correct for any non-homogeneity of the beam. Temperature during calibration: 22 °C ± 2 °C.

Hierarchy of traceability

The measurements have been executed using standards for which the traceability to international standards has been demonstrated towards the RvA.

The reference pyranometer was compared with the sun and sky radiation as source under clear sky conditions using the "alternating sun-and-shade method" ISO 9846 paragraph 5. The measurements were performed in Tabernas, Spain (latitude: 37.094°, longitude: -2.3547°, altitude: 503m above sea level). Dates of measurements: 2019 June 13-14, 17-18.

The receiver surface was pointed directly at the sun using a solar tracker. During the comparisons, the instrument received tilted global radiation intensities from 635 W/m² to 1050.9 W/m² with a mean of 1011.6 W/m² and tilted diffuse radiation intensities from 88.2 W/m² to 183.7 W/m² with a mean of 122.0 W/m². The ambient temperature ranged from +19.9 °C to +32.0 °C with a mean of +26.8 °C.

The direct radiation on the reference pyranometer as obtained with the alternating-sun-shade method was compared to the DNI measured by the absolute cavity pyrhemometer PMO6 SN 0807. The PMO6 is calibrated against the World Standard Group (WSG), maintained at the WRC Davos every International Pyrhemometer Comparison (IPC). WRR factor of PMO6: 1.00444 (from the last NPC-2019).

This calibration proved that the reference pyranometer has been stable and that the original sensitivity 8.75 µV/(W/m²) ± 0.11 µV/(W/m²) is valid and will be applied (see PMOD calibration details). Observed sensitivity differences between the consecutive years are well within the calibration uncertainty.

PMOD calibration details: The reference pyranometer was compared with the sun and sky radiation as source under mainly clear sky conditions using the "continuous sun-and-shade method". The pyranometer was installed horizontally. During the comparisons, the global radiation ranged from 665 W/m² to 1082 W/m² with a mean of 897 W/m². The solar zenith angle varied from 25.3° to 50.0° with a mean of 33.7°. The ambient temperature ranged from +15.3 °C to +25.3 °C with a mean of +20.7 °C. The sensitivity calculation is based on 623 individual measurements. The readings of the WSG are referred to the World Radiometric Reference (WRR). The estimated uncertainty of the WRR relative to SI is ±0.3%. The obtained sensitivity value and its expanded uncertainty (95% level of confidence) are valid for similar conditions and are: 8.75 ± 0.11 µV/W/m². The measurements were performed in Davos (latitude: 46.8143°, longitude: -9.8458°, altitude: 1558 m above sea level). Dates of measurements: 15-19, 25 July 2014. Global radiation data were calculated from the direct solar radiation as measured with the absolute cavity pyrhemometer PMO2 (member of the WSG, WRR- factor: 0.998623 from the last international Pyrhemometer Comparison, NPC-2019) and from the diffuse radiation as measured with a continuous disk shaded pyranometer Kipp & Zonen CM22 SN 020059 (ventilated with heated air).

SENSITIVITY 10.27 µV/(W/m²) at normal incidence on horizontal pyranometer
UNCERTAINTY 0.14 µV/(W/m²) = 1.39 %

Justification of total instrument calibration uncertainty

The combined uncertainty of the result of the calibration is the positive "root sum square" of the following components.

1. The expanded uncertainty due to random effects and instrumental errors during the calibration of the reference CMP 21 is ±0.11/8.75 = ±1.26% (k=2). See traceability text.
2. The expanded uncertainty of the transfer procedure (calibration by comparison) is estimated to be ±0.5% (k=2).
3. The estimated uncertainty of the WRR relative to SI: ±0.3% (k=2).

The expanded uncertainty is: $\sqrt{(1.26\%^2 + 0.5\%^2 + 0.3\%^2)} = \pm 1.39\%$ (k=2).

The resistance measurement uncertainties are due to the PXI 4065 uncertainty in the 100 Ω range: 150ppm of range (=15mΩ) the cable resistance (estimated 0.1 Ω) and due to the electrothermal effect the measurement current in the thermal detector of the pyranometer. This was found to be a resistance error of 1.5 Ω, which results in a total resistance uncertainty of $\sqrt{(0.015^2 + 0.1^2 + 1.5^2)} = 1.5 \Omega$ or 5%.

The PXI 4065 is calibrated by National Instruments Hungary, on 7 november 2018 at a temperature of 22.7 °C, under ISO 17025:2005 accreditation. This calibration is traceable to NIST and/or other National Measurement Institutes (NMI's).

The reported expanded uncertainty is based on the standard uncertainty of the measurement multiplied by a coverage factor k, such that the coverage probability corresponds to approximately 95%. The standard uncertainty has been determined in accordance with EA 04/2.

Notice

The calibration certificate supplied with the instrument is valid at the date of first use. Even though the calibration certificate is dated relative to manufacture, or recalibration, the instrument does not undergo any sensitivity changes when kept in the original packing.

* from October 2018 the classification conforms to ISO 9060:2018. Instruments issued before that date conform to ISO 9060:1990.

RvA is member of the European Co-operation for Accreditation (EA) and is one of the signatories to the EA Multilateral Agreement (MLA) and to the ILAC Mutual Recognition Arrangement (MRA) for the mutual recognition of calibration certificates.

Reproduction of the complete certificate is allowed. Parts of the certificate may only be produced with written approval of the calibration laboratory.

This certificate is issued provided that the Raad voor Accreditatie does not assume any liability.

Page: 2 of 2

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDE33HAN33



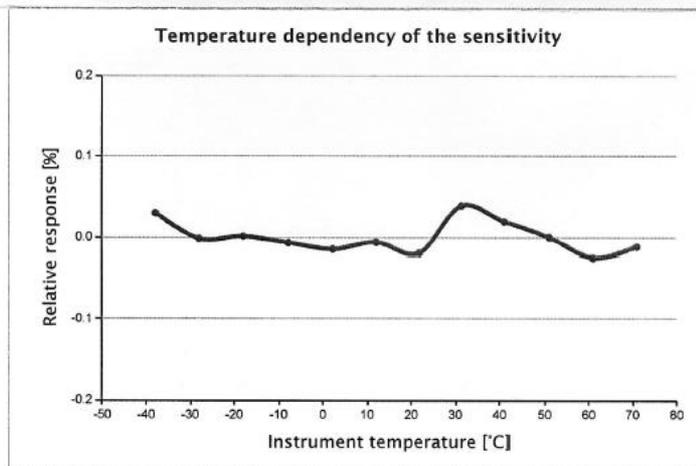
Meteorology Division of OTT HydroMet

Kipp & Zonen B.V. | Delftechpark 36 | 2628 XH Delft | The Netherlands | +31 15 2755 210 | info@kippzonen.com | www.kippzonen.com

MEASUREMENT REPORT PYRANOMETER

Routine measurement of temperature dependency during final inspection

PYRANOMETER TYPE	SMP10-A
SERIAL NUMBER	209017
DATE OF MEASUREMENT	27 March 2020
PERFORMED BY	F. de Wit
PROCEDURE	<p>The pyranometer is mounted inside the climate chamber and illuminated with a white light source under normal incidence. A CMP22 pyranometer outside the chamber is used to monitor the lamp stability.</p> <p>The pyranometer is tested over a temperature range from 70 °C down to -40 °C in steps of 10 °C. The relative temperature dependency is plotted below.</p> <p>The measurement uncertainty of this characterisation is $\pm 0.1\%$ ($k=2$).</p>



Instrument temperature [°C]	Relative response [%]
-38	0.03
-28	0.00
-18	0.00
-8	-0.01
2	-0.01
12	-0.01
22	-0.02
31	0.04
41	0.02
51	0.00
61	-0.02
71	-0.01

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMC

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0255 2482 48
BIC: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416200
BIC: DEUTDEBB101



Meteorology Division of OTT HydroMet

Kipp & Zonen B.V. | Delftechpark 36 | 2628 XH Delft | The Netherlands | +31 15 2755 210 | info@kippzonen.com | www.kippzonen.com

MEASUREMENT REPORT PYRANOMETER

Routine measurement of directional error during final inspection

Mean cosine error of each new pyranometer type SMP 10 is measured by a simple routine.

Routine:

The pyranometerbase is placed against the vertical turntable of a goniometer in the parallel (0,5°) beam of a sunsimulator.
Voltage output U(z) is measured for beam incidence (zenith) angles of 0°, 40°, 60°, 70° and 80° coming in over azimuth south (cable pointing to North).
Next the pyranometer output U(-z) is measured for incidence angles of -80°, -70°, -60°, -40° and 0° consequently for azimuth south. The dark signal is measured at the beginning of the routine in the middle and at the end. For each beam incident angle the dark signal is interpolated.

During the SMP 10 measurement cycle, a check is done on the azimuth error at 40° and 70° by measuring voltages for azimuth-directions S, E, N and W. Also at -70° and -40° this azimuth error is measured and the mean of both azimuth measurements cancels out the eventual error in the 0° position.

With the extended procedure at both 40° and -40° and 70° and -70° the specific cosine error for 8 azimuth directions (40° S, W, N and E and 70° E, N, W, S) can be calculated according to formula 1 and verified whether it is within ± 10 W/m².

The applied formula for the relative cosine error is:

$$\frac{\left(\frac{U(z) + U(-z)}{2} - \text{zero}(z) \right)}{\left(\frac{U(0^\circ) + U(0^\circ)}{2} - \text{zero}(z) \right) \cdot \cos(z)} \cdot 100\% \quad \text{Formula 1.}$$

U(0°) Pyranometer output voltage for normal incidence
U(z) Pyranometer output voltage for angles (z)
Zero(z) Dark signal for angles

Relative cosine error at zenith angle in %

Zenith angle	South	East	North	West
40	-0.17	-0.14	0.07	-0.42
60	-0.05			
70	0.37	-0.60	-0.40	-0.01
80	0.65			

Absolute cosine error for 1000 W/m² beam radiation in W/m²

Zenith angle	South	East	North	West
40	-1.34	-1.05	0.54	-3.25
60	-0.25			
70	1.26	-2.06	-1.36	-0.04
80	1.14			

PYRANOMETER MODEL: SMP 10

SERIAL NUMBER: 209017

Kipp & Zonen B.V.
Trade name: OTT HydroMet
Company registered in Delft

Trade register no.: 27239004
VAT no.: NL0055.74.857.B.01
Member of HMEI

EUR payments
Deutsche Bank AG
IBAN: NL70 DEUT 0265 2482 48
BIC: DEUT33HAN

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000016211620
BIC: DEUTDE33HAN



6.3 Listado de cargas de SS.AA.

SPACE RESERVED FOR STAMP				
REVISION	0	FC	04.11.2020	FINAL REVISION
	D	FC	14.10.2020	SECOND REVISION
	C	FC	27.04.2020	FIRST REVISION
	B	FC	04.02.2020	FIRST SUBMISSION
	REV	NAME	DATE	NOTE
COSTUMER:				
AR RIO ESCONDIDO SPA				
PROJECT :				
145MWAC SOLAR POWER PLANT AT RIO ESCONDIDO, CHILE				
CONSULTANT:				
IM3				 <input checked="" type="checkbox"/> Sin Observaciones <input type="checkbox"/> Con Observaciones Menores <input type="checkbox"/> Con Observaciones Mayores (Design & As-built) Emitido por Control Documental Fecha: 17/11/2020
CONTRACTOR:				
STERLING & WILSON SOLAR PRIVATE LIMITED  AGENCIA EN CHILE				
SIZE	Dimension: A4			DOCUMENT TITLE:
	NAME	DATE	SIG	
PREPARED:	FC	04-Nov-20		
DRAWED:	FC	04-Nov-20		
REVISED:	DBT/DPT	04-Nov-20		
APROVADED:	SRT	04-Nov-20		
DOCUMENT CODE:				CL30-12610-CAL-EL-SWI-3912
CONTRACT NUMBER:				
SWS/MRP/Substation/001 R00				
Sub Supplier / Consultant				
CAD REF:				
		REV.	PAGE	TOTAL PAGE
		0	1	5



LEGEND

1	LOAD TAG			
2	LOAD DESCRIPTION			
3	LOAD TYPE			
	BC	Battery charger	3	
	RT	Grounding resistor	3	
	HT	Heater		
	IN	Inverter		
	QL	Lighting panel	10	
	MO	Electric motor		
	MV	Motor operated valve		
	PN	Static load		
	PR	Power socket		
	QB	LV switchboard		
	QC	DC switchboard		
	QM	MV switchgear		
	TR	Power transformer		
4	TYPE OF SERVICE			
	Presurization system		3	0,8
	CS	Continuous service		
	DS	Discontinuous service		
	IN	Intermittent service		
	R	Spare or Standby		
5	PHASES	PHASES		
	3F	Three phase		
	3F+N	Three phase + neutral		
	DC	Direct current		
	RATED DATA OF LOAD / MOTOR			
6	Intruder alarm	Rated voltage	1	0,8
7	Pn	Rated power		
8	cosφ	Power factor		
9	η	Efficiency		
10	In	Rated current		
	In			
11	I _s	Inrush current		
	LOAD DIVERSITY			
12	t	Load time		
	In the absence of specific indications, the following factors are considered:			
	t = 24 h	Continuous service loads		
	t = 8 h	Discontinuous service loads		
	t = 1 h	Intermittent service loads		
13	k _D	Diversity factor		
	In the absence of specific indications, the following factors are considered:			
	k _D = 1,0	motor in service		
	k _D = 0,0	spare or standby		
	k _D = 0,1	motor operated valve		
21	Gensiet			
22	FEEDING BUSBAR			
23	FEEDER			
24	NOTE			



TAG	DESCRIPTION	LOAD TYPE	TYPE OF SERVICE	PHASES	RATED DATA OF LOAD / MOTOR							LOAD DIVERSITY			CONSUMER LOAD				CONFIGURATION		NOTE
					Un (V)	Pn (kW)	cosφ (pu)	η (pu)	In (A)	Is (x In)	t (h)	Is (pu)	PI (kW)	QI (kvar)	SI (kVA)	Normal operation	GenSet				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	18	21a	24			
AC LOAD LIST																					
	Battery Charger 1 (380V ac/110V dc)	BC	CS	3F	380	12,0	0,85	100%	21,4		24,00	0,80	9,60	5,95	11,29	1	1				
	Battery Charger 2 (380V ac/110V dc)	BC	CS	3F	380	12,0	0,85	100%	21,4		24,00	0,50	6,00	3,72	7,06	1	1				
	Indoor Lighting Board	QL	DS	3F+N	380	3,0	0,85	100%	5,4		24,00	0,50	1,50	0,93	1,76	1	1				
	Outdoor Lighting Board	QL	DS	3F+N	380	3,0	0,85	100%	5,4		24,00	0,50	1,5	0,9	1,8	1	1				
	UPS Board (UPS O&M, SCADA, SAS, HMI, Printer, Computer etc)	PN	CS	3F+N	380	16,0	0,80	100%	30,4		24,00	0,95	15,2	11,4	19,0	1	1				
	SAS/SCADA	PN	CS	FN	220	0,2	0,90	100%	1,0		24,00	1,00	0,2	0,1	0,2	1	1				
	CCTV System PV Plant	PN	CS	FN	220	10,0	0,90	100%	50,5		24,00	1,00	10,00	4,84	11,11	1	1				
	Fire Detection System Panel (FM200)	PN	CS	FN	220	1,0	0,90	100%	5,1		24,00	1,00	1,0	0,5	1,1	1	1				
	Telecommunication	PN	CS	FN	220	0,2	0,90	100%	1,0		24,00	1,00	0,20	0,10	0,22	1	1				
	Aux DB (Water Pump, AC)	MO	DS	3F+N	380	31,0	0,80	100%	58,9		8,00	0,25	7,8	5,8	9,7	1	1				
	Ventilation/Exhaus Loads Toilets	MO	DS	FN	220	0,5	0,80	100%	2,8		1,00	0,50	0,3	0,2	0,3	1	1				
	Ventilation/Exhaust Loads MV Switchgear Room	MO	DS	FN	220	0,5	0,80	100%	2,8		8,00	0,50	0,3	0,2	0,3	1	1				
	Ventilation/Exhaus Loads Toilets	MO	DS	FN	220	0,5	0,80	100%	2,8		8,00	0,50	0,3	0,2	0,3	1	1				
	Ventilation/Exhaus Loads Store Room	MO	DS	FN	220	0,5	0,80	100%	2,8		8,00	0,50	0,3	0,2	0,3	1	1				
	Aux (Ventilation/Exhaus loads of DG set enclosure)	PN	DS	3F+N	380	3,0	0,80	100%	5,7		24,00	1,00	3,0	2,3	3,8	1	1				
	Air Conditioning Boards	MO	DS	3F+N	380	30,0	0,80	100%	57,0		12,00	0,20	6,0	4,5	7,5	1	1				
	AC Supply OLC	PN	CS	3F+N	380	3,0	0,80	100%	5,7		24,00	0,50	1,5	1,1	1,9	1	1				
	Presurization system	QL	CS	3F+N	380	3,0	0,80	100%	5,7		24,00	0,80	2,4	1,8	3,0	1	1				
	Heating - Junctions boxes CT and PT	HT	DS	FN	220	1,0	0,80	100%	5,7		24,00	1,00	1,0	0,8	1,25	1					
	Heating - Lighting - Plug substation equipment	PN	DS	FN	220	2,0	0,80	100%	11,4		24,00	1,00	2,0	1,5	2,50	1					
	Transformer - auxiliary	MO	DS	3F+N	380	10,0	0,80	100%	19,0		24,00	0,70	7,0	5,3	8,75	1					
	Transformer Oil collector - Sump pump	MO	DS	3F	380	3,0	0,80	100%	5,7		24,00	0,50	1,5	1,1	1,88	1					
	33 kV boards - auxiliary	PN	CS	FN	220	1,0	0,80	100%	5,7		24,00	1,00	1,0	0,8	1,25	1					
	Boards scada room - auxiliary	PN	CS	FN	220	2,0	0,80	100%	11,4		24,00	1,00	2,0	1,5	2,50	1					



TAG	DESCRIPTION	LOAD TYPE	TYPE OF SERVICE	PHASES	RATED DATA OF LOAD / MOTOR								LOAD DIVERSITY			CONSUMER LOAD				CONFIGURATION		NOTE
					Un (V)	Pn (kW)	cosp	η	In (A)	Is (xIn)	t (h)	ko	PI (kW)	Qj (kvar)	SI (kVA)	Normal operation	Genet					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	18	21a	34				
	Boards aux room - auxiliary	PN	CS	FN	220	1,0	0,80	100%	5,7		24,00	1,00	1,0	0,8	1,25	1						
	Changing room	PN	DS	FN	220	1,5	0,80	100%	8,5		24,00	0,50	0,8	0,6	0,94	1						
	Store room	PN	CS	3F+N	380	3,0	0,85	100%	5,4		24,00	0,50	1,5	0,9	1,76	1						
	Power plugs - external area	PR	DS	3F+N	380	30,0	0,80	100%	57,0		24,00	0,16	4,8	3,6	6,00	1						
	Power plugs board	PR	DS	3F+N	380	30,0	0,80	100%	57,0		24,00	0,16	4,8	3,6	6,00	1						
	Intruder alarm	PN	CS	FN	220	0,5	0,80	100%	2,8		24,00	1,00	0,5	0,4	0,63	1	1					
	Spare		R	3F+N	380																	
	Spare		R	3F+N	380																	
	Spare		R	3F+N	380																	
	Spare		R	FN	220																	
	Spare		R	FN	220																	
	Spare		R	FN	220																	
	Spare		R	FN	220																	
	Spare		R	FN	220																	

CALCULATED (1)		
Normal operation	kW	95
Genet standby	kW	67
	kvar	65
	kVA	119
	kVA	81



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.