



**UNIVERSIDAD
DE ATACAMA**

FACULTAD TECNOLÓGICA

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍAS DE LA ENERGÍA

**SOLUCIÓN A FALLAS EN COMISIONAMIENTO INVERSOR MT 3MW
MARCA SUNGROW MODELO SG3125 HV-20, PLANTA FOTOVOLTAICA
(P.F.V.) CAMPOS DEL SOL, COMUNA DE COPIAPÓ**

ALEJANDRO ANTONIO PAZ ULLOA

OMAR ALEJANDRO ARENAS SANTIBÁÑEZ

Copiapó, Chile 2023



**UNIVERSIDAD
DE ATACAMA**

FACULTAD TECNOLÓGICA

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍAS DE LA ENERGÍA

**SOLUCIÓN A FALLAS EN COMISIONAMIENTO INVERSOR MT 3MW
MARCA SUNGROW MODELO SG3125 HV-20, PLANTA FOTOVOLTAICA
(P.F.V.) CAMPOS DEL SOL, COMUNA DE COPIAPÓ**

Trabajo de titulación presentado en conformidad a los requisitos para obtener el título
de Ingeniero de Ejecución en Electricidad

Profesor Guía: José Gómez Vega

ALEJANDRO ANTONIO PAZ ULLOA

OMAR ALEJANDRO ARENAS SANTIBÁÑEZ

Copiapó, Chile 2023

AGRADECIMIENTOS

Si bien es un proceso que exige esfuerzos personales importantes, hay quienes contribuyen, que lo hacen posible, lo facilitan, lo alientan.

Por lo tanto, finalmente es un esfuerzo conjunto, un logro que no es solo de uno, sino que de varios.

Por sobre todas las cosas agradecer a la familia que ha acompañado todo este proceso en las buenas y las no tanto, que son los que te entregan esa energía indispensable para alcanzar logros tan importantes como lo es un título universitario.

También, a la institución universitaria por medio de su cuerpo docente por ayudar, facilitar y guiar en este crucial proceso académico que finaliza.

Alejandro,

Omar.

INDICE DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	I
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
CAPITULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Síntesis de proyecto	1
1.2 Objetivo general	2
1.3 Objetivos específicos	2
1.4 Metodología	3
CAPITULO II	4
MARCO TEÓRICO	4
2.1 Equipo inversor corriente DC-AC	4
2.2 Sistema generación renovable fotovoltaico	5
2.2.1 El sistema Off-Grid	6
2.2.2 El sistema On-Grid	7
2.3 Planta fotovoltaica categoría U.P.P	7
CAPITULO III	8
OPERACIÓN GLOBAL DEL SISTEMA	8
3.1 Configuración PV Campos del Sol, integración inversor	8
CAPITULO IV	10
ARQUITECTURA DE INTEGRACIÓN INVERSOR - P.F.V.	10
4.1 Visión general inversor Sungrow 3125 HV-20	10
4.2 Diagrama circuito de conexión inversor SG3125 HV-20	11
4.3 Descripción de elementos internos del inversor	11

CAPITULO V	13
CRONOLOGÍA DE LA INTEGRACIÓN DEL INVERSOR SG3125 HV-0	13
5.1 Pasos previos para pre-comisionamiento de inversor SG3125-HV20	13
5.1.1 Inspección del contenedor (interior y exterior)	13
5.2 Etapa de Pre-Comisionamiento de inversor SG3125-HV20	16
5.3 Etapa de Comisionamiento de inversor SG3125-HV20	20
5.3.1 Validación de conexiones DC, AC y fusibles DC	20
5.3.2 Verificación de voltaje y polaridad DC	22
5.3.3 Falla polaridad invertida y voltaje negativo	22
5.4 Prueba de Open Loop	23
5.5 Energización inversor	28
5.5.1 Operación de RMU y energización del transformador MT	28
5.5.2 Puesta en marcha de inversor	28
5.5.3. Fallas durante el comisionamiento del inversor	29
5.5.3.1 Fallo Protección PDP Pro	30
5.5.3.2 Fallo del contactor	32
5.5.3.3 Corriente AC desequilibrada (Mism-Iac)	33
5.5.3.4 Sub tensión DC (Vdc-low)	33
5.5.3.5 Fallo de SPD (DC SPD FLT, AC SPD FLT)	34
5.5.3.6 Sobre tensión DC (Vdc-High)	34
5.5.3.7 Falla sobrecorriente y sobrecarga Pro (Iac-high, Overload-pro)	35
5.5.3.8 Corriente desequilibrada 3 (current3 Unbalanced)	36
5.5.3.9 Anomalía del interruptor DC (DC Break flt)	36
5.5.3.10 Anomalía del interruptor AC (AC Break flt)	37
5.5.4 Descarga de la data del inversor	38
5.5.4.1 Lista chequeo a seguir para la extracción de data	38
5.5.4.2 Pasos a seguir en extracción de falla mediante puerto ethernet RJ 45	38
5.6 Carta Gantt del proceso de integración	43

5.6.1 Gantt pasos y fallas asociados a un inversor	43
5.6.2 Gantt cronologías fallas grupo total inversores en el CAPEX	44
5.6.2.1 Recursos del proyecto (Comisionamiento inversores)	45
5.7 Indicadores de gestión del proyecto de integración	46
CONCLUSIONES	51
BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS	52

INDICE DE FIGURAS Y CUADROS

Figura 2.1: Inversor 3000W, domiciliario	4
Figura 2.2: Inversor 1,5 MW, marca Ingeteam	5
Figura 2.3: Panel fotovoltaico	5
Figura 2.4: Sistemas Off-Grid vs On-Grid	6
Figura 3.1: Esquema MV Station Campos del Sol	8
Figura 3.2: Ubicación PFV Campos del Sol	9
Figura 3.3: Diagrama físico PFV Campos del Sol	9
Figura 4.1: Inversor Sungrow SG3125 HV-20	10
Figura 4.2: Diagrama unilineal de potencia del Sungrow SG3125	11
Figura 4.3: Inversor SG3125, control y potencia AC	12
Figura 4.4: Inversor SG3125, conversión y fusibles DC	12
Figura 5.1: Apertura contenedor del Sungrow SG3125	13
Figura 5.2: Vista general frontal y trasera del inversor	14
Figura 5.3: Vistas detalle componentes (HMI, Power Stack, Fusibles DC)	14
Figura 5.4: Cara del inversor control y HMI	15
Figura 5.5: Cara opuesta del inversor	15
Figura 5.6: Componente electrónica de control y condensadores del filtro	16
Figura 5.7: Protecciones AC del inversor	17
Figura 5.8: Componentes principales del inversor y sus conexiones a tierra	18
Figura 5.9: Toma puesta a tierra de la carcasa del inversor	19
Figura 5.10: Cables DC	20
Figura 5.11: Cables AC	21
Figura 5.12: Fusibles DC	21
Figura 5.13: HMI inversor, indicación prueba Open Loop	24
Figura 5.14: HMI, pasos prueba Open Loop	24
Figura 5.15: HMI seteo de parámetros	25
Figura 5.16: HMI ingreso de password	25
Figura 5.17: HMI pantalla de inicio de la prueba	26
Figura 5.18: Verificación de parámetros de la prueba Open Loop	27
Figura 5.19: Verificación de parámetros de la prueba Open Loop (IGBT)	27
Figura 5.20: Configuración parámetros de red, extracción data	39
Figura 5.21: Ubicación puerto ethernet en equipo inversor	39
Figura 5.22: Configuración dirección IP según segmento	40
Figura 5.23: Interfaz gráfica ingreso configuración inversor	40
Figura 5.24: Página para extracción data del equipo	41
Figura 5.25: Gráfica comportamiento voltaje y corriente en inversor sin falla	42

Figura 5.26: Gráfica comportamiento voltaje y corriente alterada (falla)	42
Figura 5.27: Gantt integración un inversor en C.C. & H.C	43
Figura 5.28: Gantt integración inversores en el CAPEX	45
Figura 5.29: Gráfico tiempo cronológico vs tiempo por integración	49

INDICE DE TABLAS

Tabla 4.1: Datos técnicos Inversor Sungrow	10
Tabla 5.1: Listado de fusibles de control	17
Tabla 5.2: Fallas frecuentes por Sistema 1/2	29
Tabla 5.3: Fallas frecuentes por Sistema 2/2	30
Tabla 5.4: Desarrollo falla 07.PDP-pro	30
Tabla 5.5: Desarrollo falla 40.Cntr-flt	32
Tabla 5.6: Desarrollo falla 26.Mism-Iac	33
Tabla 5.7: Desarrollo falla 01.Vdc-low	33
Tabla 5.8: Desarrollo falla 38-39.DC SPD FTL, AC SPD FTL	34
Tabla 5.9: Desarrollo falla 02.Vdc-high	35
Tabla 5.10: Desarrollo falla 13-25.Iac-high, Overload-pro	35
Tabla 5.11: Desarrollo falla 59.Current3 Unbalanced	36
Tabla 5.12: Desarrollo falla 53.DC switch abnormal	37
Tabla 5.13: Desarrollo falla 54.AC breaker flt	37
Tabla 5.14: Costos componentes no contemplados del proyecto	50

RESUMEN

El proyecto presentado detalla la recopilación de la experiencia práctica en las etapas de Pre-Comisionamiento y Comisionamiento (Cold Commissioning and Hot Commissioning, C.C. & H.C.) respectivamente de un inversor de corriente en media tensión (MT), en lo particular el modelo SG3125 HV-20, marca SUNGROW, pero orientado al análisis de fallas y cómo solucionarlas de la manera óptima con el fin de racionalizar los recursos, sobre todo de tiempo y financieros.

Se expone conocimientos generales de lo que son: una planta fotovoltaica, un inversor y cómo se relacionan, además se muestra el contexto real en el que sucede, esto es, en la PFV Campos del Sol ubicada en la comuna de Copiapó cercana a la localidad de Inca de Oro, todo apuntado al entorno real motivo del proyecto, en una planta tipo U.P.P (Utility Power Plant). Seguido se indica las etapas en las cuales pueden ocurrir los hallazgos y/o fallas que afecten a los equipos que en lo macro son: el paso previo al C.C. (inspección en la llegada), luego el C.C. & H.C. En esta última etapa se debe realizar pruebas y verificaciones clave independiente si ocurren fallas o no, por ejemplo: Open Loop, primera energización y prueba periféricos de la MV Station (centro de transformación).

Se entrega indicadores de gestión (KPI) aplicables, partiendo por la etapa de inversión con variables de optimización de tiempo: TGR (tiempo global real del proyecto, con un 0,67 de 1) y TIR (tiempo individual real apuntado a la entrega a operación de un inversor, que varió de un 0,37 a un 1,2) que indica una curva de aprendizaje que permitió entregar equipos inicialmente con retrasos de cinco días a tiempos antes de lo comprometido que fueron de un día y medio. Performance Ratio (PR), que mide la productividad de una planta y con ello el desempeño de sus equipos inversores, pero esto ya situados en la etapa operativa del proyecto por lo que no se expresan datos reales porque aún no existen.

La experiencia de terreno es crucial, debe considerarse y participar al momento de calcular y/o estimar los recursos de un proyecto del tipo y envergadura que fueron motivo de este estudio.

FOTOVOLTAICO – INVERSOR – SOLUCIÓN FALLAS - COMISIONAMIENTO

ABSTRACT

The project presented details the compilation of practical experience in the Pre-Commissioning and Commissioning stages (Cold Commissioning and Hot Commissioning, C.C. & H.C.) respectively of a medium voltage (MV) power inverter, in particular the SG3125 HV-20 model, SUNGROW brand, but oriented to the analysis of failures and how to solve them in the most optimal way in order to rationalize resources, especially time and financial resources.

General knowledge of what they are is exposed: a photovoltaic plant, an inverter and how they are related, and the real context in which it happens is also shown, that is, in the PFV Campos del Sol located in the commune of Copiapó near the town of Inca de Oro, all aimed at the real environment that is the reason for the project, in a U.P.P (Utility Power Plant) type plant. Next, the stages are indicated in which findings and/or failures that affect the equipment may occur, which in macro terms are: the step prior to the C.C. (inspection on arrival), then the C.C. & H.C. In this last stage, key tests and verifications must be carried out independently of whether failures occur or not, for example: Open Loop, first energization and peripheral testing of the MV Station (transformation center).

Applicable management indicators (KPI) are delivered, starting with the investment stage with time optimization variables: TGR (real overall project time, with a 0.67 out of 1) and TIR (real individual time aimed at delivery to operation of an investor, which varied from 0.37 to 1.2) which indicates a learning curve that allowed equipment to be delivered initially with delays of five days at times before the commitment that were one and a half days. Performance Ratio (PR), which measures the productivity of a plant and with it the performance of its inverter equipment, but this is already located in the operational stage of the project, so real data is not expressed because it does not yet exist.

Field experience is crucial, it must be considered and participated when calculating and/or estimating the resources of a project of the type and magnitude that was the reason for this study.

PHOTOVOLTAIC – INVERTER – FAULT SOLUTION – COMMISSIONING

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Síntesis del proyecto.

En la actualidad la diversificación de la matriz energética del país cada vez se encuentra más orientada a la generación de energías de tipo renovable.

La generación renovable no convencional alcanza aproximadamente un 36% de participación en la matriz nacional (fuente C.E.N., Coordinador Eléctrico Nacional), a su vez la generación fotovoltaica llega a un 25% de la torta gráfica. Nuevos proyectos siguen aprobándose lo que direcciona a la industria energética a optimizar sus procesos, exigiendo nuevos y mejores profesionales y también entre otros ámbitos, a adoptar nuevas tecnologías.

Con esta incorporación surgen nuevas problemáticas para conseguir una integración exitosa de todas las partes, componentes, equipos, software, etc. y lo más importante es que esta integración se logra obedeciendo a las etapas predefinidas del proyecto sobre todo en el CAPEX (Capital Expenditure, Costos en Etapa de Inversión) y en menor medida en el OPEX (Operating Expenses, Costos en Etapa de Operación) que siempre son muy sensibles a los recursos calculados principalmente costos monetarios y tiempo.

En un sistema complejo integrado de generación eléctrica fotovoltaico lograr el éxito del proyecto depende de una serie de factores en múltiples disciplinas. Esta tesis se enfoca esencialmente en entregar los conocimientos suficientes que permitan optimizar el proceso de Pre-Comisionamiento y Comisionamiento (puesta en servicio) de uno de los equipos claves de una planta fotovoltaica que es el inversor eléctrico. Es en estas fases en las cuales ocurre una serie de fallas que si no son identificadas, clasificadas y solucionadas dentro de plazos muy acotados tienen el potencial de encarecer enormemente estos proyectos justamente en lo referido a costos económicos y tiempos establecidos.

En el detalle se ahondará de manera global en qué consiste una PFV categoría U.P.P. (Utility Power Plant), el papel que juega un inversor dentro de este sistema y principalmente en el inversor de media tensión (MT) marca SUNGROW modelo SG3125

HV-20 y cómo lograr resolver la gama de fallas que potencialmente puedan afectar las dos etapas del proceso de integración antes descritas.

1.2 Objetivo general.

Establecer para las etapas de Pre Comisionamiento y Comisionamiento del inversor SUNGROW SG3125 HV-20 una base de información integrada con las fallas propias de estas fases y la aplicación de las soluciones asociadas con el fin de optimizar los recursos involucrados principalmente en el tiempo de integración en la planta segunda fotovoltaica U.P.P más grande de Chile.

1.3 Objetivos específicos

- Definir una estrategia en la aplicación de las soluciones a las fallas identificadas que permita minimizar tiempos de solución y necesidad de repuestos.
- Entregar KPIs útiles para demostrar la efectividad de las medidas propuestas respecto del “troubleshooting” (listado de problemas posibles) detallado por manual del fabricante.
- Establecer una guía práctica de consulta para las etapas de ejecución señaladas (C.C. & H.C.) al momento enfrentar posibles fallas y aplicación de soluciones ante cualquier equipo inversor compatible.
- Optimizar recursos de tiempos fijos y variables y evitar costos no contemplados en el Pre Comisionamiento y Comisionamiento a través del método.

1.4 Metodología

El diseño en la confección de esta solución se basó en la experiencia práctica principalmente, los inconvenientes asociados a las fallas y cómo se lograron solucionar.

Con ese conocimiento se elaboró un modelo de base de información que recopiló todas las fallas ocurridas en las etapas antes mencionadas de C.C. & H.C. dándoles una cronología acorde con el avance del proyecto fotovoltaico, para el orden necesario de cómo y cuándo podrían aparecer y la mejor forma de enfrentarlas, preparándose con coordinaciones entre empresas (Principal y otras Contratistas), recursos en general, insumos y los repuestos más habituales a utilizar.

De esta forma y a medida que se iban incorporando al sistema (PFV) más y más inversores fue lográndose mayor optimización de tiempos y recursos, enfrentando cada vez de mejor manera las soluciones que permitieron mejorar el proceso en cada integración.

Además, y como se incluye en el presente documento se elaboraron diferentes indicadores de gestión (KPI) que sirvieron para demostrar los métodos adoptados, recursos adicionales, información relevante para el fabricante a tomar en consideración tanto para posibles actualizaciones de hardware y software, como también modificaciones que puedan aplicarse en el transporte de estos equipos.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Equipo inversor de corriente DC-AC.

En palabras simples un inversor es un convertidor de corriente que se encargará de transformar la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC) para que pueda ser utilizada por el usuario final de una red eléctrica, una vivienda. A nivel domiciliario se trata del elemento central de un kit solar, tanto en instalaciones aisladas como conectadas a la red.

Para el caso del negocio de la generación renovable fotovoltaica no es muy distinto pero a niveles de potencia notoriamente superiores pudiendo abarcar variadas configuraciones para adaptarse a los requerimientos del proyecto. Si para una vivienda de aproximadamente 60 m² con un inversor de 3.000 W podría ser suficiente, a nivel industrial las potencias encontradas pueden superar los 8 MW para un solo equipo y también por la cantidad de ellos que pueden llegar a ser de cientos en una sola planta.

Figura 2.1: Inversor 3000W, domiciliario.



Fuente: Google imágenes.

Figura 2.2: Inversor 1,5 MW, marca Ingeteam.

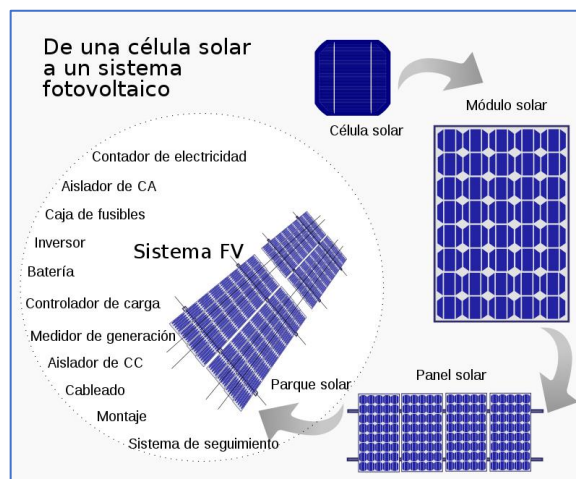


Fuente: Página Web del fabricante.

2.2 Sistema generación renovable fotovoltaico.

Este tipo de generación de energía eléctrica se realiza por medio de paneles fotosensibles a la irradiancia (energía luminosa) proveniente del sol que son los que tienen la tarea esencial de captar esta energía y transformarla en eléctrica.

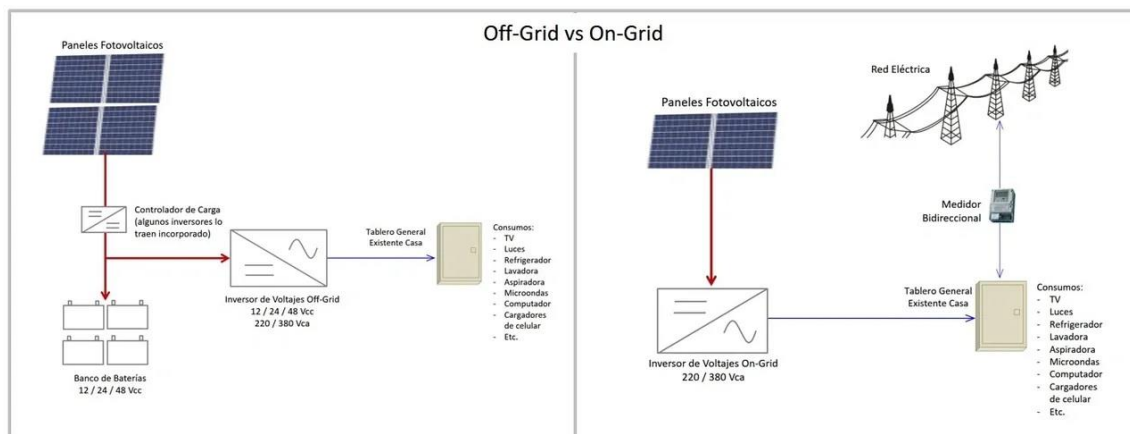
Figura 2.3: Panel fotovoltaico.



Fuente: Wikipedia, sistema fotovoltaico.

Actualmente existen tres configuraciones en lo referido a sistemas de generación fotovoltaico: sistema On-Grid o conectado a la red (con o sin subsistema Bess) y el tipo Off-Grid o desconectado de la red eléctrica.

Figura 2.4: Sistemas Off-Grid vs On-Grid.



Fuente: Energía, electricidad, electrónica Centro SpA.

2.2.1 El sistema Off-Grid.

Este sistema se caracteriza por ser cerrado o aislado auto abasteciéndose ya sea por la conversión fotovoltaica directa o por el conjunto de baterías del kit (ver ilustración anterior) que son recargadas por la misma conversión, pero lamentablemente tiene sus limitaciones tanto en la generación como el consumo de energía. Este tipo requiere tener muy claros cuáles van a ser los consumos a alimentar y cuál va a ser la demanda de energía horaria, diaria, mensual, estacional y anual. Así de riguroso debe ser, si se desea que una vez implementado funcione todo bien y por muchos años.

Las baterías son el corazón de un sistema Off-Grid. Si la batería está “cómoda”, y se mantiene con buena carga y está en un lugar con un ambiente protegido, con temperatura estable, habrá baterías para mucho tiempo, importante usar baterías de ciclo profundo. Una batería o un banco de baterías se deben calcular (en conjunto con la planta de generación), para evitar que sean sometidas a descargas profundas. Una descarga profunda es aquella que lleva su voltaje a un nivel mínimo.

2.2.2 El sistema On-Grid.

Esta configuración se da tanto para plantas dedicadas principalmente a la generación, como también a nivel domiciliario, en esta segunda opción y si existe red eléctrica en el sitio, lejos la mejor opción es implementar un sistema fotovoltaico On-Grid, ¿por qué razón?, porque es más simple, más económico y no hay necesidad de volver a invertir dinero para reponer o cambiar equipos.

El sistema On-Grid aprovecha el 100% de la energía generada por los paneles solares, siempre, todo el tiempo ya que cuando el panel solar está generando la energía va directo al consumo. Si se utiliza más energía de la que se está generando, la energía que falta la tomará desde la red pública y si se genera más de lo que se está consumiendo, esa energía que sobra (que se llama “excedente”), se devuelve y la inyecta a la red pública, el medidor registra esa energía y la compañía eléctrica compra esos excedentes. Todo queda registrado en las boletas, la energía que saca de la red (compra) y lo que inyecta a la red pública (vende). Por ejemplo, si en una planta solar de 3 kW, y en alguna hora del día está generando 1.800 W, y su consumo en ese instante son 2.100 W, sólo va a sacar y comprar desde la red pública los 300 W que le faltan, o caso contrario, si en el mismo instante sólo se consume 200 W, se van a inyectar y vender los 1.600 W que sobran.

2.3 Planta fotovoltaica categoría Utility Scale (U.P.P.).

La generación eléctrica fotovoltaica renovable no convencional se puede dividir en dos grandes grupos:

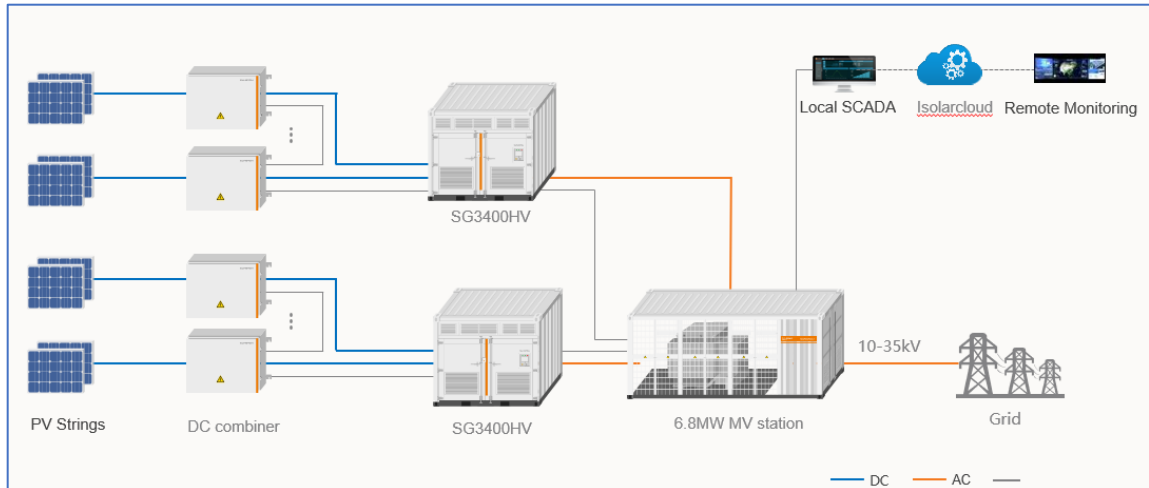
- Las de tipo P.M.G.D. (Pequeños Medios de Generación Distribuidos), que entregan sus excedentes al sistema eléctrico de Distribución hasta con una potencia máxima permitida de 9 MW (Según Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación).
- Las U.P.P. (“Utility Power Plant” o “Utility Scale”) son plantas generadoras con proyectos a gran escala, de alta inversión que están por sobre los 9 MW pudiendo llegar a escalas de potencias en el orden de los Gigawatt (GW) uniéndose y entregando su generación a través del sistema eléctrico de Transmisión.

CAPÍTULO III

OPERACIÓN GLOBAL DEL SISTEMA

3.1 Configuración PFV Campos del Sol (CdS), integración de un inversor.

Figura 3.1: Esquema MV Station Campos del Sol.



Como se puede observar en la fotografía superior, ésta es la disposición o confección de una MV Station (o Centro de Transformación) en la PFV categoría **UPP Campos del Sol**, ubicada aproximadamente a 60 km hacia el interior de la ciudad de Copiapó, Región de Atacama, ruta Internacional, 30 km antes de llegar a la localidad de Inca de Oro. PFV Campos del Sol, tiene una potencia instalada de 375,144 MWp DC y 370 MW netos, con una serie de SSEE de poder de 6,3 MVA por cada MV Station, la cual es alimentada en 220 KV desde el sistema interconectado.

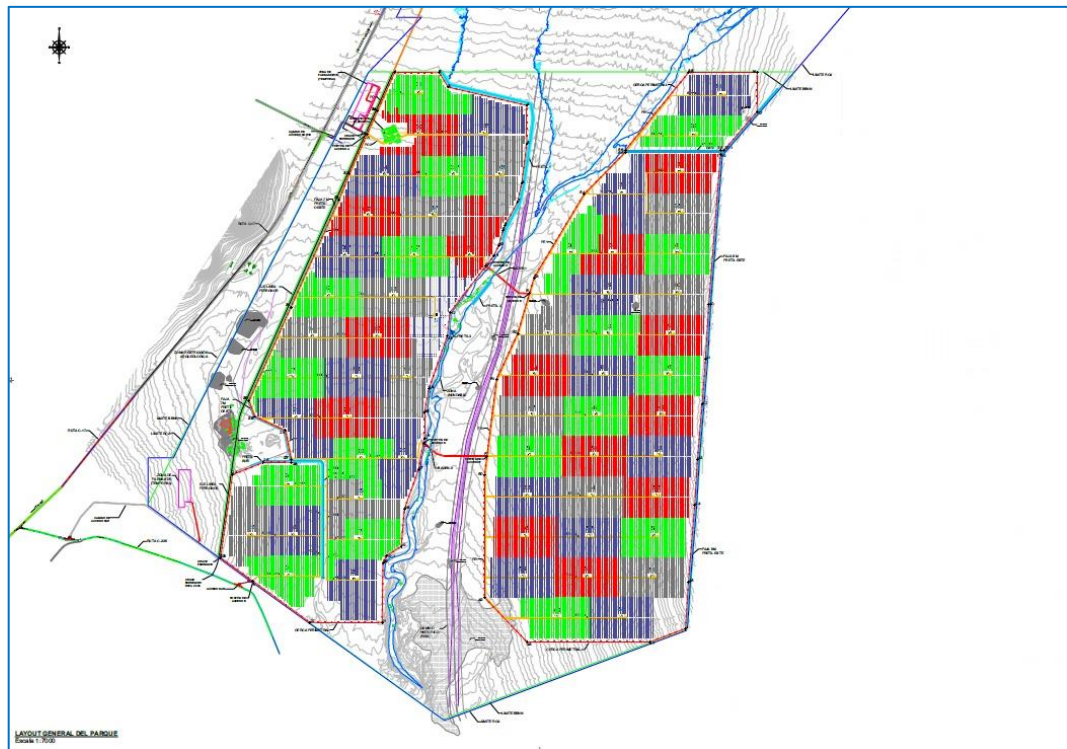
La PFV CdS consta de 63 CT (Centros de Transformación) de 6,3 MW cada uno de capacidad máxima, 126 inversores SG3125-HV20, 63 Transformadores de 6,3 MVA marca JSHP, 1.764 String Box marca Sungrow PVS20.

Figura 3.2: Ubicación PFV Campos del Sol.



Fuente: Imágenes Google Maps.

Figura 3.3: Diagrama físico PFV Campos del Sol.



Fuente: Documentos técnicos planta.

CAPÍTULO IV

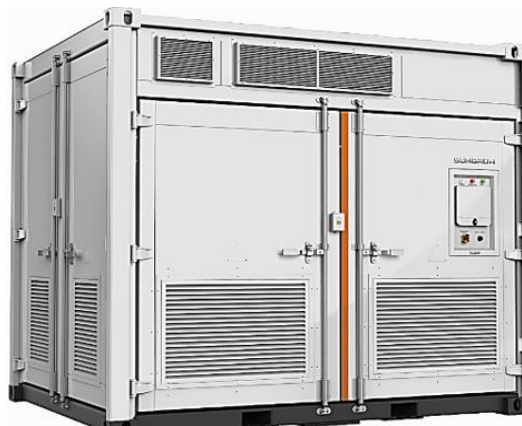
ARQUITECTURA INTEGRACIÓN INVERSOR SUNGROW - P.F.V.

4.1 Visión general inversor Sungrow SG3125 HV-20.

Tabla 4.1: Datos técnicos Inversor Sungrow.

Parámetros	
Entrada máx DC	1500 V
Rango de voltaje para potencia nominal	875 – 1300 V
MPPT Independiente	1 (21)
Voltaje CA Nominal	3P, 600V (480 – 690) V
Grado de Protección	IP 55
Método de Enfriamiento	Enfriamiento forzado inteligente
Peso	6500 Kg
Comunicación	RS485, Ethernet

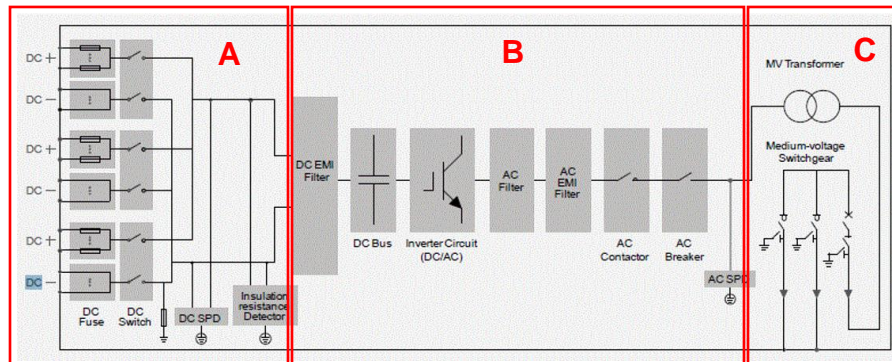
Figura 4.1: Inversor Sungrow SG3125 HV-20.



Fuente: Manual técnico del equipo.

4.2 Diagrama circuito de conexión inversor SG3125-HV20.

Figura 4.2: Diagrama unilínea de potencia del Sungrow SG3125.



Fuente: Manual técnico del equipo.

Como se puede observar en el diagrama de circuito anterior y para entender, se debe dividir en tres partes el circuito en donde se denominará A, B y C. En el cual la parte A será el input del lado DC las cuales estarán divididas en tres (03) partes iguales con una cantidad de cinco (05) fusibles cerámicos de protección positivos y cinco (05) negativos, con una capacidad de 400 amperes cada uno, lo que nos lleva a una cantidad de 30 fusibles, 15 positivos y 15 negativos, los cuales llegan a una barra que se conecta a un (01) Break DC de 1500 VDC y 2000 ADC, en total son tres (03) Break DC. La parte central denominada B es donde está presente la modulación de la corriente filtro EMI DC, barras de conexión DC, módulos Power Stack, filtros AC y filtro EMI AC, tarjetas de control y la parte C output AC, esto va conectado hacia el transformador de poder.

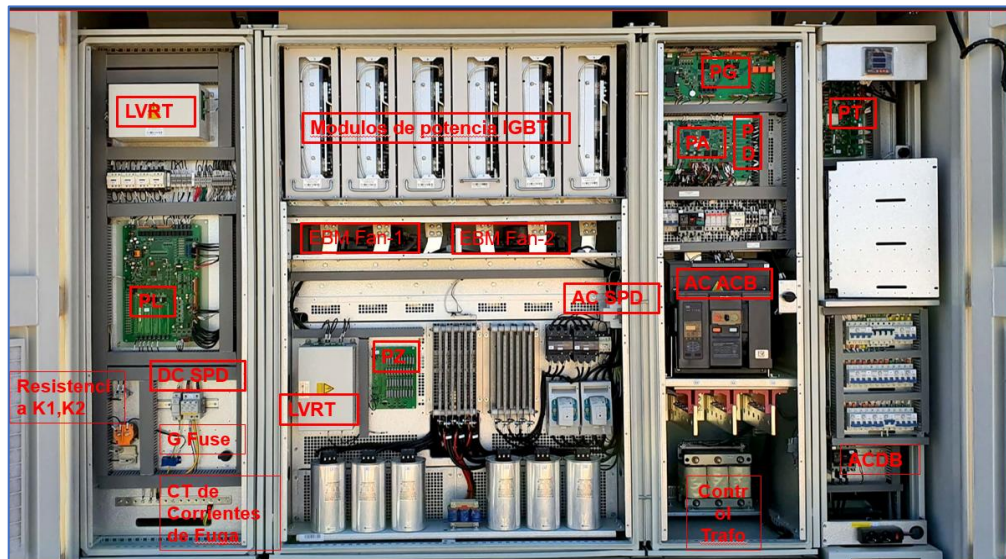
4.3 Descripción de elementos internos del inversor.

A continuación, se dará un breve detalle de los componentes internos del inversor complementando el diagrama de la Figura 4.2:

- **Módulos de Potencia IGBT**
- **Tarjetas de control**
- **Ventiladores Centrifugos**
- **Transformadores**
- **Fuentes de Poder**

- Breakers AC y DC
- Filtros de Condensadores EMI DC y AC

Figura 4.3: Inversor SG3125, control y potencia AC.



Fuente: Manual técnico del equipo.

Figura 4.4: Inversor SG3125, conversión y fusibles DC.



Fuente: Manual técnico del equipo.

CAPÍTULO V

CRONOLOGÍA DE LA INTEGRACIÓN DEL INVERSOR SG3125-H20

5.1 Pasos previos para Pre-Comisionamiento de inversor SG3125-HV20.

Es la etapa referida a la primera inspección del inversor contenedor recién llegado desde el embarque procedente desde su origen (desde fábrica) en donde se evidencia el estado post transporte antes de abrir y/o desembalar.

5.1.1 Inspección del contenedor (interior y exterior).

Se debe revisar el exterior del contenedor, buscando abolladuras, agujeros, grietas, rasguños o hardware faltante.

Se abrirán todas las puertas y revisarán las aberturas exteriores chequeando que las bisagras, pestillos y manillas funcionen correctamente y también se tiene que asegurar que todas las puertas cierran y sellan correctamente verificando que el ducto de aire esté montado correctamente, sellado y que no esté dañado. Hay que asegurar que todas las marcas de seguridad amarillas en las cubiertas estén en su ubicación correcta (Shock Hazard, Danger, etc.)

Figura 5.1: Apertura contenedor del Sungrow SG3125.



Figura 5.2: Vista general frontal y trasera del inversor.



Fuente: Manual técnico del equipo.

Verificar que no haya presencia de polvo, suciedad o agua en las superficies interiores. Luego hay que retirar las cubiertas y asegurarse que no exista hardware faltante. Verificar también que la tapa de la pantalla se abra y cierre correctamente y que la pantalla esté conectada con todo el hardware y no tenga daños.

Figura 5.3: Vistas detalle componentes (HMI, Power Stack, Fusibles DC).

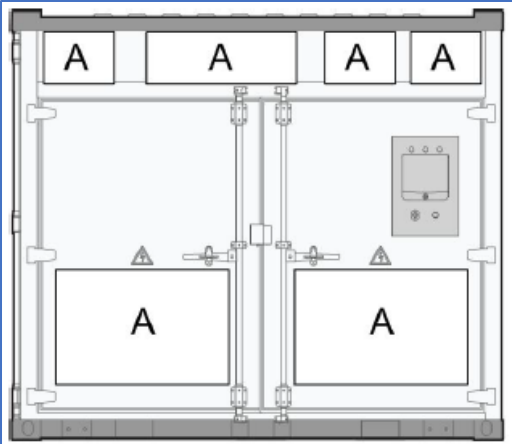


Fuente: Manual técnico del equipo.

Extracción de cintas selladoras, incorporadas de fábrica para evitar que ingrese el agua de mar o humedad en el inversor durante el transporte en barco, las entradas y salidas de aire se sellan utilizando cintas selladoras, en la siguiente figura se aprecia la disposición

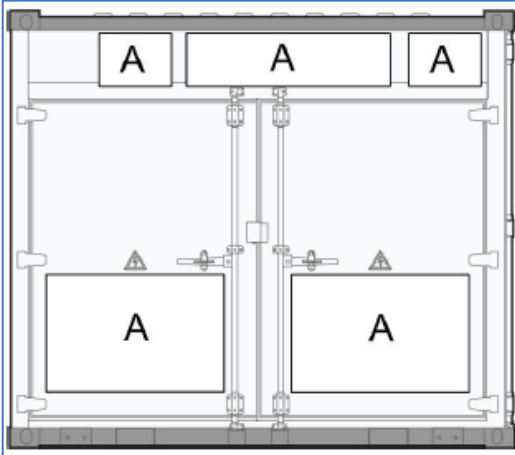
de éstas y la importancia que esto conlleva, deben retirarse estas cintas y no debe quedar ninguna instalada, ya que, estas son de suma importancia para la refrigeración del equipo.

Figura 5.4: Cara del inversor control y HMI.



Fuente: Manual técnico del equipo.

Figura 5.5: Cara opuesta del inversor.



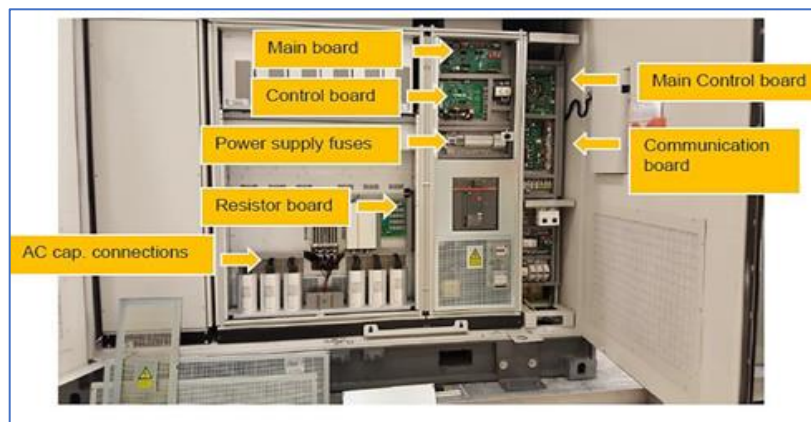
Fuente: Manual técnico del inversor.

5.2 Etapa de Pre-Comisionamiento inversor SG3125-HV20.

Se deberá chequear el inversor SG3125 y para eso asegúrese de que todas las cajas combinadoras de DC están desconectadas o abiertas, los interruptores en DC y AC de baja tensión estén abiertos y la fuente de alimentación auxiliar estén desconectadas. Es de suma importancia que la ausencia de tensión sea de nivel “0” en las barras/cables del bus de conexión del inversor a intervenir. Se debe revisar que todos los interruptores y celdas de MT estén con energía “0” que se encuentren en estado abiertos y aterrizados, o sea, puesta tierra conectada. Estas condiciones son de suma importancia para poder así realizar la actividad de Pre-Comisionamiento y posteriormente Comisionamiento.

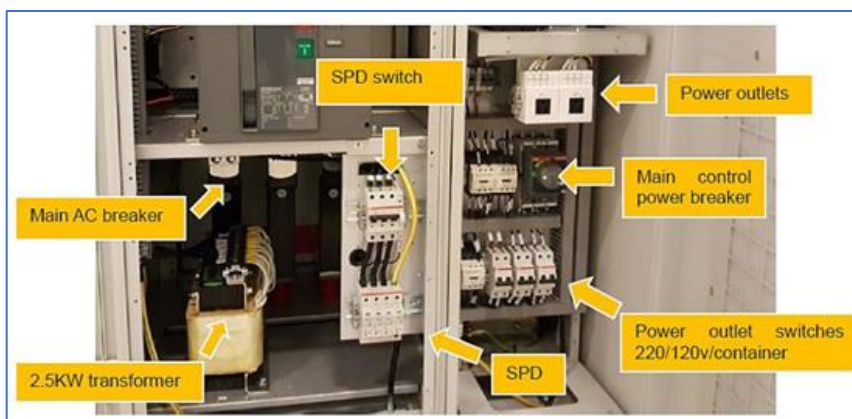
Una vez finalizada esta actividad se debe verificar visualmente el estado de los SPD de protección, que ningún dispositivo esté con la banda indicadora de color rojo (active), de encontrarse algún dispositivo se debe cambiar por uno nuevo. Una vez chequeado lo anterior procédase a la inspección de las conexiones internas del equipo, comenzando con las tarjetas del sistema de control (PA, PD, PT, PG, PL, PZ), este chequeo se realizará, jalando muy levemente cada cable de conexión de las tarjetas mencionadas.

Figura 5.6: Componente electrónica de control y condensadores del filtro.



Fuente: Manual técnico del inversor.

Figura 5.7: Protecciones AC del inversor.



Fuente: Manual técnico del inversor.

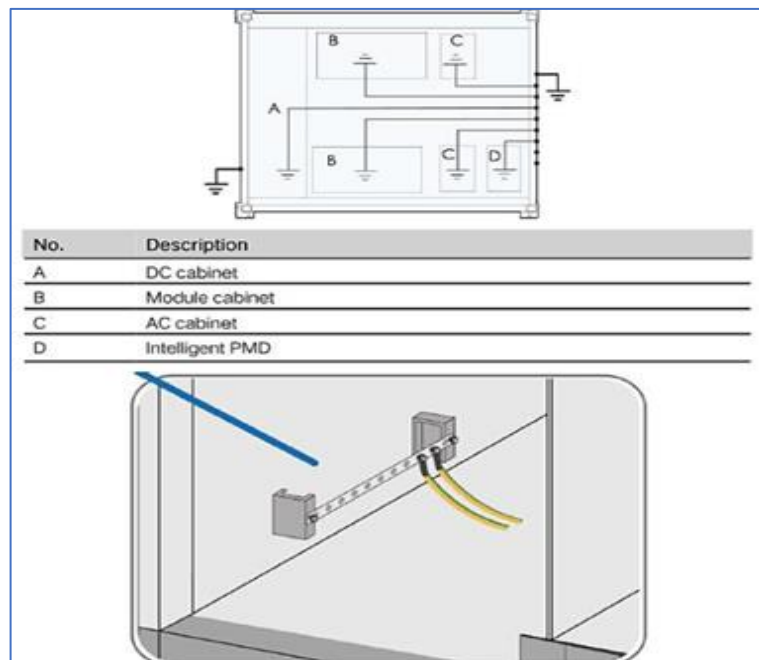
Esto también procederá para los dispositivos que están relacionados con el control interno del inversor. También se debe proceder al chequeo de todos los portafusibles y fusibles, respectivamente, que tenga la clasificación adecuada, que estén en buenas condiciones y mediremos su continuidad para asegurar su estado, a continuación, el listado de fusibles de control:

Tabla 5.1: Listado de fusibles de control.

Etiqueta	Tensión	Corriente	Polos
F7	600 VAC	4 A	1P
F8	600 VAC	4 A	1P
F9	600 VAC	4 A	1P
F10	600 VAC	0.5 A	1P
F12	690 VAC	125 A	3P
F47	150 VAC	15 A	1P
F49	690 VAC	80 A	3P
F50	600 VAC	20 A	1P
F51	600 VAC	4 A	1P
F11	600 VAC	160 A	3P

Comprobar la conexión a tierra interna del inversor. Se debe realizar la verificación del torque de todas las conexiones a tierra interna del equipo, que el cable tenga su aislación en buen estado con una instalación adecuada, a su vez verificar el torque en dispositivos de alta criticidad que se encuentran dentro del inversor que serían el Break AC y DC, conexión de Power Stack, Filtros, Unión ducto de barra de ambos módulos.

Figura 5.8: Componentes principales del inversor y sus conexiones a tierra.



Fuente: Manual técnico del inversor.

Figura 5.9: Toma puesta a tierra de la carcasa del inversor.



Muy importante que dentro de estas dos etapas de encontrar algún elemento que sea de la parte externa (rejillas de ventilación, filtro de celosía, etc.) se debe reemplazar inmediatamente. El mismo proceder con los dispositivos eléctricos, electrónicos, protecciones internas del inversor, también deben de ser reemplazados por uno nuevo. Recordar que esto es debido a la inspección visual, por lo tanto, considerar que solo es daño físico por lo tanto la disposición final de estos componentes son reciclados y luego son enviados a casa matriz en la ciudad Heféi, provincia de Anhui, China.

5.3 Etapa de Comisionamiento de inversor SG3125-HV20.

5.3.1 Validación de conexiones DC, AC y fusibles DC.

Verificar que todos los cables de entrada de DC tengan el tamaño adecuado según las líneas uniformes de DC y verifique que no existan franjas de torsión en cable (los cables no deben tener dobleces). No se debe realizar apriete en los cables de entrada, inspeccionar todas las entradas de conductos en la carcasa del inversor y verificar que estén selladas correctamente. También se debe realizar que todos los cables de entrada de AC tengan el tamaño adecuado. Inspeccionar también todas las entradas de conductos en la carcasa del inversor y verifique que estén selladas correctamente.

Figura 5.10: Cables DC.

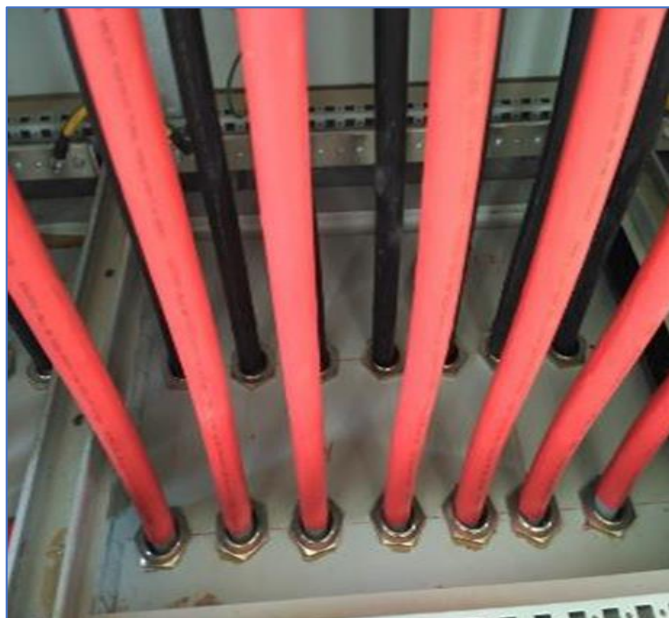


Figura 5.11: Cables AC.



Se debe verificar que todos los fusibles de DC tengan el tamaño adecuado según las líneas uniformes de DC, también se debe considerar la capacidad de cada fusible según la potencia de la Combiner box a proteger. Se tiene que asegurar que los fusibles no tengan indicadores activados (vástago de activación, indicador de color).

Figura 5.12: Fusibles DC.



5.3.2 Verificación de voltaje y polaridad DC.

Para la verificación de voltaje DC, se debe proceder a realizar lo siguiente: asegurarse de desconectar el circuito de medición de la resistencia de aislamiento antes de realizar la verificación de polaridad de DC, una vez realizada esa maniobra hay que coordinar entre tres especialistas esta medición, con los elementos de protección específicos clase 2 (careta facial, guantes BT clase 2, ropa ignífuga), se debe energizar una a una todas las cajas combinadoras del campo que se está conectando (el cual fue verificado anteriormente) al inversor a chequear, vía coordinación de radio, se debe pedir energizar la caja combinadora y luego de energizar se debe proceder a realizar las mediciones tanto en la caja combinadora como en la barra de conexión de cables, esta medición se debe realizar entre los cables negativo y positivo (negro y rojo) que salen desde la caja combinadora y que llegan a la barra aguas abajo de los fusibles del lado DC del inversor, teniendo en cuenta que los Break DC están en posición OFF. Con esta medición se podrá chequear los parámetros de voltaje y polaridad.

El voltaje medido da la referencia con el cual se energiza el lado DC del inversor, tomando en cuenta que el voltaje máximo del inversor es de 1500 V DC, el cual, en Campos del Sol el voltaje entregado desde campo es de un valor promedio de entre los 1250 y 1300 V DC.

La polaridad no da la referencia de que el voltaje DC que proviene desde las cajas combinadoras al inversor es el correcto, es decir, que al medir con el instrumento (multiTester) debe dar el valor en positivo, de no ser así nos vemos enfrentados a un problema.

5.3.3 Falla de polaridad invertida y voltaje negativo.

Si al realizar las mediciones de voltaje y comprobación de polaridad del lado DC y esta medición es en valores negativos, es una falla muy recurrente en período de construcción y luego Comisionamiento, lo importante de esto es poder identificarla, esta mala conexión, con esta prueba ya que si se llega a energizar el inversor con esta condición se produciría un cortocircuito interno en el equipo.

Se debe señalar que las cajas combinadoras internamente tiene una serie de fusibles y portafusibles que es donde van conectados las series de “String” que provienen de campo, cuando sucede esta falla (no es una falla sistémica es error humano), todos los fusibles de cada “String” se queman, teniendo la pérdida de material y si los fusibles no tienen una curva adecuada o no están bien calculados se podría estar en presencia de un arco eléctrico provocando la incineración de la caja combinadora.

La cantidad de fusibles que se queman, por la nomenclatura de Campos del Sol, es 20 positivos y 20 negativos que eso da una suma de 40 fusibles, teniendo una cuantificación en daños de más o menos 280 USD, un fusible tiene el precio de 7 USD, que se debe proceder a reemplazar por unos nuevos.

Ahora, si la Caja Combinadora se quema por completo se debe de proceder a cambiarla. El costo de una caja combinadora es de 900 USD.

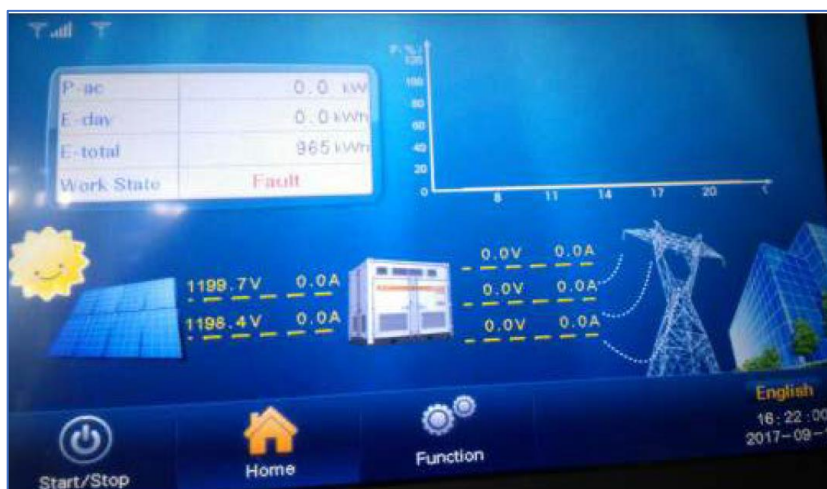
5.4 Prueba de Open Loop.

Esta prueba es de suma importancia realizar, ya que, se someterá a los Power Stack del inversor a realizar modulación, pero por el lado de entrada AC desenergizado.

Lo primero es chequear y elegir con cuál de las cajas combinadoras se va a realizar esta prueba, es siempre recomendable utilizar tres, pero con una caja basta para esta prueba, porque a pesar de que la barra de entrada DC del inversor está dividida en tres partes y con tres Break DC aguas arriba de lo Break se vuelven a juntar en una sola.

Se procede a energizar la caja combinadora y esperar a que la pantalla táctil LCD se ilumine como se indica a continuación y así chequear el voltaje en la pantalla del inversor (HMI).

Figura 5.13: HMI inversor, indicación prueba Open Loop.



Obtenido el parámetro, se da una señal de parada al inversor para asegurar que éste no realizará una salida automática (por precaución). En la pantalla se presiona el icono “Función” y éste abrirá una ventana en donde aparecen cuatro íconos para elegir, acá se seleccionará “Seteo Parámetros” y se ingresa la siguiente contraseña numérica “4040”, en donde entrega otro menú para poder seleccionar la prueba de “Open Loop” (circuito abierto), luego seleccionar el módulo a realizar la prueba y posteriormente se pasará a la página principal para darle partida.

Figura 5.14: HMI, pasos prueba Open Loop.



Figura 5.15: HMI seteo de parámetros.

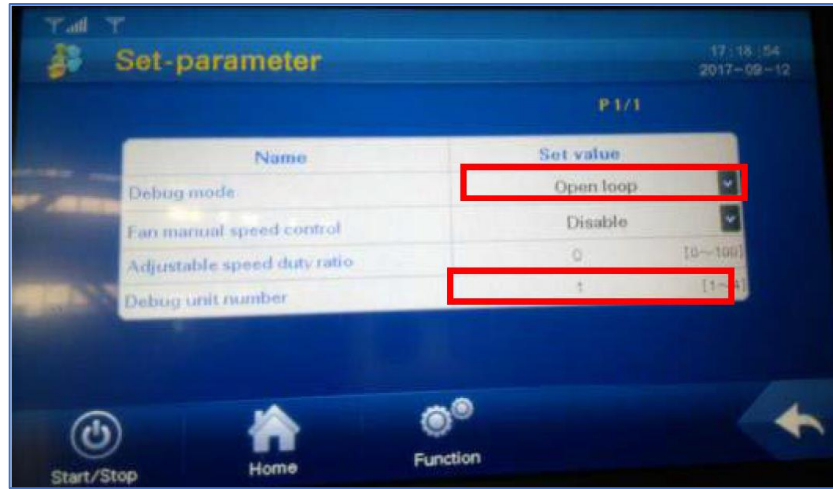


Figura 5.16: HMI ingreso de password.

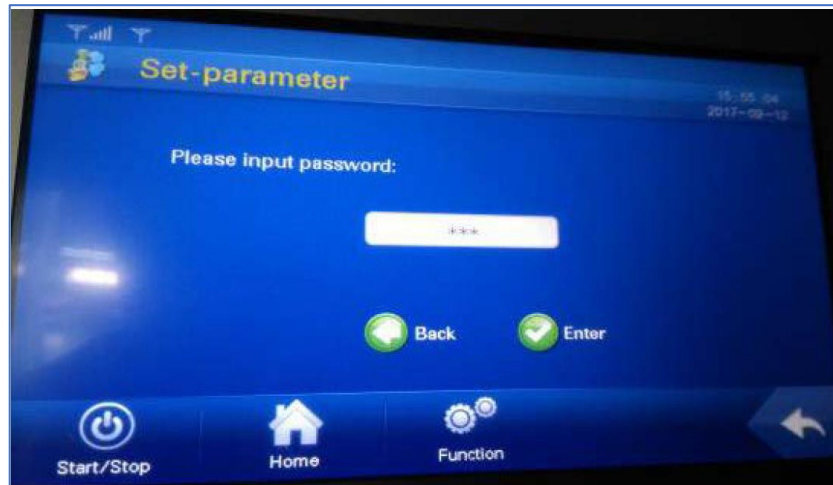
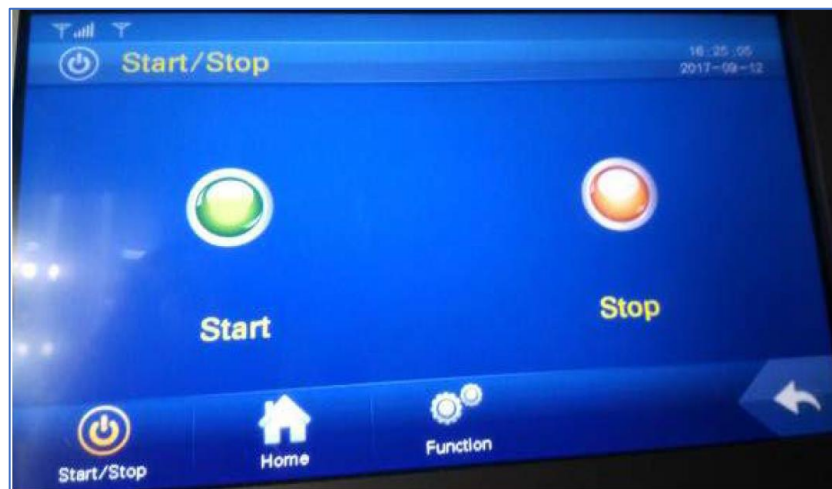


Figura 5.17: HMI pantalla de inicio de la prueba.



Al darle partida al equipo el contactor de AC de control del inversor se cerrará y pasará al estado de funcionamiento y comenzará a realizar modulación pero sin evacuación de potencia por la salida AC, esta prueba se debe realizar tanto al “módulo 1” como al “módulo 2” del inversor y para proceder a realizar la prueba en el “módulo 2” se deben proceder con los mismo pasos con los que se realizó el “módulo 1”.

Se debe comprobar la información de funcionamiento en la pantalla táctil, presionando primero “Run-Information” y el equipo dará a conocer el voltaje DC con el cual está modulando, a continuación presionar “Set-Parameters” para poder comprobar las corrientes de los módulos IGBT, ingresar el password (clave) “3031” en donde finalmente entregará la información.

Figura 5.18: Verificación de parámetros de la prueba Open Loop.

	Vgrid-AB (V)	Igrid-a(A)	Vgrid-BC (V)	Igrid-b(A)	Vgrid-CA (V)	Igrid-c(A)
Unit1	552.8	0.0	553.5	0.4	553.5	0.4
Unit2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Figura 5.19: Verificación parámetros prueba Open Loop (IGBT).

	Vab(V)	Iab(A)	Vbc(V)	Ibc(A)	Vca(V)	Ica(A)
Unit1	552.4	71.4	552.9	70.8	0.0	70.7
Unit2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1

	Igrid-a1(A)	Igrid-b1(A)	Igrid-c1(A)	Igrid-a2(A)	Igrid-b2(A)	Igrid-c2(A)
Unit1	35.8	36.0	35.8	35.5	34.8	35.0
Unit2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Si el inversor no entra en funcionamiento, comprobar si la tensión de DC es correcta o si hay algún problema de funcionamiento. Las fallas que se pueden presentar al realizar en el Open Loop, son las siguientes:

- I DC Alto (Iac-high)
- Desequilibrio T/C (CT Unbalanced)
- Avería fusible DC (DC fuse flt)

- Error en sensor de Corriente (DC sensor-err)
- Falla com DSP (DSP-MDC com-flt)

En el capítulo donde se darán las características de cada falla y solución se entregará el detalle de las fallas mencionadas.

5.5 Energización del inversor.

5.5.1 Operación de RMU (Celda MT) y energización del transformador MT.

En esta actividad se debe proceder a realizar maniobras de energización de la celda MT que energiza el transformador de poder, por donde se alimenta con voltaje AC al inversor o inversores según la nomenclatura de la planta a energizar.

Se desconectan las tierras, tanto por el lado “Outcoming” de la celda (33KV) y por el lado del transformador de poder, una vez realizada esta maniobra solicitamos energizar la línea de alimentación y verificamos en los chequeadores de presencia de tensión, con el medidor de presencia de tensión y que sus leds están parpadeando, una vez que se verifique se estaría en condiciones de realizar la maniobra de energización en el “Switchgear” de la celda MT.

Se debe dar un tiempo al transformador energizado en “vacío” de 01 hora mínimo a 08 horas máximo, con este tiempo ya cumplido están las condiciones para darle partida a la inyección de potencia al inversor.

5.5.2 Puesta en marcha del inversor.

La complejidad de esta maniobra es la exposición a cualquier tipo de cortocircuito interno que puede suceder dentro del inversor al realizar la maniobra de puesta en marcha, este procedimiento se realiza en forma escalar mediante porcentaje de potencia limitada desde la pantalla HMI del inversor.

Una vez que ya está energizado el inversor por el lado de AC, el lado DC también se encuentra energizado con todas las cajas combinadoras conectadas por el lado DC, luego se verifica que los voltajes DC y AC que muestra el HMI del inversor sean los que

corresponden y que a su vez ya se ha chequeado en actividades anteriores, se debe revisar que en el HMI no haya presente ningún fallo.

Como se indicó anteriormente, la puesta marcha debe ser en escala porcentual y así se pueden realizar inyecciones graduales y estos seteos son en 5%, 25%, 50%, 75% y 100% de la capacidad de potencia. Con una duración de tres minutos por porcentaje gradual lo que en total serán 18 minutos de prueba.

5.5.3 Fallas durante el Comisionamiento del inversor.

En la siguiente sección se presentarán las medidas correctivas de falla o alarma en detalle y su solución en la etapa de comisionamiento (H.C.). Es importante resaltar que el análisis y aplicación de las soluciones a las fallas se basó en el trabajo de terreno y la retroalimentación en conversación directa con los especialistas desde fábrica china. A continuación se muestra el listado general de fallas ya identificadas por el inversor.

Tabla 5.2: Fallas frecuentes por Sistema 1/2.

Item	Falla	Item	Falla	Item	Falla	Item	Falla	Item	Falla
1	Vdc-low	8	IDM-com-ft	15	GFDI-pro	22	PM-high	29	Freq shift Watt adj
2	Vdc-high	9	Gnd-ft	16	Temp-ft	23	Soft Start-ft	30	CT Unbalanced
3	Vac-low	10	GFRT Run	17	Hardware- flt	24	I Leakage- pro	31	T&H-com- flt
4	Vac-high	11	Branch Fuse flt	18	RISO-ft	25	Overload- pro	32	AC switch breaking
5	No grid	12	DC fuse flt	19	Inv Overvoltaje	26	Mism-Iac	33	L over- temp
6	F-fault	13	Iac-high	20	DC Sensor- err	27	Branch breaker flt	34	PV pol-rev
7	PDP-pro	14	Meter- com-ft	21	AC fuse-ft	28	Ground Fuse flt	35	Ctrol power supply-ft

Tabla 5.3: Fallas frecuentes por Sistema 2/2.

Item	Falla	Item	Falla	Item	Falla	Item	Falla	Item	Falla
36	Radiator over-temp	43	DC cabinet over-temp	50	Vdc-samp-flt	57	Fan2-flt	64	DSP-MDC com-flt
37	External power supply	44	Branch rev-ldc-high	51	V-midpoint offset	58	Current2 Unbalanced		
38	AC SPD flt	45	Branch fwd-ldc-high	52	Fan1-flt	59	Current3 Unbalanced		
39	DC SPD flt	46	Grid_V-unbalanced	53	DC switch abnormal	60	Driver board fault		
40	Cntr-flt	47	Backfeed Supply fault	54	AC breaker flt	61	Carrier synch flt		
41	Temp control cabinet flt	48	AC cabinet over-temp	55	Com failure	62	Volt shift Var adj		
42	Anti-PID power flt	49	Enconding repeat	56	DC fuse-abnormal	63	Bus undervoltaje		

La falla más común y una de las más graves en la etapa de Comisionamiento es la falla **Protección PDP o PDP-PRO**, esta falla se presenta cuando ocurre un estallido interno del Power Stack (IGBT), tomando en cuenta que es por una sobre corriente interna en la electrónica del componente.

5.5.3.1 Falla Protección PDP (07.PDP-pro).

Se describen la condición de detección y medidas correctivas de la Protección PDP.

Tabla 5.4: Desarrollo falla 07.PDP-pro.

Falla	PDP-PRO
Condición detectada en inversor	<ul style="list-style-type: none"> ● Detención del inversor. Señal de falla y/o se produjo un fallo de sobre corriente de hardware en la placa del

	<p>controlador, la falla se convertirá en irrecuperable y el dispositivo entra en estado “Stop”. Alimentación en “Off” para solucionar manualmente.</p>
<p>Medidas Correctivas</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Comprobar si la AC y la CC están en cortocircuito y si la red es anormal. Exportar los datos de fallas. Determinar la causa de la falla de acuerdo con el código de falla y analice si hay un cortocircuito de CC o una anomalía en la tensión de CA de acuerdo con la forma de onda de la falla.
	<ul style="list-style-type: none"> ● Verificar el sistema de suministro de energía, comprobar si los indicadores Led en el PA, PD y la placa del controlador son normales; medir si la entrada del sistema es normal (24 volt).
	<ul style="list-style-type: none"> ● Verificar el código de falla de PDP en la información de ejecución del DSP o el código de falla en el registro de fallas (3031) para localizar la causa específica de la falla. ● Las medidas correctivas para los distintos tipos de fallas de protección PDP se muestran a continuación (las tres unidades son iguales; de aquí en adelante se tomará la unidad 1 por ejemplo): ● 1) Sobre corriente fase A1, B1 y C1: si esta falla ocurre ocasionalmente, envíe los datos de falla (data) al Vendor del equipo para su evaluación, si esta falla ocurre con frecuencia, reemplace la placa PA y la placa PD. ● 2) Sobre corriente CC: si esta falla ocurre ocasionalmente, enviar datos de la falla (data) al Vendor del equipo para su evaluación; si esta falla ocurre con frecuencia, reemplazar la placa PA y la placa PD. ● 3) La fase A1 PDP corresponde al módulo de la fase A1: puede haber problemas con el controlador de la fase A1 y el IGBT de la fase A1. Probar la resistencia del módulo GE; si la resistencia es normal, reemplace el controlador. ● 4) La fase B1 PDP corresponde al módulo de la fase B1: puede haber problemas con el controlador de la fase B1 y el IGBT de la fase B1. Probar la resistencia del módulo GE; si la resistencia es normal, reemplace el controlador. ● 5) La fase C1 PDP corresponde al módulo de la fase C1: puede haber problemas con el controlador de la fase C1 y el IGBT de la fase C1. Probar la resistencia del módulo GE; si la resistencia es normal, reemplace el controlador.

5.5.3.2 Fallo de contacto del contactor (40.Cntr-flt).

Se describen la condición de detección y las medidas correctivas de CNTR FLT.

Tabla 5.5: Desarrollo falla 40.Cntr-flt.

Falla	CNTR FLT
Condición Detectada	<p>Fallo del contactor y anomalía del contacto del contactor.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Fallo del contactor: el contactor normalmente no puede cerrarse y abrirse durante la conexión a la red. Si la falla ocurre más de 5 veces, se convierte en una falla irrecuperable y el dispositivo se detiene. Apagar la fuente de alimentación para solucionar problemas manualmente. 2. Anomalía en el contacto del contactor: el contactor puede abrirse y cerrarse normalmente, pero la retroalimentación es anormal y el dispositivo no se detiene.
Medidas Correctivas	<ol style="list-style-type: none"> 1. Verificar si la potencia, el contactor auxiliar y el contactor principal son normales. <ul style="list-style-type: none"> - Desconectar el interruptor de AC y CC y verificar si el contactor principal de CA es normal, comprobar si la bobina del contactor y la conexión del cable de contacto están conectados. 2. Desconectar el interruptor de AC y suministrar energía de CC solamente. <ul style="list-style-type: none"> ● Conectar en cortocircuito el terminal de alimentación de la placa PD al contactor auxiliar y suministre alimentación al contactor auxiliar. Si el contactor auxiliar no se cierra o el voltaje no se envía a la bobina del contactor principal después de que se cierra el contactor auxiliar, puede haber un problema en el contactor auxiliar o en el cable de conexión. Comprobar cuidadosamente y reemplazar si es necesario. ● Si el contactor principal puede cerrarse, probar si cambia el voltaje de la bobina del contactor principal. Si el voltaje disminuye hasta que el contactor abra, reemplazar la caja de energía LVRT y volver a probar. Si el problema persiste, hay un problema en la caja de energía, si no es así, el contactor está fallado. ● Si hay voltaje en la bobina del contactor principal pero el contactor no se puede cerrar, el contactor está fallado.

5.5.3.3 Corriente AC desequilibradas (26.Mism-Iac).

La condición de detección y las medidas correctivas de corriente AC desequilibrada.

Tabla 5.6: Desarrollo falla 26.Mism-Iac.

Falla	Mism-Iac
Condición Detectada	Los valores de muestreo de corriente de las dos fases se desvían en un 10%.
Medidas Correctivas	1. Comprobar si la red de CA es normal. Comprobar si hay una situación de pérdida de fase.
	2. Comprobar la placa PA y el cable de señal. Probar si la placa PA y el cable de señal de corriente están buenos, reemplazándolos por otros.
	3. Verificar el sensor de corriente trifásico (T/C) que se encuentra debajo del módulo de potencia. Probar si el sensor de corriente trifásico es normal reemplazándolo por otro.

5.5.3.4 Sub tensión DC (01.Vdc-low).

Se describen la condición de detección y las medidas correctivas de sub tensión de CC.

Tabla 5.7: Desarrollo falla 01.Vdc-low.

Falla	VDC – LOW
Condición Detectada	El voltaje de DC es inferior a 500 V durante el funcionamiento del inversor y el dispositivo se detiene debido a esta falla.
Medidas Correctivas	1. Compruebe si hay un cortocircuito en el lado de CC. <ul style="list-style-type: none"> ● Mida el voltaje de CC real y verifique el cable del lado de CC.
	2. Verifique el canal de muestreo de voltaje DC. Compruebe si el voltaje de DC que se muestra en el HMI es el mismo que el valor medido cuando el dispositivo se detiene. Confirme reemplazando la placa PA y PD cuando sea necesario.

	<p>3. Si todos los elementos mencionados anteriormente son normales, verifique el módulo de energía relacionado. Confirme reemplazando la placa del controlador (IGBT) cuando sea necesario.</p>
--	--

5.5.3.5 Fallo de SPD (38-39.DC SPD FTL, AC SPD FTL).

La condición de detección y las medidas correctivas de la falla del SPD.

Tabla 5.8: Desarrollo falla 38-39.DC SPD FTL, AC SPD FTL.

Falla	Fallo SPD
Condiciones Detectadas	<p>Fallo AC SPD: acción del nodo cuando falla el AC SPD Fallo DC SPD: acción del nodo cuando falla el DC SPD</p>
Medidas Correctivas	<p>1. Verificar el SPD. Comprobar si cambia el color de la ventana del SPD (el color de la ventana que cambia de verde a rojo significa que el SPD está dañado); si el color cambia, el SPD está dañado. Después de confirmar que las configuraciones de AC y CC (incluido el voltaje positivo y negativo a tierra) son normales, reemplazar el SPD. Si el color de la ventana no cambia, puede haber un mal contacto entre el SPD y el soporte del SPD; Vuelva a insertar el SPD. (Para AC SPD, verificar el estado del interruptor de aire). Para una falla AC SPD, verificar si hay acción del microinterruptor que está conectado al SPD en serie. En caso afirmativo, conectar el microinterruptor y comprobar si se ha eliminado la falla después de confirmar que la configuración de AC y CC es normal.</p>

5.5.3.6 Sobre tensión DC (02.Vdc-high).

Se describen la condición de detección y las medidas correctivas de sobretensión de DC.

Tabla 5.9: Desarrollo falla 02.Vdc-high.

Falla	Sobretensión DC
Condiciones Detectadas	El dispositivo se detiene cuando el voltaje de DC excede los 1500V.
Medidas Correctivas	1. Comprobar la configuración real del campo fotovoltaico. Desconectar el interruptor de CC del inversor y verificar el voltaje de circuito abierto del campo fotovoltaico.
	2. Verificar si el punto neutro del transformador del lado de AC está conectado a tierra. Comprobar si el transformador de AC está conectado de acuerdo con los requisitos. Cuando el lado de baja tensión está conectado en estrella, el punto neutro no puede conectarse a tierra.
	3. Verificar la señal de voltaje DC de la placa PD. Comprobar si el voltaje de DC que se muestra en el HMI es el mismo que el valor medido cuando el dispositivo se detiene.
	4. Si la falla ocurre en el momento de la conexión a la red y el aislamiento del transformador y el punto neutro son correctos, verificar si la secuencia del voltaje AC, el muestreo de corriente o el cable del controlador. Comprobar si la señal de corriente PA, el canal de muestreo de voltaje AC de PD y el cable plano del controlador trifásico está conectado correctamente.

5.5.3.7 Falla sobre corriente y sobrecarga pro (13-25.Iac-high, Overload-pro).

La condición de detección y las medidas correctivas de sobre corriente y sobrecarga.

Tabla 5.10: Desarrollo falla 13-25.Iac-high, Overload-pro.

Falla	Iac High y Overload Pro
Condiciones Detectadas	Sobre corriente AC: protección de valor transitorio de corriente AC. Sobrecarga AC: protección de valor válido de corriente AC.
Medidas Correctivas	1. Comprobar si hay un cortocircuito en el lado de AC y CC, comprobar si los cables de AC y CC están conectados firmemente y si hay una situación de rotura, cortocircuito o conexión a tierra.
	2. Verificar la placa del controlador. Comprobar si hay alguna anomalía en el interior del módulo de potencia. Analizar con la ayuda de datos de fallas cuando sea necesario.
	3. Verificar el canal de muestreo actual. Probar si la placa PA y PD son normales reemplazándolas una a una.

5.5.3.8 Corriente desequilibrada Tres (59.Current3 Unbalanced).

La condición de detección y las medidas correctivas de la corriente desequilibrada 3.

Tabla 5.11: Desarrollo falla 59.Current3 Unbalanced.

Falla	Corriente Desequilibrada 3
Condiciones Detectadas	La corriente de los dispositivos conectados en paralelo supera el valor preestablecido del software.
Medidas Correctivas	1. Verificar el módulo de potencia. Analizar si la placa del controlador o el módulo de potencia fallan con la ayuda de los datos de registro de fallas.

	2. Verificar la comunicación. Comprobar si hay una falla de sincronización o una falla de comunicación de operación en paralelo al mismo tiempo a través de la falla del historial.
	3. Verificar la señal de corriente actual. Probar si la placa PA es normal reemplazándola.

5.5.3.9 Anomalía del interruptor DC (53.DC switch abnormal).

La condición de detección y las medidas correctivas de la anomalía del interruptor DC.

Tabla 5.12: Desarrollo falla 53.DC switch abnormal.

Falla	Anomalía Switch DC
Condiciones Detectadas	El dispositivo emite una alarma, pero no se detiene
Medidas Correctivas	1. Compruebe si todos los interruptores de DC están conectados. Compruebe si el interruptor de DC está conectado y confirme si el estado de ejecución desde el HMI está ok.
	2. Verifique si el cortocircuito del nodo de retroalimentación del interruptor es normal, para que se cargue y realice en cierre automático
	3. Verifique que la conexión de Branch de fusibles DC esta ok

5.5.3.10 Anomalía del interruptor AC (54.AC breaker flt).

La condición de detección y las medidas correctivas de la anomalía del interruptor AC.

Tabla 5.13: Desarrollo falla 54.AC breaker flt.

Falla	Anomalía Switch AC
Condiciones Detectadas	Interruptores AC Defectuosos

Medidas Correctivas	1. Comprobar si los interruptores de AC están conectados / desconectados normalmente.
	2. Comprobar si los interruptores de AC están dañados.
	3. Verificar la conductividad de los interruptores de AC con un multímetro.
	4. Verificar las bobinas internas del breaker, bobinas de mínima tensión, apertura y cierre, de presentar alguna con anomalía se debe reemplazar.

5.5.4 Descarga de la data del inversor.

Este paso es de suma importancia para la detección de una falla sobre todo cuando es una nueva, ya que en él se obtendrán datos de suma importancia para el análisis de la falla o fallas acontecidas en el equipo, para su obtención se debe seguir los siguientes pasos:

5.5.4.1 Lista chequeo a seguir para la extracción de data.

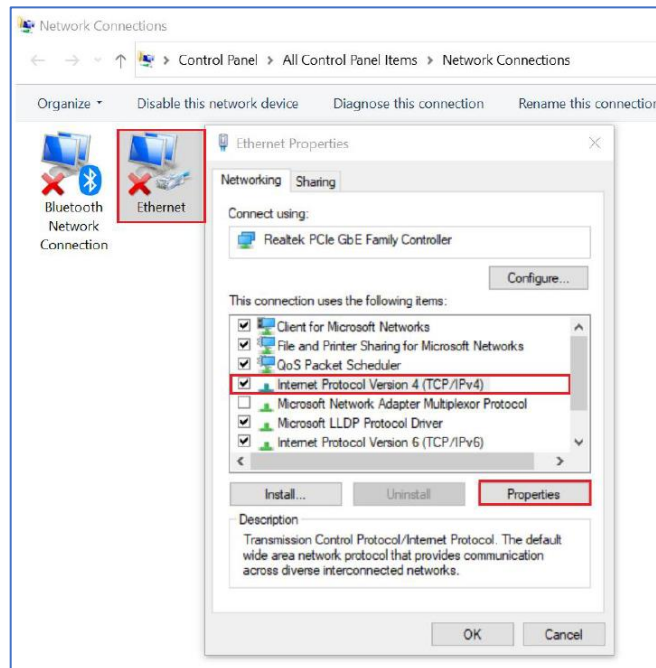
- Revisar el estado de la luz led en la puerta del lado del módulo 1.
- Revisar en la pantalla Touch (HMI) el tipo de falla que presenta el equipo y el historial de falla.
- En caso de estar detenido el equipo, abrir puertas lado AC y DC, realizar una inspección visual.
- Conectar Laptop a puerto RJ45 de mantenimiento y extraer el historial de falla para que se envíe a Vendor especializado en el equipo.

5.5.4.2 Pasos a seguir en extracción de falla mediante puerto ethernet RJ45.

- Direccional Laptop para ingresar por medio de IP al inversor, para esto se debe:
 - Dirigirse a centro de redes.
 - Cambiar adaptador de red.
 - Elegir ethernet – propiedades.

- Elegir protocolo 4 (TCP/Ipv4) – propiedades.

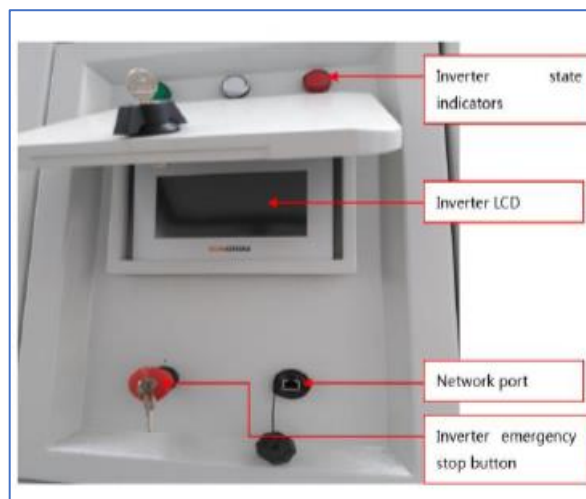
Figura 5.20: Configuración parámetros de red, extracción data.



➤ Preparación antes de iniciar la sesión:

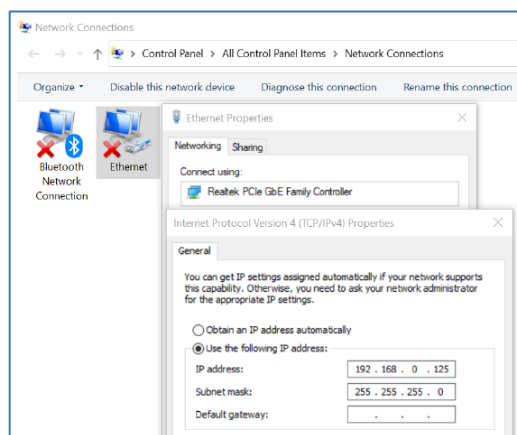
- Conecte el PC al ETH1 del UMCG mediante un cable de red en el puerto de mantenimiento.

Figura 5.21: Ubicación puerto ethernet en equipo inversor.



- Configure la dirección IP del PC para que esté en el mismo segmento de red del UMCG. Se recomienda establecer la dirección IP de la PC 192.168.0.125, y la máscara de subred a 255.255.255.0.

Figura 5.22: Configuración dirección IP según segmento.



➤ **Conexión con inversor:**

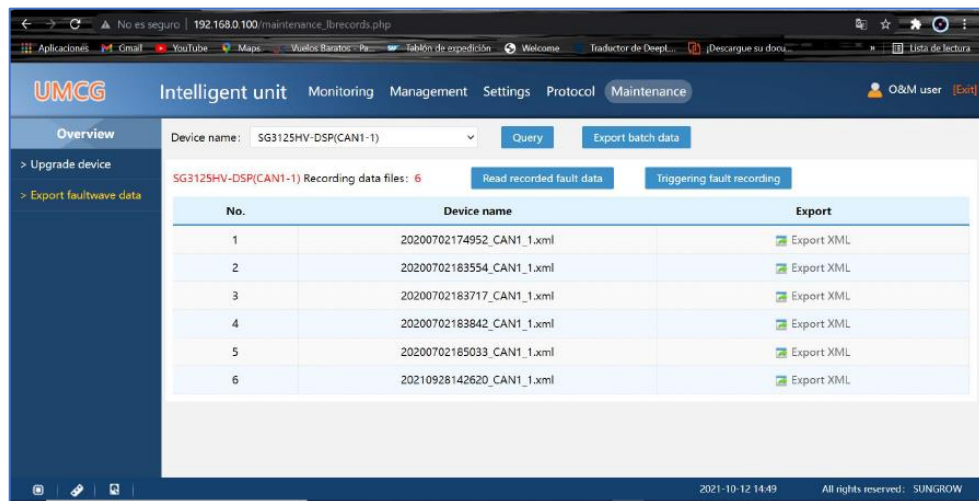
- Introduzca la dirección IP en la barra de direcciones del buscador del PC. Ejemplo: abrir un navegador (como puede ser Google Chrome) y escribir 192.168.0.100, para entrar en la página del inversor denominada UMCG.
- Ingresar Usuario: Maintain; ingresar clave: Adamg1

Figura 5.23: Interfaz gráfica ingreso configuración inversor.



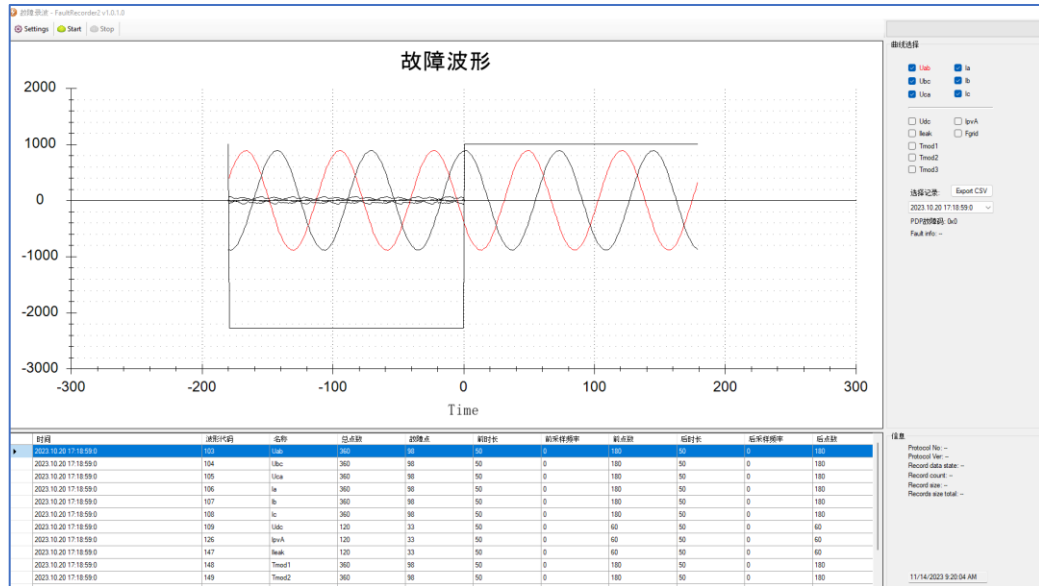
- Estando en la plataforma del inversor, dirigirse a:
 - Maintenance
 - Export Faultware date
 - Device Name
 - Posicionarse en SG3125-DSP(CAN1-1)
 - Export Bach data
 - Repetir pasos 3 al 5 para descargar SG3125-DSP (CAN1-2)

Figura 5.24: Página para extracción data del equipo.



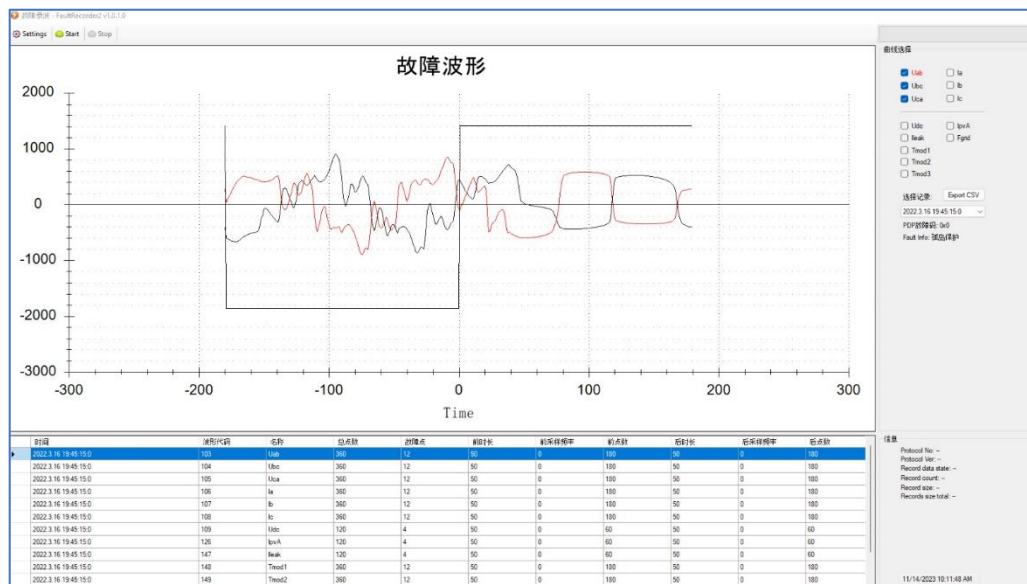
Una vez realizado estos pasos se obtendrá unos archivos en “.zip”, los cuales deben ser enviados a Vendor especialista para su análisis final. No obstante, estos archivos se pueden descargar y se entregarán con extensión “.xml”, el cual, no puede ser leído sin tener un programa específico que poseen los especialistas del equipo llamado ICONFIG, en donde se puede graficar los datos entregados.

Figura 5.25: Gráfica comportamiento voltaje y corriente en inversor sin falla.



Fuente: Documentación técnica revisión data inversor Sungrow.

Figura 5.26: Gráfica comportamiento voltaje y corriente alterada (falla).



Fuente: Documentación técnica revisión data inversor Sungrow.

Acá se observa la gráfica en falla, se puede apreciar la diferencia de cómo se distorsiona las ondas de la variable voltaje (V).

5.6 Carta Gantt del proceso de integración.

Se detalla dos cronologías apuntadas a visualizar los tiempos, pasos, hallazgos y fallas acontecidas todas en la etapa del CAPEX del proyecto, acotadas a las fases antes detalladas de Pre-Comisionamiento y Comisionamiento.

Una de ellas individualizando un solo inversor y la otra apuntada a dimensionar la integración, los tiempos involucrados en C.C. & H.C. producto de las fallas asociadas al total de los equipos que componen el proyecto (126 inversores).

5.6.1 Gantt pasos y fallas asociados a un inversor.

En la escala de tiempo, el proyecto respecto de la integración de los equipos inversores tiene punto de inicio el 01 de marzo del año 2021.

Figura 5.27: Gantt integración un inversor en C.C. & H.C.



En el diagrama de Gantt anterior se visualiza el C.C. & H.C. más largos que fueron de dos días y cuatro días respectivamente conteniendo las fallas más críticas y el tiempo requerido para su solución (caso real).

Cold Commissioning.

- Un día, cinta seguridad amarilla rota.
- Un día, revisión posible electrónica dañada.
- Un día, revisión estructura por hallazgo de golpes.

Hot Commissioning.

- Dos días, falla PDP-pro (falla terminal Power Stack).
- Un día, falla DC fuse flt (fusibles DC percutados).
- Un día, falla Iac-high (condensadores quemados filtro armónicos).

En este grupo de eventos el equipo comprometido tuvo múltiples hallazgos y fallas que ocurrieron de manera consecutiva, la falla **PDP-pro** para solucionarla necesita el cambio de componentes (IGBT Power Stack) que no son parte habitual del Spare Parts (almacén de componentes) porque ocurría por primera vez. Posterior a esas fallas se determina ampliar la cantidad de repuestos disponibles incluyendo el que falló.

Si se hubiera contado con el repuesto, la falla se habría solucionado en un día y no en dos y las fallas **DC fuse flt** y **Iac-high** también tenían el potencial de solucionarse en un mismo día, pero tampoco se contaba con el juego de condensadores de repuesto.

5.6.2 Gantt fallas en Comisionamiento inversores en el CAPEX proyecto PFV.

En la escala de tiempo del proyecto respecto de la integración de todos los equipos inversores tiene su inicio como se mencionó anteriormente el 01 de marzo 2021, aunque:

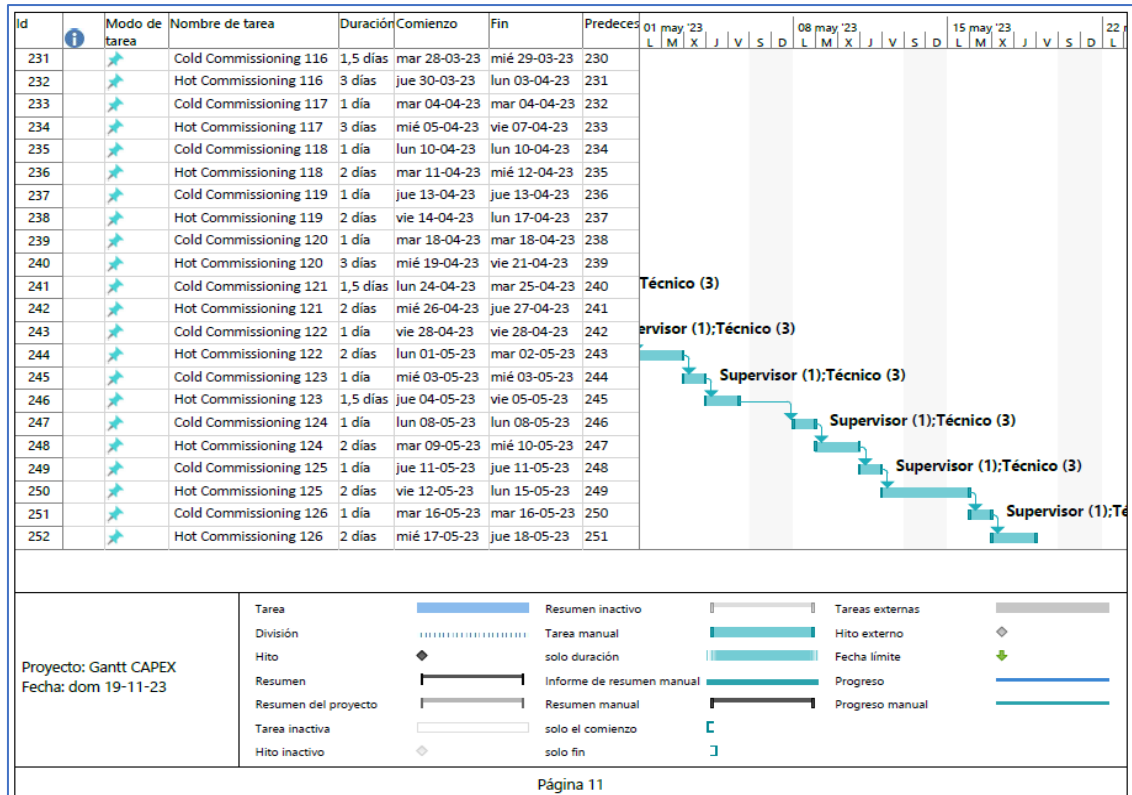
- El proyecto PFV Campos del Sol como tal comienza el año 2019.
- En acuerdo con empresa principal cada equipo quedaría operativo en tres días.
- El Pre-Comisionamiento más corto se hizo en un día.
- El Comisionamiento más corto se hizo en un día y medio.

5.6.2.1 Recursos del proyecto (Comisionamiento inversores).

Para la ejecución general de la integración de los equipos se contó con:

- Personal: 01 Supervisor y 03 Técnicos (45 horas semanales).
- Fecha original de inicio y término, marzo 2021 a mayo 2023.
- Spare Part definido solo por fallas en el Comisionamiento.

Figura 5.28: Gantt integración inversores en el CAPEX.



El proyecto en la etapa de integración de los equipos inversores se termina en mayo del 2023, esto incluye la confección de las OOC para posicionar cada equipo en su lugar definitivo.

En la parte final del Comisionamiento los plazos se extendieron (marzo a mayo 2023) por motivos externos ocasionados con la empresa mandante principalmente por falta de componentes y/o equipos que llegaron fuera de plazo y que no permitían avanzar en la integración.

5.7 Indicadores de gestión del proyecto de integración.

En el caso del proyecto de integración en PFV Campos del Sol se analiza principalmente debido a los retrasos y costos ocasionados por la ocurrencia de fallas: el desempeño al comisionar cada equipo, también el global del proyecto, costos por componentes no contemplados en falla.

➤ **Tiempo global real (TGR) vs tiempo global comprometido (TGC).**

TGR: 822 días.

TGC: 549 días.

$$\% \text{ óptimo} = \frac{\text{TGC}}{\text{TGR}} = \frac{549}{822} = 0,67$$

(mientras menor el TGR, el % óptimo se acercará a “1” que fue lo comprometido),
o también es válido decir que el tiempo real fue sobrepasado cercano al 150%.

➤ **Tiempo individual real (TIR) vs tiempo individual comprometido (TIC).**

TIRp: 8 días. (en el peor de los casos)

TIRm: 2,5 días (en el mejor de los casos)

TIC: 3 días.

$$\% \text{ óptimo} = \frac{\text{TIC}}{\text{TIRp}} = \frac{3}{8} = 0,375$$

(según el indicador solo se alcanza a un 37,5% de desempeño comprometido por factores externos e internos, retrasos de otras empresas, falta o falla de componentes)

$$\% \text{ óptimo} = \frac{\text{TIC}}{\text{TIRm}} = \frac{3}{2,5} = 1,2$$

(en el mejor de los casos cuando no existía fallas o eran solucionables rápidamente por conocimiento adquirido y/o contar con repuestos para cambio se alcanzó un indicador de 1,2 > 1 que significa integrar un equipo antes del tiempo comprometido)

➤ **Performance Ratio (P.R.), Coeficiente de Rendimiento.**

La productividad de una PFV ya sea P.M.G.D. o U.P.P. puede ser evaluada a través de este indicador y por lo tanto, el desempeño de sus inversores. Este indicador está más apuntado al OPEX en donde se reflejará el correcto comisionamiento e integración que para el caso en estudio no tiene datos reales por desarrollarse en el CAPEX del proyecto.

En el caso particular de la UPP Campos del Sol que cuenta con 126 equipos, cada inversor que no esté disponible significa un 0,8% menos de potencia y/o energía eléctrica generada por unidad de tiempo. Aunque los inversores no son los únicos responsables, también contribuyen a esto la captación solar de los paneles, el clima, otros equipos anexos como fallas en transformadores, Switchgear, grado de “soiling” o suciedad de los paneles, degradación natural de los paneles en el tiempo, etc.

El cumplimiento óptimo de estos indicadores permite demostrar la buena salud de los equipos planta (disponibilidad) y que esos equipos: inversores, string, transformadores, etc. trabajaron adecuadamente (P.R.) medidos en un período de tiempo específico.

- **Disponibilidad Técnica.** Es la disponibilidad del sitio teniendo en cuenta todas las interrupciones del equipo a nivel del inversor u otros equipos mayores del sitio.

$$DT = \frac{MWh}{MWh + MWh_1 + MWh_{omc} - MWh_{curtailment}}$$

Donde:

DT: Disponibilidad Técnica.

MWh: Energía generada por unidad de tiempo durante el período de disponibilidad efectiva.

MWh₁: Estimación energía perdida ocasionada por la interrupción en algún inversor a responsabilidad de la empresa que opera y mantiene la planta.

MWh_{omc}: Estimación energía perdida ocasionada por la interrupción en algún inversor que no es responsabilidad de los operadores planta (también incluye de este cálculo la energía perdida a solicitud por reducción forzada).

MWh_{curtailment}: Energía perdida estimada debido a cortes o restricciones exigidas por razones económicas o de estabilidad de la red.

- **Disponibilidad Efectiva, real o contractual.** Este indicador solo incluye interrupciones de equipos en el nivel del inversor o mayores y solo para interrupciones que están dentro del alcance y control del O&M planta.

MWh₁ comienza a calcularse cuando un inversor o grupo de ellos deja de generar energía. A veces, la energía perdida se calcula cuando el rendimiento de un inversor se ve parcialmente afectado. Esto se conoce como reducción de potencia, métrica clave y uno de los principales objetivos de una O&M.

$$DE = \frac{MWh}{MWh + MWh_1}$$

Donde:

DE: Disponibilidad efectiva.

- **Coefficiente de Rendimiento Actual vs Previsto (clima típico).** Acá se compara la producción actual con la modelada.

$$(\text{Actual vs modelada})PI = \frac{MWh}{MWh_{\text{modelada}}}$$

MWh_modelada: Energía prevista para la planta por el modelo de la planta utilizando condiciones climáticas típicas.

Esta métrica compara la producción de la planta con las expectativas originales del propietario cuando construyó la planta, se ve afectada drásticamente por el clima, por lo que el resultado a veces está fuera del control de cualquiera. Se informa a solicitud de los propietarios (PI).

- **Coefficiente de Rendimiento Actual vs Esperado (clima real).** Acá se compara la producción actual con la producción esperada.

$$(\text{Actual vs esperada})PI = \frac{MWh}{MWh_{\text{esperada}}}$$

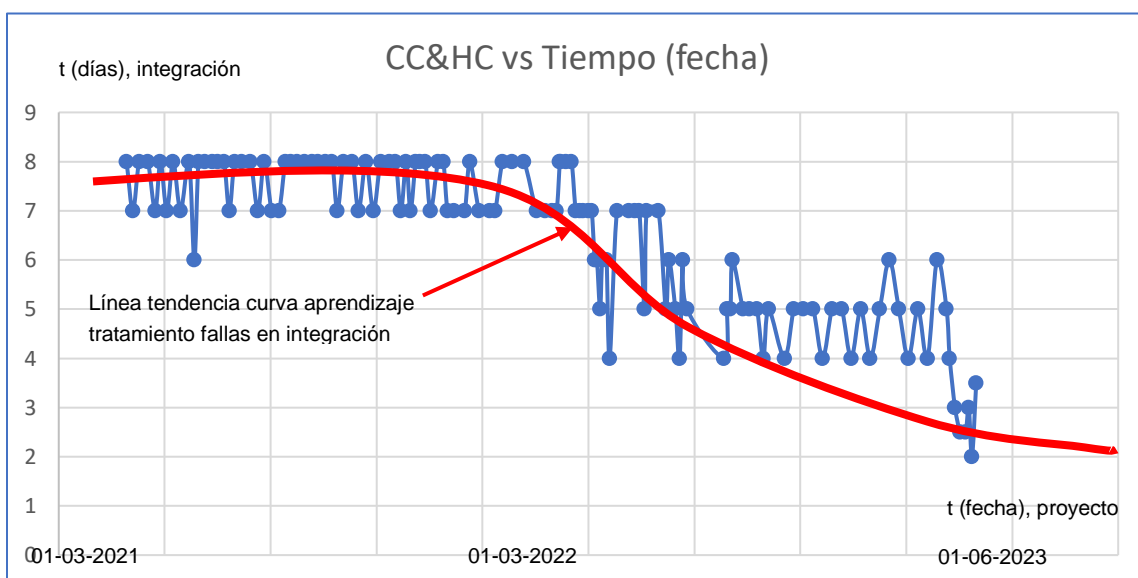
MWh_esperada: Energía esperada para la planta calculada por el modelo de la PFV utilizando las condiciones climáticas reales.

Debido a que la energía esperada compensa el impacto de las condiciones climáticas reales, esta métrica es la medida más completa del desempeño de los 126 inversores independientemente de las condiciones climáticas.

➤ **Gráfica CC&HC vs Tiempo.**

Se muestra el comportamiento de las integraciones a medida que se iba tomando experiencia y la disponibilidad de un “Spare Part”.

Figura 5.29: Gráfico tiempo cronológico vs tiempo por integración.



Fuente: Imágenes propias.

➤ **Cuantificación de costos por fallas en C.C. & H.C.**

Se detalla según cambio de componentes los costos asociados a la solución de fallas en lo que se incurrió a lo largo del proyecto.

Las fallas en los componentes según las características particulares ocurridas en cada evento estuvieron cubiertas por la garantía del proceso de C.C. & H.C. por lo que desde el punto de vista netamente monetario no tuvieron incidencia.

El impacto mayor se refleja en la cantidad de componentes que debieron cambiarse. Particularmente en el caso de los Power Stack alcanzaron a 58 unidades, casi la misma

cantidad de MV Station (63u) de Campos del Sol en un plazo de dos años, equivalente a lo que aproximadamente duró el C.C. & H.C.

Esta falla en el período del OPEX, en la cantidad y tiempo involucrado implicaría dejar de generar según estimación 34 MWh de energía por cada reparación que deba realizarse.

Tabla 5.14: Costos componentes no contemplados del proyecto.

Número CT	Componente	Cantidad	Fecha inicio falla	Fecha término falla	Valor Unitario (US\$)	Valor total (US\$)	
11	Power Stack	3	20-12-2021	04-01-2022	5.009	15.027	
24	Power Stack	12	03-03-2022	07-04-2022	5.009	60.108	
25	Power Stack	3	10-03-2022	14-03-2022	5.009	15.027	
28	Power Stack	12	24-03-2022	14-04-2022	5.009	60.108	
28	Fusible AC 1400A	10	24-03-2022	14-04-2022	100	1.000	
36	Power Stack	1	10-05-2022	17-05-2022	5.009	5.009	
37	Power Stack	1	24-05-2022	06-06-2022	5.009	5.009	
48	Power Stack	9	29-04-2022	20-05-2022	5.009	45.081	
49	Power Stack	1	06-05-2022	05-06-2022	5.009	5.009	
59	Power Stack	1	03-06-2022	11-06-2022	5.009	5.009	
28	Power Stack	6	24-07-2022	10-08-2022	5.009	30.054	
23	Power Stack	1	16-08-2022	19-08-2022	5.009	5.009	
31	Power Stack	1	02-09-2022	05-09-2022	5.009	5.009	
38	Power Stack	7	23-09-2022	08-10-2022	5.009	35.063	
38	Fusible AC 1400A	8	23-09-2022	08-10-2022	100	800	
41	Ventilador 1000W	2	09-10-2022	12-10-2022	723	1.446	
					US\$ 17-11-23	TOTAL (US\$)	293.768
					881,17	TOTAL (CLP\$)	258.859.549

Finalmente, se detalla en tabla n° 5.14 los costos monetarios asociados al total de componentes cambiados por fallas en el global del proyecto de integración, cifra a considerar si es que éstas ocurren sobre todo en la vida útil del proyecto (OPEX).

Sin un respaldo que haga válida la garantía asociada estos costos se traspasan directamente, relevante entonces se torna cumplir con los mantenimientos programados exigidos por el fabricante, pero eso es un tema que no se abordará en el actual proyecto.

CONCLUSIONES

Para el caso particular de la U.P.P. Campos del Sol este análisis permitió conocer las complejidades de las etapas del proyecto de construcción, conocer cuáles son los componentes con los que se debe contar si o si, por ejemplo los “Power Stack” que fueron los de mayor tasa de falla, mantener canales establecidos por procedimiento con el Vendor para el soporte especializado 24/7 sobre todo al presentarse fallas no conocidas, así justificar técnicamente ante la empresa principal por cada anomalía que afectó a cada inversor en condición de falla, etc.

La mayor contribución de esta tesis radica principalmente en la base de conocimiento adquirida que permitió optimizar tiempos y costos del proyecto evidenciado en la integración de cada inversor en la etapa del CAPEX (aunque igual influye en el OPEX, etapa operativa), puntualmente en los procesos de C.C. & H.C., con la aparición y ocurrencia de fallas propias de estos equipos y que a medida que se iban encontrando las mejores soluciones, se lograba reducir y/o eliminar las demoras reduciendo también costos no contemplados. En lo concreto para el caso de un inversor en este proyecto de Campos del Sol significó pasar de tiempos de integración de siete (07) a tres (03) días en promedio.

Si esto se extrapola a los 126 inversores que son los que posee esta U.P.P. se puede determinar que los tiempos de integración incluidos las demoras por fallas, tienen el potencial de reducirse hasta en un 40% aproximadamente. Los indicadores más útiles del proceso tienen que ver con la mejora en los tiempos tomando como referencia base los establecidos por contrato, tanto de un equipo como en el global del proyecto para idealmente llegar al 100% de cumplimiento o la unidad “1” si se trataba como razón de comparación que se pudo evidenciar mediante la curva de aprendizaje.

Con la experiencia adquirida en la ejecución práctica de estas tareas queda una enseñanza que se tradujo en la elaboración de esta base de información que servirá al momento de enfrentar nuevas integraciones de equipos inversores tanto en proyectos que ya estén en ejecución, pero principalmente en nuevos.

BIBLIOGRAFÍA

Sungrow Power Supply Co., Ltd. (2019), Manual de Sistema Inversor SUNGROW, Troubleshooting, modelo SG3125 HV-20, Turnkey Station, versión 15-201909.

REFERENCIAS

Dierauf, T.; Growitz, A.; Kurtz, S.; Cruz, J. L. B.; Riley, E.; Hansen, C. (2023), Weather-Corrected Performance Ratio, abril 2013, National Renewable Energy Laboratory (NREL), <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57991.pdf>

Guía de requisitos normativos de medidas para PMGD en media tensión (2023), Departamento de Medición de Energía, 2021, Coordinador Eléctrico Nacional (C.E.N.), <https://medidas.coordinador.cl/public/DOCUMENTACION/NORMATIVA/Material%20de%20Apoyo%20para%20PMGD.pdf>

Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación (2023), actualización a septiembre 2019, Comisión Nacional de Energía, Ministerio de Energía, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/08/Norma-T%C3%A9cnica-Netbilling-2019.pdf>

Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión (2023), actualización a julio 2019, Comisión Nacional de Energía, Ministerio de Energía, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/07/NTCO-PMGD-Julio-2019.pdf>

Ley de Generación Distribuida no. 20.571 (2023), procedimiento para llevar a cabo la conexión del equipamiento de generación, actualización a mayo del 2017, Superintendencia de Electricidad y Combustible, División de Energías Renovables, Ministerio de Energía, <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2019/07/1-PRESENTACION-LEY-20571.pdf>

Ley 20.571 (2023), Regula el pago de las tarifas eléctricas de las Generadoras Residenciales, actualización a septiembre 2014, Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, BCN, Ley Chile, <https://bcn.cl/2ie9p/>

Proyecto Campos del Sol (2023), actualización a febrero 2023, Enel Green Power Chile, <https://www.enel.cl/es/conoce-enel/prensa/press-enel-green-power-chile/d202302-egp-chile-inicia-operacion-comercial-de-central-fotovoltaica-campos-del-sol.html>

¿Qué es un proyecto Utility Scale de energía fotovoltaica? (2022), actualización a abril 2023, EVOLUSUN Generación Eficiente, <https://www.evolutun.cl/proyecto-utility-scale-fotovoltaico/>

Reporte Energético Noviembre 2023 (2023), Coordinador Eléctrico Nacional (C.E.N.), <https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/>

Sistema Fotovoltaico (2023), Wikipedia, La Enciclopedia Libre, https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_fotovoltaico