ESTUDIOS ELECTRICOS

Empresa: Sonnedix

País: Chile

Proyecto: Parque Fotovoltaico Atacama Solar II

Descripción: Informe de Potencia Máxima

Código de Proyecto: EE-2019-211

Código de Informe: EE-EN-2021-0578

Revisión: A

sonnedix

1 de abril de 2021

Este documento EE-EN-2021-0578-RA fue preparado para Sonnedix por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Jaime Prieto
Departamento de Ensayos
jaime.prieto@estudios-electricos.com

Ing. Andrés Capalbo
Coordinador Dpto. Ensayos
andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani
Gerente de Ensayos
pablo.rifrani@estudios-electricos.com

www.estudios-electricos.com

Este documento contiene 30 páginas y ha sido guardado por última vez el 01/04/2021 por César Colignon, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	1/04/2021	Para presentar.	JP	AC	PR

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

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

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 14
3.4 Datos de los transformadores de bloque 16
3.5 Datos de los transformadores de poder 17
4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA 18
4.1 Descripción del ensayo 18
4.2 Cálculos realizados y resultados 19
5 CONCLUSIONES 24
6 ANEXOS 25
6.1 Certificado de calibración de medidor de energía 25
6.2 Certificado de calibración del piranómetro 26

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Atacama Solar II de acuerdo con lo establecido en el "Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras", cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

El Parque Fotovoltaico Atacama Solar II se ubica en la región de Tarapacá, está emplazado al poniente de la localidad de Pica, y tiene una potencia bruta instalada de 174.24 MW. El parque se vincula al SEN mediante dos transformadores de 220/33 kV a la S/E Matilla 220 kV, la que a su vez se conecta a la S/E Lagunas 220 kV.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	***Fecha de ensayo***
Ing. César Colignon	20/03/2021

1.2 Medidores utilizados

Denominación	***Marca***	***Modelo***	***Precisión***	***Calibración***
Analizador de energía	Janitza	UMG 510	±0.1%	Ver Anexo 6.1
Piranómetro	Kipp & Zonen	SMP10	1.39%	Ver Anexo 6.2

Tabla 1-1 – Equipos utilizados

Además de lo mostrado en la Tabla 1-1, se utilizaron datos adquiridos mediante el SCADA de la central la cual cuenta con una tasa de muestreo de 1 min.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

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:

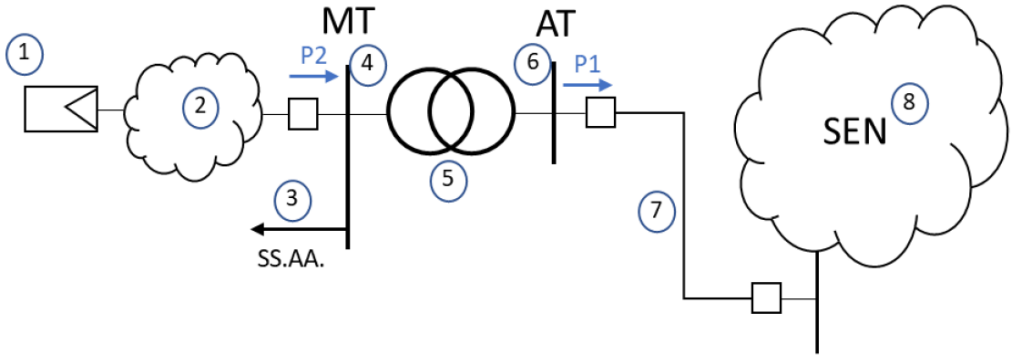


Figura 1-1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

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)**.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

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] (ver número "5" en Figura 1-1).
- ✓ **SS.AA.:** Servicios Auxiliares del parque [kW] (ver número "3" en Figura 1-1).
- ✓ **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,sc:** Potencia neta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,sc:** Potencia bruta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,ir:** Potencia bruta corregida por irradiancia.
- ✓ **STC:** Standard Test Conditions.
- ✓ **NOCT:** Nominal Operative Cell Temperature.

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

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.

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico Atacama Solar II está constituido por 24 centros de transformación, los cuales cuentan con 2 inversores y 2 transformadores cada uno.

Cada inversor operando a 660 V de tensión nominal, totaliza una potencia de 174.24 MW, de la cual se declaran 150 MW debido al límite impuesto por el PPC.

Las características generales de operación a nivel PPC se aprecia en la Tabla 3-1.

Datos de planta	
Punto de conexión (POI)	Paño J10 S/E Lagunas
Potencia desde el PPC	150 MW como referencia máxima de potencia activa desde el PPC
	5 MW como referencia mínima de potencia activa desde el PPC
Inversores	48 inversores Power Electronics Freesun HEMK 660VAC FS3300K
Paneles solares	30 paneles por string. Marca Jinko Solar, modelo JKM345M-72-V

Tabla 3-1 Características generales de planta según documentación

3.1 Unifilar de planta

La red interna de media tensión (MT) del parque se encuentra compuesta de 24 centros de transformación, cada una de las cuales cuenta con 2 inversores y 2 transformadores de bloque (de relación 33/0.66 kV). A la barra de MT de 33 kV llegan 8 alimentadores, cada alimentador se obtiene de la unión de 3 centros de transformación lo cual resulta en 21.78 MW por cada alimentador.

El detalle de la distribución de los centros de transformación e inversores en los alimentadores y su acometida en la S/E de salida del parque se muestra en la Figura 3-1, Figura 3-2, Figura 3-3 y Figura 3-4.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

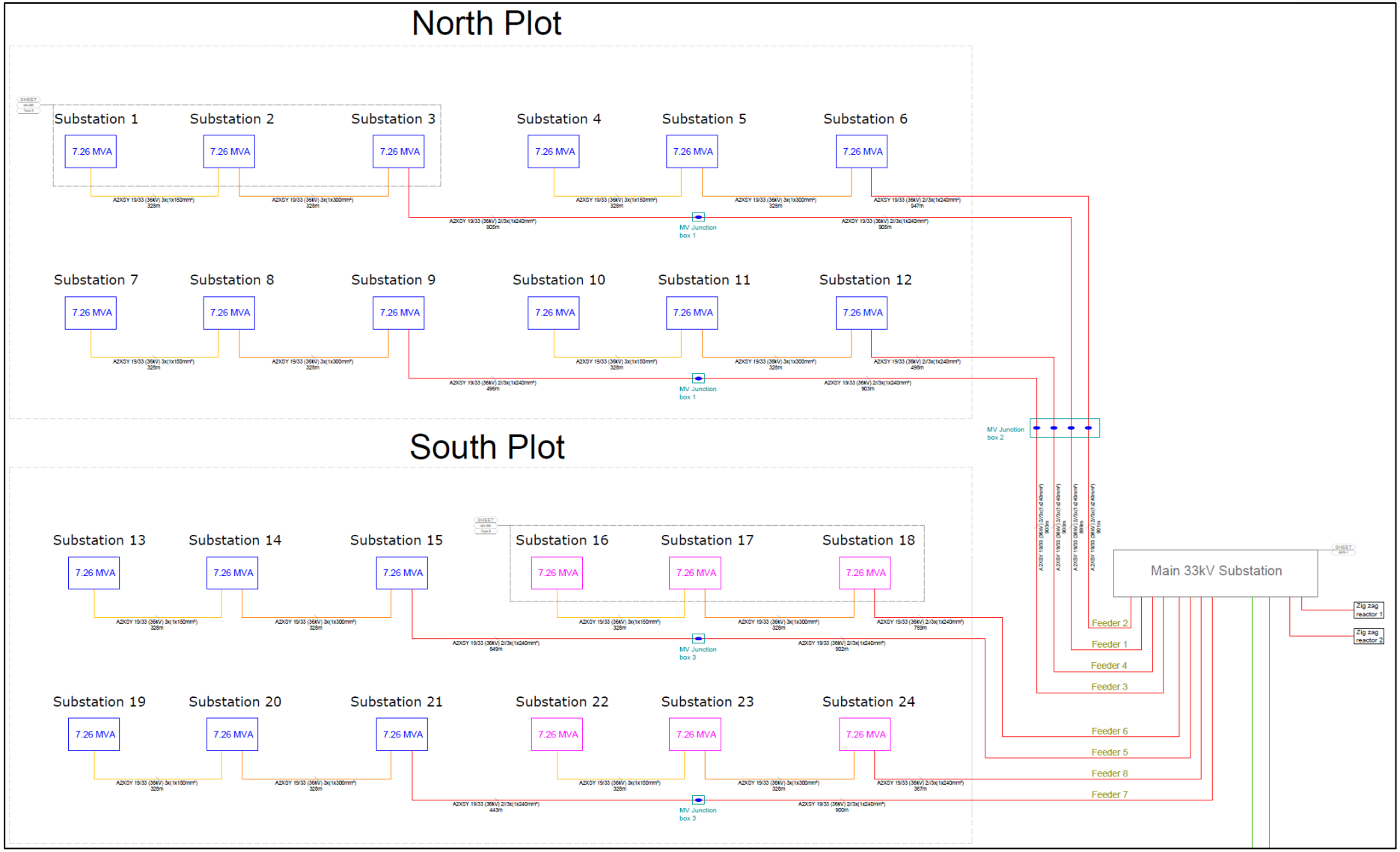


Figura 3-1 – Diagrama unifilar de media tensión - Parque Fotovoltaico Atacama Solar II.

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

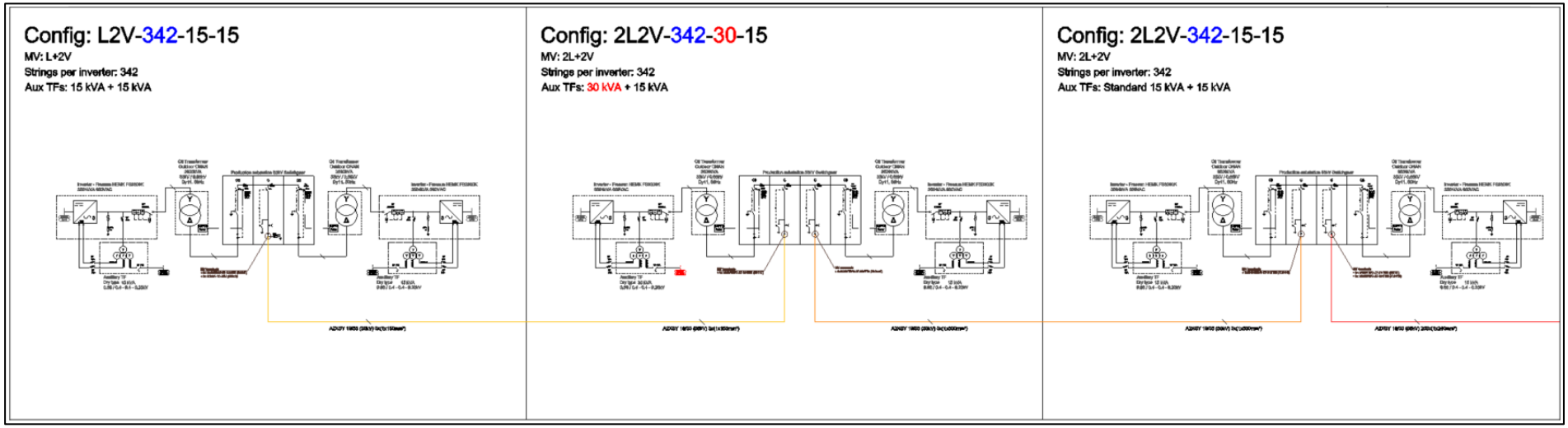


Figura 3-2 - Configuración de alimentadores 1, 2, 3, 4, 5 y 7. Cada inversor es alimentado por 342 strings.

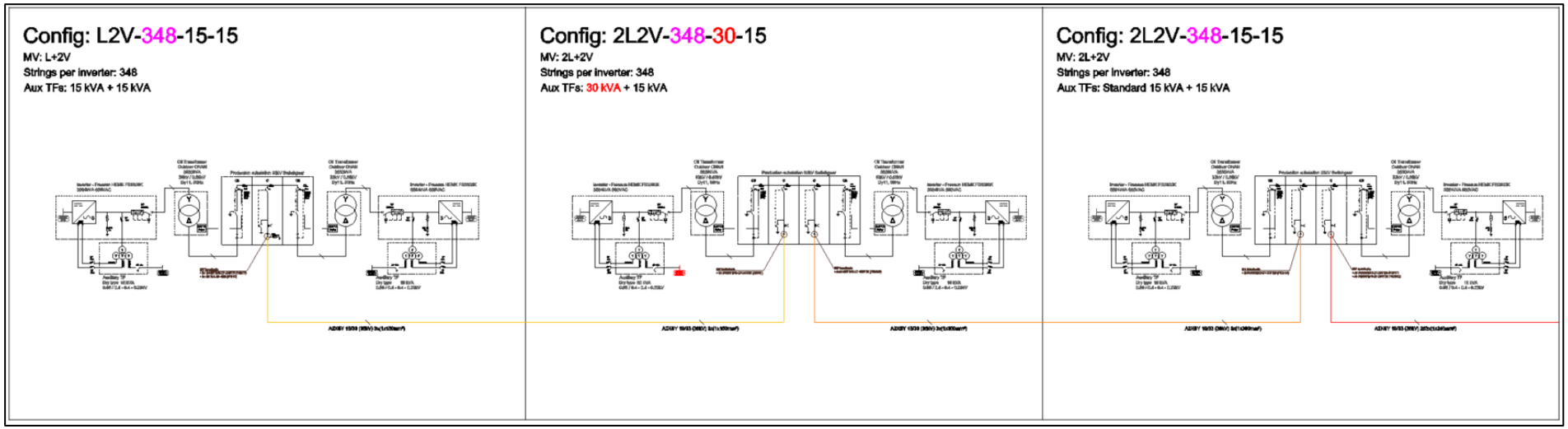


Figura 3-3 - Configuración de alimentadores 6 y 8. Cada inversor es alimentado por 348 strings.

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

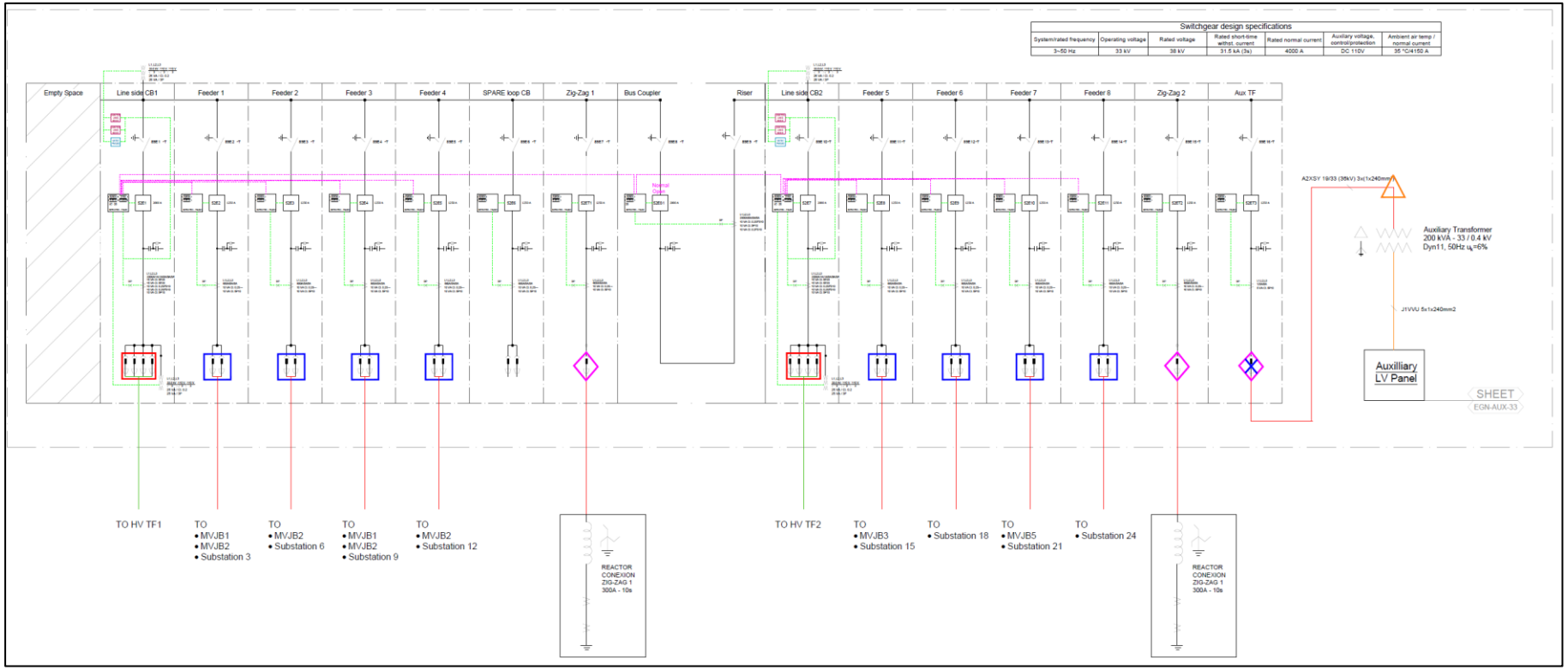


Figura 3-4 - S/E de salida del parque.

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

3.2 Datos de los paneles solares

Cada centro de transformación cuenta con 30 módulos por string, marca Jinko Solar, modelo JKM345M-72-V de 345 W cada uno. Sus características se presentan en la Figura 3-5 y Figura 3-6.

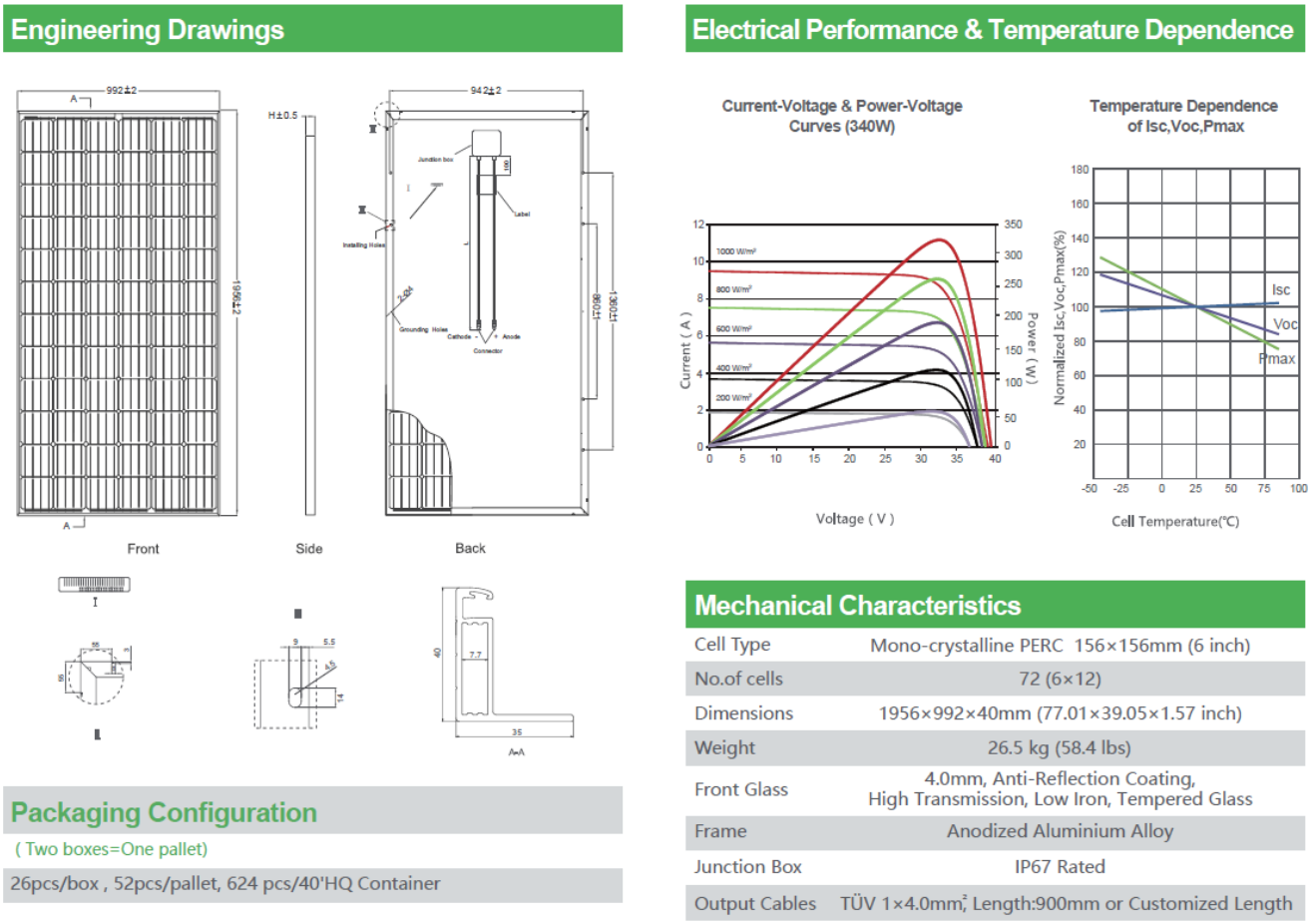


Figura 3-5 – Datos de paneles Jinko Solar

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM340M-72-V		JKM345M-72-V		JKM350M-72-V		JKM355M-72-V		JKM360M-72-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	340Wp	254Wp	345Wp	258Wp	350Wp	262Wp	355Wp	266Wp	360Wp	270Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	38.7V	36.8V	38.9V	37.0V	39.1V	37.2V	39.3V	37.5V	39.5V	37.7V
Maximum Power Current (Imp)	8.79A	6.89A	8.87A	6.98A	8.94A	7.05A	9.04A	7.09A	9.12A	7.17A
Open-circuit Voltage (Voc)	47.1V	45.5V	47.3V	45.8V	47.5V	46.0V	47.8V	46.2V	48.0V	46.5V
Short-circuit Current (Isc)	9.24A	7.33A	9.31A	7.38A	9.38A	7.46A	9.45A	7.54A	9.51A	7.61A
Module Efficiency STC (%)	17.52%		17.78%		18.01%		18.31%		18.57%	
Operating Temperature(℃)	-40℃~+85℃									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	15A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.39%/℃									
Temperature coefficients of Voc	-0.29%/℃									
Temperature coefficients of Isc	0.05%/℃									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2℃									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

Figura 3-6 – Datos de paneles Jinko Solar modelo JMK345M-72-V (continuación)

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Atacama Solar II cuenta con 48 inversores marca Power Electronics, modelo Freesun HEMK 660VAC FS3300K. Los mismos poseen una potencia activa nominal de 3300 kVA @ 50 °C / 3630 kVA @25 °C cada uno, y sus principales características se muestran en la Figura 3-7.

		660V	
		FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE		FS2200K	FS3300K
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C[1]	2200	3300
	AC Output Power(kVA/kW) @25°C[1]	2420	3630
	Max. AC Output Current (A) @25°C	2120	3175
	Operating Grid Voltage(VAC)[2]	660V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi)[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
INPUT	MPPt @full power (VDC)	934V-1310V	
	Maximum DC voltage	1500V	
	Number of inputs[2]	Up to 36	
	Number of MPPts	Up to 4	Up to 6
	Max. DC continuous current (A)	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A)	4000	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Max. Efficiency PAC, nom (η)	98.5% (preliminary)	
	Max. Power Consumption (KVA)	8	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	9 x 6.5 x 7	12 x 6.5 x 7
	Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA3R - IP54 / IP65 available	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C[4] to +60°C / >50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level [5]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Interface	Graphic Display	
	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-01, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2017	
	Utility interconnect	UL 1741SA-Sept. 2016 / IEEE 1547.1-2005	

NOTES
[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves.
[2] Depending on the project configuration.
[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA)^2-P(kW)^2)}$.
[4] Heating resistors kit option below -20°C.
[5] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

Figura 3-7 – Datos de inversores

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

Los inversores poseen una curva de capacidad de la forma mostrada en la Figura 3-8.

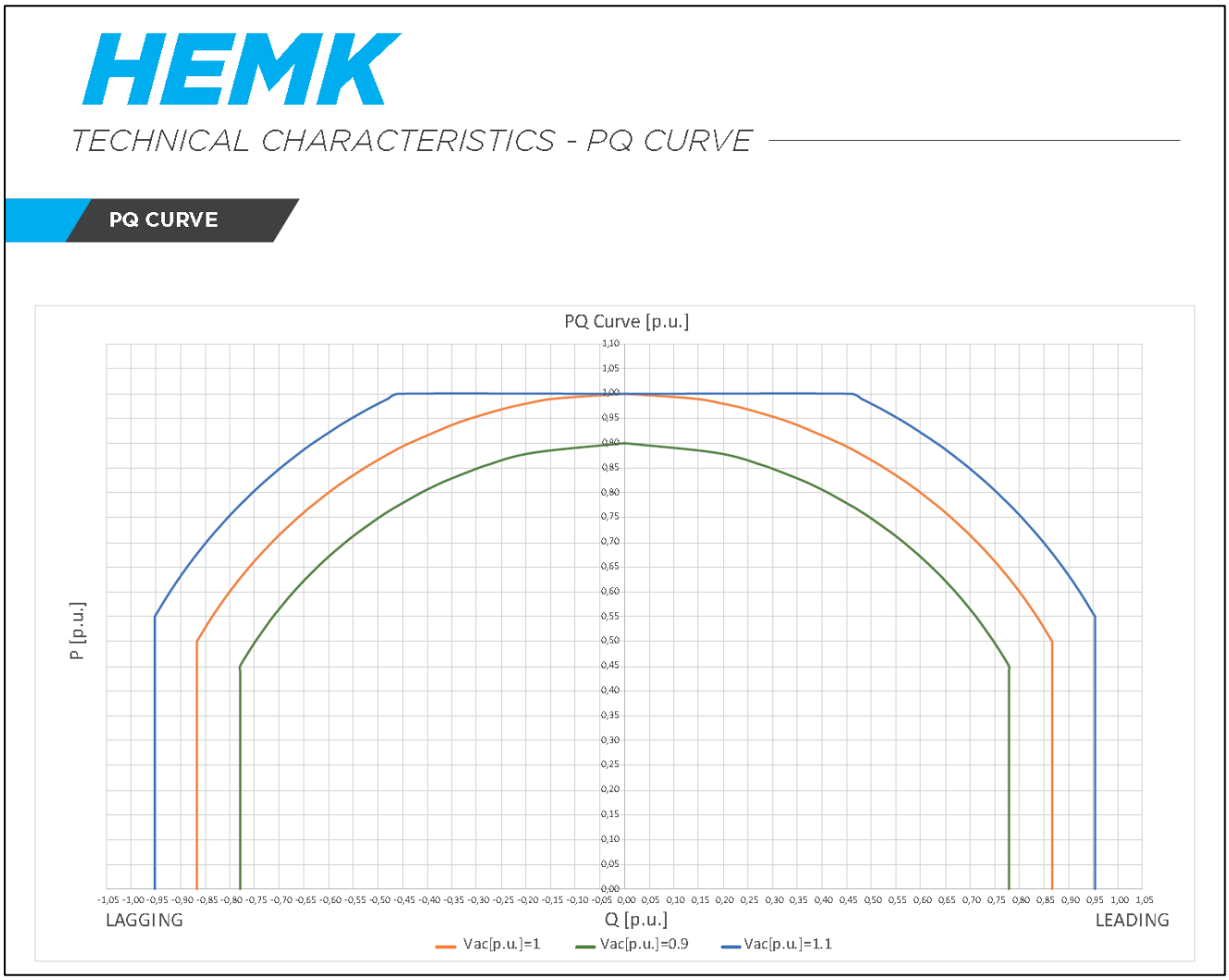


Figura 3-8 – Curva de capacidad del inversor

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

3.4 Datos de los transformadores de bloque

Cada transformador de bloque, de potencia nominal 3.63 MVA, cuenta con un devanado de baja tensión de 660V y un arrollamiento de alta tensión de 33 kV.

La placa característica de los mismos se muestra en la Figura 3-9.

ELTAS
Transformatör Sanayi ve Ticaret A.Ş.

16.07.2019

General Specifications			
Transformer type		Oil immersed, Hermetically sealed	
Installation			Outdoor
Applicable standards			IEC 60076-1
Rated power	(ONAN)	kVA	3630
High voltage		V	33000
High voltage tappings (no load)		%	± 2 x 2,5
Low voltage (no load)		V	660
High voltage insulation level	(U m / U AC / U LI)	kV	36 / 70 / 170
Low voltage insulation level	(U m / U AC / U LI)	kV	1,1 / 3 / --
Frequency		Hz	50
Vector group			Dy11
Number of phases			3
Max. ambient temperature		ºC	40
Max. temperature rise (winding / oil)		ºC	65 / 60
Max. ambient temperature	For 3993 kVA	ºC	30
Max. altitude above sea level		m	1050
Permissible short circuit duration		s	2
Guaranteed Values			
Impedance voltage(75ºC)	±10 % tolerance	%	7
No load losses	+15 % tolerans	W	3400
Load losses(75ºC)	+15 % tolerans	W	30000
Efficiency		%	99,09
Inrush Current		pu	<5,5
Structural Specifications			
High voltage winding conductor material			Al
Low voltage winding conductor material			Al
Oil type		Inhibited Mineral Transformer Oil	
Paintting Code			C3H RAL 5008
Dimensions and Weight			
Length / Width / Height		mm	2118 / 1670 / 1985
Total weight		kg	6860
Weight of active part		kg	3820
Weight of oil		kg	1400
Connection Terminals			
High voltage		Plug-in Bushings 36kV 400A x 3	
Low voltage		Porcelain Bushings DT 2000 A x 6	
Accessories			
Hermetic Protection Relay (DMCR)	Terminal Box		
Pressure Relief Device	Earthed Screen Between LV & HV		
Off - circuit tap changer			
Lifting lugs			
Oil filling & drain valves			

* All weights and dimensions are given approximately.
** Tolerances for the losses and impedance are according to IEC 60076-1

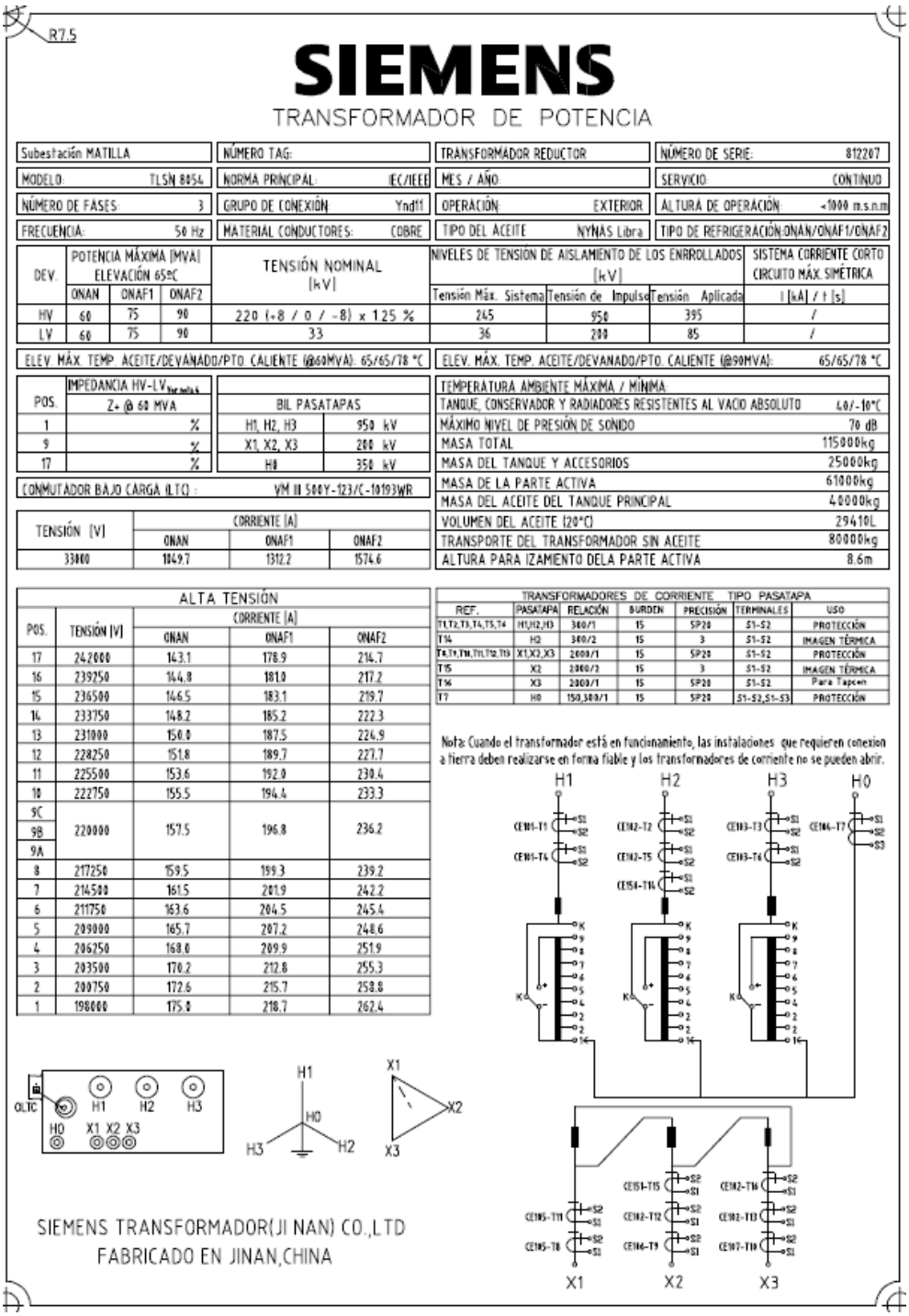
Figura 3-9 – Datos del transformador de bloque

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

3.5 Datos de los transformadores de poder

Ambos transformadores de poder son de potencia nominal 60/75/90 MVA según método de enfriamiento ONAN/ONAF1/ONAF2, cuentan con un devanado de baja tensión de 33 kV y un arrollamiento de alta tensión de 220 kV.

La placa característica de los mismos se muestra en la Figura 3-10.



R7.5

SIEMENS

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Subestación MATILLA	NÚMERO TAG:	TRANSFORMADOR REDUCTOR	NÚMERO DE SERIE: 812207
MODELO: TLSN 8054	NORMA PRINCIPAL: IEC/IEEE	MES / AÑO:	SERVICIO: CONTINUO
NÚMERO DE FASES: 3	GRUPO DE CONEXIÓN: Yndf11	OPERACIÓN: EXTERIOR	ALTURA DE OPERACIÓN: <1000 m.s.n.m
FRECUENCIA: 50 Hz	MATERIAL CONDUCTORES: COBRE	TIPO DEL ACEITE: NYNAS Libra	TIPO DE REFRIGERACIÓN:ONAN/ONAF1/ONAF2

DEV.	POTENCIA MÁXIMA [MVA] ELEVACIÓN 65ºC			TENSIÓN NOMINAL [kV]	NIVELES DE TENSION DE AISLAMIENTO DE LOS ENRROLLADOS [kV]			SISTEMA CORRIENTE CORTO CIRCUITO MÁX. SIMÉTRICA
	ONAN	ONAF1	ONAF2		Tensión Máx. Sistema	Tensión de Impulso	Tensión Aplicada	I [kA] / t [s]
HV	60	75	90	220 (+8 / 0 / -8) x 1.25 %	245	950	395	/
LV	60	75	90	33	36	200	85	/

ELEV. MÁX. TEMP. ACEITE/DEVANADO/PTO. CALIENTE (@60MVA): 65/65/78 ºC

ELEV. MÁX. TEMP. ACEITE/DEVANADO/PTO. CALIENTE (@90MVA): 65/65/78 ºC

POS.	IMPEDANCIA HV-LV Ref. 60 MVA Z+ @ 60 MVA	BIL PASATAPAS	
1	%	H1, H2, H3	950 kV
9	%	X1, X2, X3	200 kV
17	%	H0	350 kV

CONMUTADOR BAJO CARGA (LTC): VM III 500Y-123/C-10193WR

TENSIÓN [V]	CORRIENTE [A]		
	ONAN	ONAF1	ONAF2
33000	1049.7	1312.2	1574.6

TEMPERATURA AMBIENTE MÁXIMA / MÍNIMA:	
TANQUE, CONSERVADOR Y RADIADORES RESISTENTES AL VACIO ABSOLUTO	40/-10ºC
MÁXIMO NIVEL DE PRESIÓN DE SONIDO	70 dB
MASA TOTAL	115000kg
MASA DEL TANQUE Y ACCESORIOS	25000kg
MASA DE LA PARTE ACTIVA	61000kg
MASA DEL ACEITE DEL TANQUE PRINCIPAL	40000kg
VOLUMEN DEL ACEITE (20°C)	29410L
TRANSPORTE DEL TRANSFORMADOR SIN ACEITE	80000kg
ALTURA PARA IZAMIENTO DELA PARTE ACTIVA	8.6m

ALTA TENSIÓN

POS.	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [A]		
		ONAN	ONAF1	ONAF2
17	242000	143.1	178.9	214.7
16	239250	144.8	181.0	217.2
15	236500	146.5	183.1	219.7
14	233750	148.2	185.2	222.3
13	231000	150.0	187.5	224.9
12	228250	151.8	189.7	227.7
11	225500	153.6	192.0	230.4
10	222750	155.5	194.4	233.3
9C	220000	157.5	196.8	236.2
9B				
9A				
8	217250	159.5	199.3	239.2
7	214500	161.5	201.9	242.2
6	211750	163.6	204.5	245.4
5	209000	165.7	207.2	248.6
4	206250	168.0	209.9	251.9
3	203500	170.2	212.8	255.3
2	200750	172.6	215.7	258.8
1	198000	175.0	218.7	262.4

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO PASATAPA

REF.	PASATAPA	RELACIÓN	BURDEN	PRECISIÓN	TERMINALES	USO
T1,T2,T3,T4,T5,T6	H1,H2,H3	300/1	15	5P20	S1-S2	PROTECCIÓN
T14	H0	300/2	15	3	S1-S2	IMAGEN TÉRMICA
T7,T8,T9,T10,T11,T12,T13	X1,X2,X3	2000/1	15	5P20	S1-S2	PROTECCIÓN
T15	X2	2000/2	15	3	S1-S2	IMAGEN TÉRMICA
T16	X3	2000/1	15	5P20	S1-S2	Para Tapcon
T7	H0	150,300/1	15	5P20	S1-S2,S1-S3	PROTECCIÓN

Nota: Cuando el transformador está en funcionamiento, las instalaciones que requieren conexion a tierra deben realizarse en forma fiable y los transformadores de corriente no se pueden abrir.

Figura 3-10 – Datos del transformador de poder

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

4.1 Descripción del ensayo

Se utilizó un registro obtenido el día 20 de marzo de 2021. En el mismo se consignó la potencia nominal en el Power Plant Controller de modo de obtener la máxima potencia extraíble del recurso.

Las mediciones de potencia neta se realizaron mediante el equipo medidor de calidad de energía marca Janitza, modelo UMG510, instalado para este propósito en el paño J10 de la S/E Lagunas 220 kV (Punto de Interconexión) como se muestra en el detalle de la Figura 4-1.

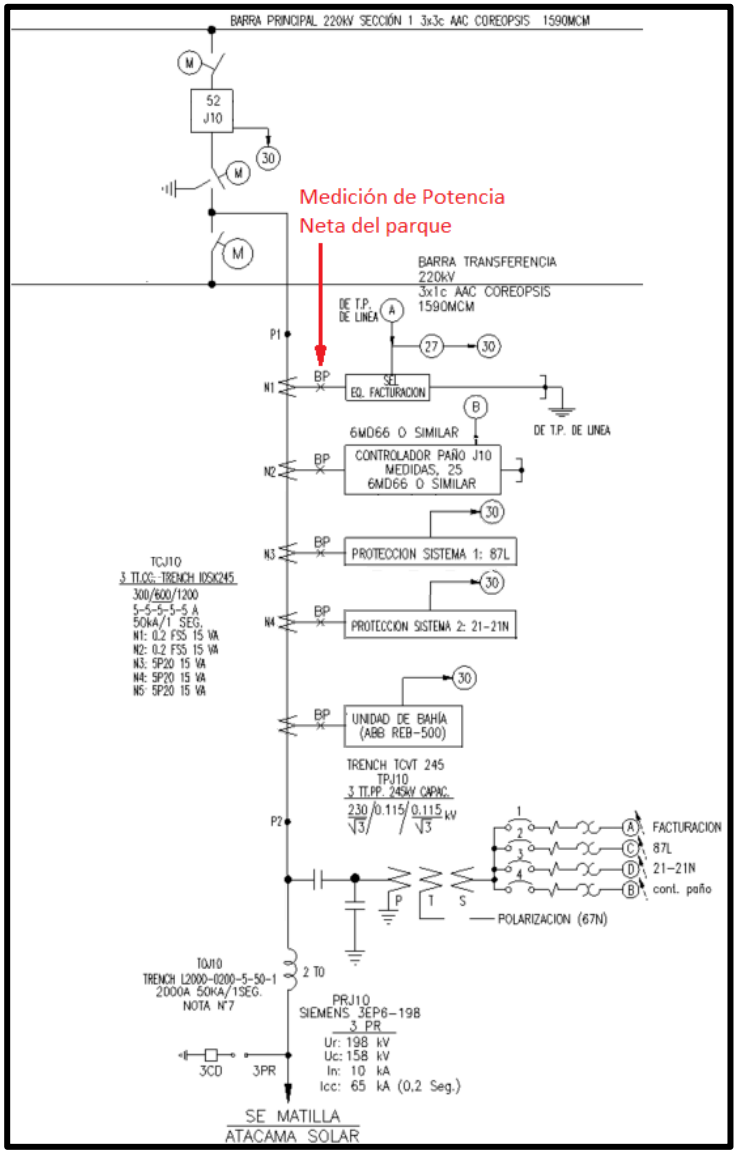


Figura 4-1 – Detalle S/E Lagunas, punto de medición de Potencia Neta del Parque.

Las otras variables adquiridas fueron la temperatura ambiente y la irradiancia. Para esta última se utilizaron los piranómetros ubicados con la orientación de los paneles solares.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

4.2 Cálculos realizados y resultados

La potencia máxima del parque debe ser determinada para condiciones nominales de irradiancia y temperatura de panel (STC), las mismas son 1000 W/m^2 y 25 ºC, respectivamente.

Las correcciones deben aplicarse sobre la potencia bruta puesto que la neta incluye, además de la de los paneles, la consumida por los servicios auxiliares y la perdida en la red de media tensión del parque.

Se presenta en la Figura 4-2 un registro de operación estable a máxima potencia entre las 13:00 y 14:00 hs:

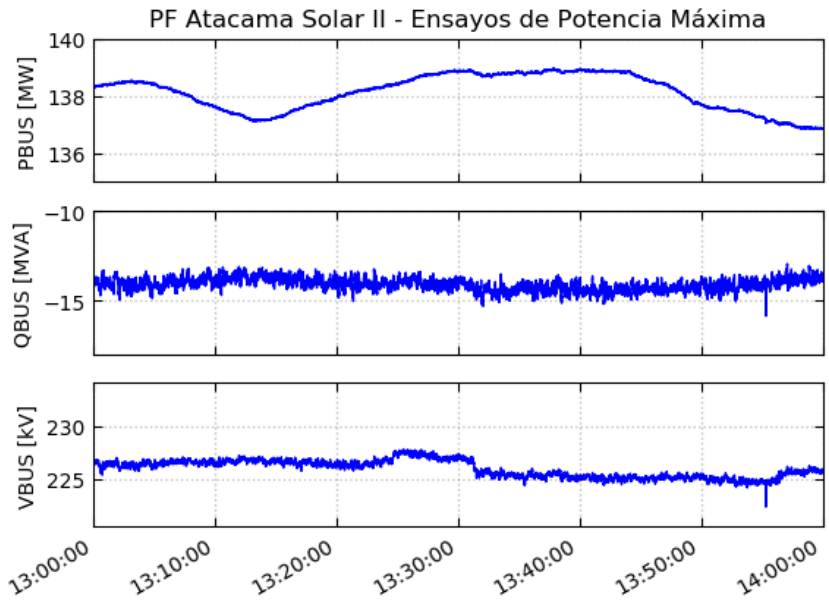


Figura 4-2 – Operación estable en condiciones de máxima carga.

En este rango de tiempo se tenían condiciones de irradiancia cercanas a la nominal de los paneles solares, como se observa en la Figura 4-3 donde se indica la zona de la curva en la cual se tomaron las mediciones.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

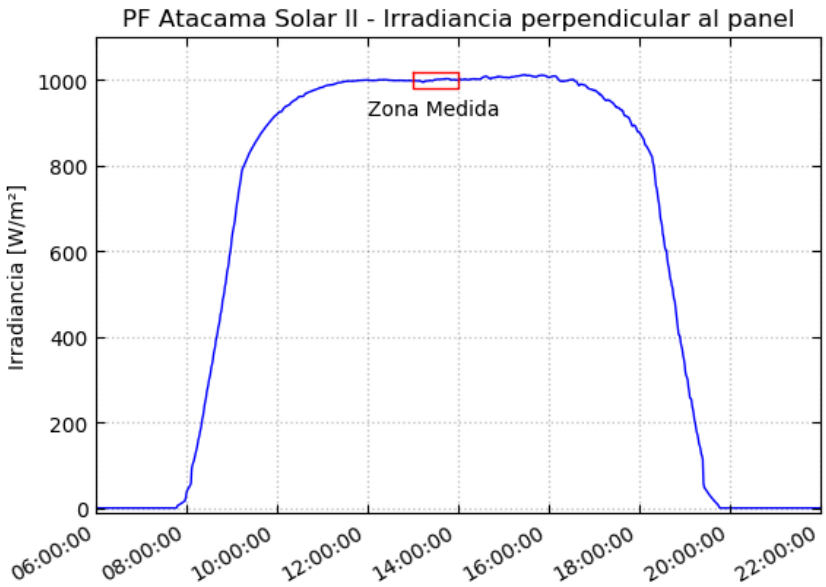


Figura 4-3 – Irradiancia durante el ensayo.

La potencia neta, la irradiancia y la temperatura ambiente registradas se muestran en la Figura 4-4, la cual corresponde a un acercamiento a la Zona Medida en la figura anterior.

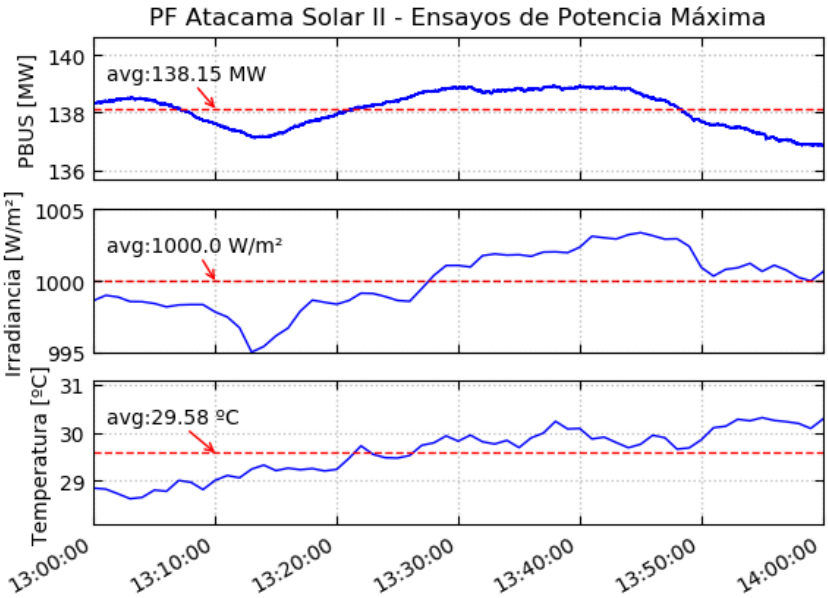


Figura 4-4 – Potencia neta, irradiancia y temperatura ambiente durante el ensayo.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

Se determinó una potencia neta sin corregir ($P_{neta,sc}$) de **138.15 MW** con una irradiancia de **1000 W/m²** y **29.58ºC** de temperatura ambiente. La misma constituye la salida de potencia del parque en la subestación Lagunas 220 kV, que como ya se dijo incluye la potencia de los inversores menos la de los servicios auxiliares, las pérdidas en la red interna, en los transformadores principales y la línea de transmisión.

Se utiliza como base el modelo completo del Parque Fotovoltaico Atacama Solar II en DIgSILENT, mostrado en la Figura 4-5, hecho y validado por Estudios Eléctricos S.A. en el informe *"EE-EN-2021-0445-RA-Informe_Validacion_PF_Atacama_Solar_II"*. El mismo contempla las pérdidas en la red, se le agrega las pérdidas en los transformadores de cada inversor, quedando por fuera (no contemplado) el consumo de los servicios auxiliares de planta.

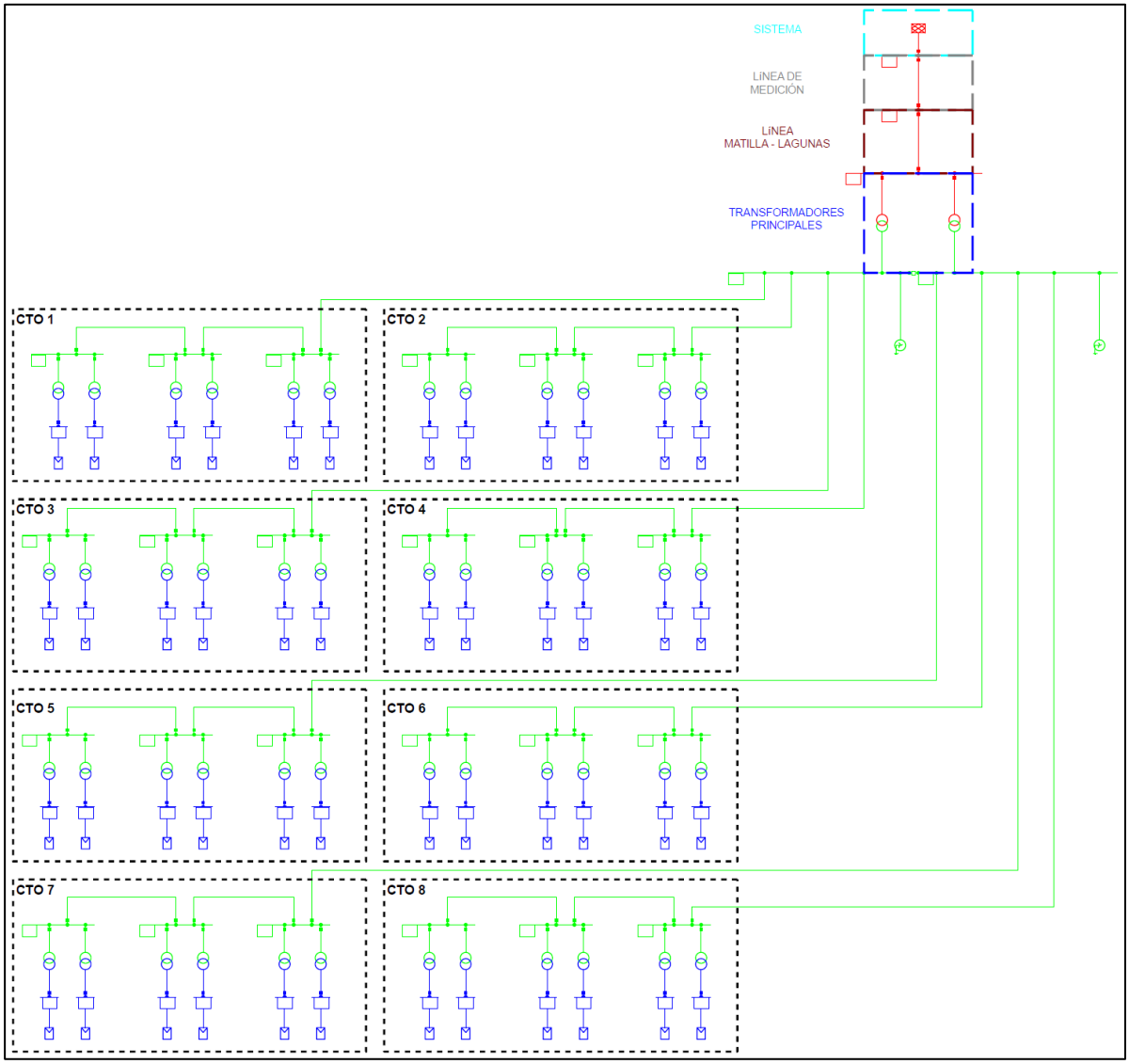


Figura 4-5 - Modelo desarrollado en DigSilent

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

Para las simulaciones se consideró el caso más restrictivo, en el cual el transformador de SSAA se encuentra con una carga del 100% de su capacidad, es decir, 200 kW.

Para determinar la potencia bruta se debe hallar la potencia generada por cada inversor, y para esto se procede a despacharlos a todos por igual de modo de conseguir la potencia neta medida en el punto de interconexión habiendo previamente agregado, al modelo antes referido, la potencia consumida por los servicios auxiliares.

Se obtiene así que la potencia de despacho de cada inversor debe ser de 2.9568MW. Por lo tanto, la potencia bruta sin corregir es:

$$P_{bruta,sc} = 2.9568\ MW/inversor * 48\ inversores\ = 141.9264\ MW$$

Dado que el valor promedio de la irradiancia medida durante el ensayo se corresponde plenamente con la irradiancia nominal de los paneles, no es necesario hacer una corrección por irradiancia.

Para hacer la corrección por temperatura, se determina en primer lugar la temperatura del panel, a partir de la medición de temperatura ambiente e irradiancia, los datos de NOCT del fabricante de los paneles (NOCT=45°C) y la expresión siguiente:

$$T_p = T_{amb} + (NOCT - 20\ ℃) * \frac{Ir}{800\frac{W}{m^2}} = 60.83\ ℃$$

La diferencia entre la temperatura de los paneles hallada y la correspondiente a las condiciones nominales (25 ℃) es de 35.83 ℃.

Utilizando el coeficiente de temperatura para P_{max} dado por el fabricante de los paneles de $C_{temp} = -0.39\ \%/℃$, y por medio de la relación $P_{bruta,ir} = P_{bruta,c} * \left(1 + C_{temp} * \Delta T\right)$ puede corregirse la potencia bruta por temperatura del siguiente modo:

$$\Rightarrow P_{bruta,c} = {}^{141.93}/_{0.86} = 165.03\ MW$$

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

Notar que el valor calculado sería alcanzable en condiciones nominales de irradiancia y temperatura.

Para obtener la potencia neta corregida ($P_{neta,c}$) se despacha en el modelo en DIgSILENT cada uno de los inversores a 3.438 MW correspondiente a dividir la $P_{bruta,c}$ en los 48 inversores por igual.

Realizando esto, se obtiene un valor de potencia neta corregida de 159.94 MW. Este sería el máximo valor teórico de potencia que el parque podría entregar al sistema en condiciones estándar (STC).

Considerando el valor de potencia comprometido en el POI de 150 MW y las perdidas por la red interna del parque, se determinó por medio de simulación que, con características estándar de temperatura e irradiancia, cada inversor tendría que inyectar una potencia de 3.218 MW, totalizando 154.46 MW de potencia bruta.

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

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 los 165.03 MW calculados, resultando en una potencia neta calculada de 159.94 MW en el POI.

Sin embargo, el valor de Potencia Neta declarado en el punto de interconexiones de 150 MW, para dicho es necesario contar con una potencia bruta de 154.46 MW.

La Tabla 5-1 resume los resultados.

Potencia		***Valor [MW]***
$P_{bruta,sc}$	Potencia Bruta Sin Corregir	138.15
$P_{bruta,c}$	Potencia Bruta Corregida (STC)	165.03
$P_{neta,c}$	Potencia Neta Corregida (STC)	159.94
$\boldsymbol{P_1 - P_{Perd} = P_{neta,declarada}}$[1]	**Potencia Neta declarada en el POI**	**150.00**
$\boldsymbol{P_2 + P_{colector} = P_{bruta,declarada}}$[1]	**Potencia Bruta Corregida para obtener Potencia Neta declarada en el POI**	**154.46**

Tabla 5-1 – Resumen de resultados obtenidos

[1] Según nomenclatura presentada en la sección 1.3.

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

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
Multímetro patrón Fluke 8845A – 6 ½ dígitos	1822003	04/07/2018

Fecha de evaluación: 05/08/20

Certificado número: EE-CI-2021-0440

Nombre Inspector: Leiss, Jorge

Firma:

Leiss

Power System Studies & Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

6.2 Certificado de calibración del piranómetro

OTT HydroMet | ilac-MRA | CALIBRATION RvA K 180 | KIPP & ZONEN 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

Joop Mes

J. Mes
(in charge of calibration facility)

F. de Wit

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

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

OTT HydroMet

ilac-MRA

CALIBRATION RvA K 180

KIPP & ZONEN

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

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 pyrheliometer PMO6 SN 0807. The PMO6 is calibrated against the World Standard Group (WSG), maintained at the WRC Davos every International Pyrheliometer 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 pyrheliometer PMO2 (member of the WSG, WRR- factor: 0.998623 from the last international Pyrheliometer 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: √(1.26%² + 0.5%² + 0.3%²) = ±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 √(0.015²+0.1²+ 1.5²) = 1.5 Ω 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.

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

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

OTT HydroMet

KIPP & ZONEN

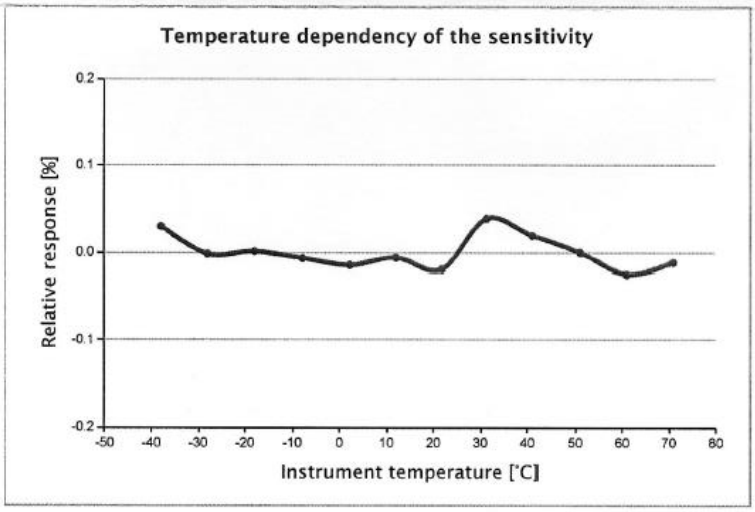
Meteorology Division of OTT HydroMet

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	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. 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. The measurement uncertainty of this characterisation is ±0.1% (k=2).



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 HMCI

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

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

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

OTT HydroMet

KIPP & ZONEN
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:

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

$$\frac{\frac{(U(z)+U(-z))}{2} - \text{zero}(z)}{\left(\frac{U(0°)+U(0°)}{2} - \text{zero}(z)\right)\cdot\cos(z)}\cdot 100\%$$

Formula 1.

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: DEUTNL2A

USD payments only
Deutsche Bank AG
IBAN: DE60100701000162416 20
BIC: DEUTDEBB101

No se autorizan copias del presente documento sin autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

No se autorizan copias del presente documento sin
autorización previa por escrito de ESTUDIOS ELECTRICOS S.A.