

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTÍSIMA CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE MEDIO AMBIENTE Y ENERGÍA



UCSC

Diseño e implementación de redes off grid, on grid
sin inyección e híbridas en Laboratorio MicroRed

UCSC

José Alfredo Medina Jara

Informe de Habilitación Profesional para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico

Profesor Patrocinante:

Dr. Guillermo E. Ramírez A.

Profesores Guía:

Dr. Aníbal S. Morales M.

MsC. Ricardo I. León C.

Concepción, Octubre de 2019

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTISIMA CONCEPCION
Facultad de Ingeniería
Departamento de Medio Ambiente y Energía

Profesor Patrocinante:
Dr. Guillermo E. Ramírez A.

Diseño e implementación de redes off grid, on grid sin inyección e híbridas en Laboratorio MicroRed UCSC

José Alfredo Medina Jara

Informe de Habilitación Profesional
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Octubre 2019

Resumen

En este documento se presenta el estudio, diseño y análisis de redes off grid, on grid sin inyección e híbridas, comenzando con una presentación de las múltiples aplicaciones posibles de implementar a partir de estas redes, en el Laboratorio MicroRed UCSC por medio del equipamiento disponible.

A partir de estas aplicaciones, se plantean y realizan las modificaciones necesarias a los tableros eléctricos existentes; diseñando e implementando, además, un nuevo tablero eléctrico con sus debidas protecciones, por medio del cual se realiza la interconexión de los equipos en el bus dc común.

Previo a la etapa de pruebas experimentales de las redes analizadas, se realiza un set de simulaciones por medio del software HOMER Pro, a modo de obtener información preliminar del comportamiento esperado de las variables de interés del sistema, estas sean: producción solar, excesos de generación, cargas y descargas del banco de baterías y entrada en operación de un grupo electrógeno frente a requerimientos programados.

Luego de las simulaciones y con nociones de resultados esperados, se implementa un set de estas pruebas experimentales que permite dar cuenta de los comportamientos propios de cada sistema, sea este aislado de la red; con conexión a la misma, pero sin inyección; e híbrida; implementando además el control de la puesta en marcha y paro del generador diésel por medio de los inversores-cargadores, frente a requerimientos propios de cada sistema.

A los alumnos del pasado, presente y futuro de la carrera de Ingeniería Civil Eléctrica de la U.C.S.C.

Agradecimientos

Quiero comenzar a agradeciendo a Dios y al apoyo incondicional de mi familia; mis Padres José y Miriam, y mi Hermana Valentina, gracias por entregarme a cada momento la motivación y palabras de aliento que hicieron posible el llegar a esta etapa final del camino, gracias por mostrar su preocupación, por entender los tiempos en los que no podía compartir con ustedes por tener que estar estudiando o avanzando; gracias a mis Padres por el sacrificio constante por entregarme lo mejor, por llevarme comida en las largas noches de estudio, aunque yo no lo pidiera; gracias Hermana, por soportarme cuando te iba a molestar para distraer mis ideas, por esas risas que me dejaban renovado para seguir trabajando; simplemente, gracias.

Agradecer de igual manera a mi profesor guía Dr. Guillermo Ramírez por permitirme realizar este proyecto bajo su tutela, por entregarme las directrices a seguir en momentos donde no me era factible avanzar, y por facilitar todos los recursos económicos para la compra de los equipos y elementos necesarios para la implementación de dicho proyecto. A todos los profesores de Ingeniería Civil Eléctrica, por entregar y aportar con sus conocimientos y consejos en este largo camino.

Agradecer a mis grandes amigos de la infancia, Alfredo, Ángel, Jaime, por esos gratos momentos de distracción y por el apoyo brindado.

A mis compañeros, que con el paso del tiempo se fueron convirtiendo en verdaderos amigos: Hans, Gabriel, Eduardo, Alderete, Eric, Rosenthal, Nicolás, por esos bastos momentos y largas noches de estudio compartidos y por esos grandes momentos de ocio.

Finalmente agradecer al apoyo brindado en la implementación de este proyecto a Luis Alderete, por la ayuda y los conocimientos prestados en la conexión del sistema de monitoreo online, y por las varias dudas que me ayudaste a esclarecer en esas tardes de trabajo en el Laboratorio; así también, a Alfredo Morales por la facilitación de los conocimientos y la medición de datos por medio de la dSPACE para la realización de una de las pruebas experimentales, junto con la ayuda para esclarecer de igual manera las dudas que surgían en ese Laboratorio; y a Carlos Jaramillo, por la constante buena disposición para apoyar en las tareas del montaje general de los equipos.

Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	IX
LISTA DE FIGURAS	X
NOMENCLATURA.....	XIV
ABREVIACIONES.....	XV
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL.....	1
1.2. TRABAJOS PREVIOS	5
1.2.1 <i>Diseño e implementación red híbrida.....</i>	5
1.2.2 <i>Casos de estudio presentados por Studer Innotec SA.....</i>	6
1.2.3 <i>Normativa vigente en relación a redes off grid e híbridas</i>	8
1.2.4 <i>Discusión</i>	9
1.3. OBJETIVOS	9
1.3.1 <i>Objetivo General</i>	9
1.3.2 <i>Objetivos Específicos.....</i>	9
1.4. ALCANCES Y LIMITACIONES	10
1.5. TEMARIO Y METODOLOGÍA	10
CAPÍTULO 2. TIPOS DE REDES.....	11
2.1. REDES AISLADAS	11
2.2. RED HÍBRIDA.....	12
2.3. RED ON GRID SIN INYECCIÓN A LA RED	13
CAPÍTULO 3. EQUIPOS DISPONIBLES.....	15
3.1. DETALLE DE EQUIPOS	15
3.2. PANEL FOTOVOLTAICO JINKO SOLAR JKM270PP-60	16
3.3. INVERSOR-CARGADOR STUDER XTENDER XTM 2400-24.....	18
3.4. REGULADOR DE CARGA STUDER VARIOTRACK VT-TABLAS	21
3.5. BATERÍA NARADA GEL SOLAR 12-200.....	22
3.5.1 <i>Protecciones banco de baterías.....</i>	25
3.6. CONTROL REMOTO RCC-03.....	26
3.7. CONTROLADOR DEL ESTADO DE CARGA DE BATERÍA BSP	27
3.8. KIT DE COMUNICACIÓN REMOTA XCOM-LAN	27
3.9. GENERADOR INSONORIZADO TRIFÁSICO DIÉSEL.....	28
CAPÍTULO 4. APLICACIONES.....	31
4.1. SISTEMA AISLADO MONOFÁSICO	31
4.2. SISTEMA HÍBRIDO MONOFÁSICO.....	31
4.3. SISTEMA ON GRID MONOFÁSICO SIN INYECCIÓN A LA RED ELÉCTRICA	32
4.4. CONFIGURACIONES MULTI-UNIDADES.....	33
4.4.1 <i>Sistema monofásico con fase reforzada.....</i>	33
4.4.2 <i>Sistema trifásico</i>	34
4.5. SISTEMA DE BACK-UP	34
4.5.1 <i>Alimentación sin interrupción off-line.....</i>	35
4.5.2 <i>Alimentación sin interrupción off-line, con disponibilidad de energía solar</i>	35
4.5.3 <i>Alimentación sin interrupción off-line, sin disponibilidad de red</i>	36
4.6. ACOPLAMIENTO EN CORRIENTE ALTERNA (AC COUPLING).....	37
CAPÍTULO 5. TABLEROS ELÉCTRICOS EN LAB. MICRORED	42
5.1. TABLERO TRANSFERENCIA AUTOMÁTICO (TTA)	44
5.1.1 <i>Modificaciones realizadas</i>	46
5.2. TABLERO INVERSORES OFF GRID.....	47

5.2.1	<i>Estado inicial del tablero</i>	47
5.2.2	<i>Modificaciones realizadas en tablero</i>	49
5.3.	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN ALUMBRADO, FUERZA Y CONTROL MICRORED	51
5.3.1	<i>Estado inicial del tablero</i>	52
5.3.2	<i>Modificaciones realizadas en tablero</i>	53
5.4.	DISEÑO TABLERO DE DISTRIBUCIÓN CORRIENTE CONTINUA (TDCC“MR”).....	54
CAPÍTULO 6. EVALUACIÓN DE REDES HÍBRIDAS POR SIMULACIÓN		59
6.1.	SOFTWARES ANALIZADOS PARA SIMULACIONES	59
6.1.1	<i>Software elegido</i>	60
6.2.	MODELO IMPLEMENTADO	60
6.2.1	<i>Localización</i>	60
6.2.2	<i>Perfil de carga</i>	61
6.2.3	<i>Arreglo fotovoltaico</i>	61
6.2.4	<i>Convertidor</i>	61
6.2.5	<i>Banco de baterías</i>	62
6.2.6	<i>Grupo electrógeno</i>	62
6.2.7	<i>Costos</i>	62
6.3.	SIMULACIÓN IMPLEMENTADA	62
6.4.	RESULTADOS	66
6.4.1	<i>Evaluación SoC mínimo 85%</i>	66
6.4.2	<i>Evaluación SoC mínimo 60%</i>	68
6.4.3	<i>Evaluación generador a un 70% de carga mínimo</i>	69
CAPÍTULO 7. EVALUACIONES EXPERIMENTALES		70
7.1.	MODO DETECCIÓN DE PÉRDIDA DE RED.....	70
7.1.1	<i>Modo lento</i>	70
7.1.2	<i>Modo tolerante</i>	71
7.1.3	<i>Modo rápido</i>	72
7.2.	SISTEMA “SMART BOOST”	75
7.3.	REFUERZO DE FASE, AISLADOS DE LA RED	76
7.4.	PUESTA EN MARCHA AUTOMÁTICA DE GENERADOR DIÉSEL	77
7.4.1	<i>Activación por sobrepaso de potencia</i>	78
7.4.2	<i>Activación en función del SoC banco de baterías</i>	79
7.4.3	<i>Activación en función del voltaje de operación del banco de baterías</i>	80
7.5.	ENTRADA MONOFÁSICA SALIDA TRIFÁSICA	82
7.6.	FLUJO DE POTENCIAS SOLO CON ENERGÍA SOLAR.....	83
7.7.	CICLOS DE CARGA DE BANCO DE BATERÍAS	85
7.8.	EVALUACIÓN SIN PRIORIDAD DE ENERGÍAS RENOVABLES	88
7.9.	BATERÍA COMO FUENTE DE ENERGÍA PRIORITARIA	90
CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES		93
8.1.	RESUMEN FINAL.....	93
8.2.	CONCLUSIONES.....	94
8.3.	TRABAJO FUTURO	98
ANEXO A. DIAGRAMAS DE TABLEROS ELÉCTRICOS.....		102
A.1.	TTA.....	102
A.2.	TABLEROS OFF GRID	105
A.2.1	<i>ENTRADA MONOFÁSICA Y SALIDA TRIFÁSICA</i>	105
A.2.2	<i>REFUERZO DE 1 FASE</i>	106
A.3.	DIAGRAMA CONEXIONADO INTERNO TABLERO OFF GRID	106
ANEXO B. CÁLCULOS DISEÑO TDCC“MR”		109
B.1.	TABLERO DISTRIBUCIÓN CORRIENTE CONTINUA PROPUESTO	109
B.2.	SELECCIÓN DE CONDUCTORES	110
B.2.1	<i>CORRIENTE ADMISIBLE</i>	110

B.2.2	<i>CAÍDA DE POTENCIAL</i>	113
B.2.3	<i>SELECCIÓN CONDUCTORES INVERSORES-CARGADORES</i>	114
B.2.4	<i>SELECCIÓN CONDUCTOR REGULADOR DE CARGA</i>	115
B.2.5	<i>SELECCIÓN CONDUCTOR BANCO DE BATERÍAS</i>	116
B.3.	CALCULO DE PROTECCIONES	117
B.3.1	<i>PROTECCIONES INVERSOR-CARGADOR Y REGULADOR DE CARGA</i>	117
B.3.2	<i>PROTECCIONES PARA BANCO DE BATERÍAS</i>	118
ANEXO C.	CONEXIONES PARA PRUEBAS EXPERIMENTALES	120
C.1.	DIAGRAMAS DE CONEXIÓN	120
C.1.1	<i>VISTA GENERAL MÓDULO DE PRUEBAS</i>	123
C.1.2	<i>CONEXIONADO ENTRADA MONOFÁSICA-SALIDA MONOFÁSICA</i>	123
C.1.3	<i>CONEXIONADO ENTRADA TRIFÁSICA-SALIDA TRIFÁSICA</i>	123
C.1.4	<i>CONEXIONADO ENTRADA MONOFÁSICA-SALIDA TRIFÁSICA</i>	124
ANEXO D.	PARÁMETROS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA	125
D.1.	MODO DETECCIÓN DE PÉRDIDA DE RED.....	125
D.2.	SISTEMA “SMART BOOST”	126
D.3.	REFUERZO DE FASE, AISLADOS DE LA RED	127
D.4.	PUESTA EN MARCHA AUTOMÁTICA DEL GENERADOR DIÉSEL	129
D.4.1	<i>ACTIVACIÓN POR SOBREPASO DE POTENCIA</i>	129
D.4.2	<i>ACTIVACIÓN EN FUNCIÓN DEL SoC BANCO DE BATERÍAS</i>	130
D.4.3	<i>ACTIVACIÓN EN FUNCIÓN DEL VOLTAJE DE OPERACIÓN DEL BANCO DE BATERÍAS</i>	131
D.5.	ENTRADA MONOFÁSICA SALIDA TRIFÁSICA	131
D.6.	FLUJO DE POTENCIA SOLO CON ENERGÍA SOLAR.....	132
D.7.	SIN PRIORIDAD DE ENERGÍAS RENOVABLES.....	133
D.8.	BATERÍA COMO FUENTE DE ENERGÍA PRIORITARIA	133
D.9.	CICLOS DE CARGA BANCO DE BATERÍAS	133
ANEXO E.	SISTEMA DE MONITOREO ONLINE IMPLEMENTADO	134

Lista de Tablas

TABLA 3.1 Equipos disponibles en Laboratorio.....	16
TABLA 3.2 Parámetros de operación panel Jinko solar JKM270PP y arreglo fotovoltaico.....	18
TABLA 3.3 Ficha técnica inversor-cargador XTM 2400-24.....	20
TABLA 3.4 Ficha técnica regulador de carga Studer Variotrack VT-80	22
TABLA 3.5 Parámetros principales batería Narada gel solar 12-200 con $T^{\circ}_{OP}=20^{\circ}C$	23
TABLA 3.6 Voltaje final por celda frente a una descarga de corriente constante para 1 batería.....	25
TABLA 3.7 Ficha técnica generador trifásico diésel.....	29
TABLA 6.1 Parámetros batería Trojan SAGM 12 205	62
TABLA 6.2 Parámetros de operación de equipos usados.....	65
TABLA 7.1 Resumen de características señal de voltaje AC-OUT de inversor-cargador	74
TABLA B. 1 Corrientes máximas de operación	110
TABLA B. 2 Coeficientes de corrección por número de capas en un sistema de canalización	110
TABLA B. 3 Capacidad de corriente del conductor en función del método de instalación	112
TABLA B. 4 Factor de corrección en función de la temperatura ambiente.....	112
TABLA B. 5 Factor de reducción en función del número de conductores por canalización.....	113

Lista de Figuras

Fig. 1.1 Vista aérea ubicación de patio y Laboratorio MicroRed UCSC. Fuente: Google Maps	2
Fig. 1.2 Módulos fotovoltaicos instalados en patio MicroRed. Fuente: Elaboración propia	3
Fig. 1.3 Diagrama de conexión “Combiner Box”. Fuente: Elaboración propia.....	4
Fig. 1.4 Vistas Combiner Box. Fuente: Elaboración propia	4
Fig. 2.1 Modelo típico de una red off grid. Fuente: Elaboración propia.....	12
Fig. 2.2 Modelo típico de una red híbrida. Fuente: Elaboración propia	13
Fig. 2.3 Modelo on grid sin inyección a la red y con disponibilidad de grupo electrógeno. Fuente: Elaboración propia	14
Fig. 3.1 Planta ubicación de equipos en Laboratorio MicroRed UCSC. Fuente: Elaboración propia	15
Fig. 3.2 Vista interna Laboratorio MicroRed UCSC (lado inversores). Fuente: Elaboración propia	16
Fig. 3.3 Diagrama de conexión módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia	18
Fig. 3.4 Inversor-cargador XTM 2400-24. Fuente: Internet	20
Fig. 3.5 Función “Smart Boost” en una red híbrida o con conexión a red sin inyección. Fuente: Elaboración propia	21
Fig. 3.6 Regulador de carga Studer Variotrack VT-80. Fuente: Internet.....	22
Fig. 3.7 Batería Narada gel solar 12-200. Fuente: Internet	23
Fig. 3.8 Esquema de conexión banco de baterías. Fuente: Elaboración propia	23
Fig. 3.9 Ciclo de carga batería Narada gel solar 12-200 con $T^{\circ}_{OP}=20^{\circ}C$. Fuente: Fabricante [32]...	24
Fig. 3.10 Control remoto RCC-03. Fuente: Internet	26
Fig. 3.11 Controlador estado de carga BSP. Fuente: Internet	27
Fig. 3.12 Kit de comunicación Xcom-LAN. Fuente: Internet	28
Fig. 3.13 Generador trifásico diésel. Fuente: Internet.....	29
Fig. 3.14 Tablero de control y fuerza generador trifásico. Fuente: Elaboración propia	30
Fig. 4.1 Sistema off grid monofásico. Fuente: Elaboración propia.....	31
Fig. 4.2 Sistema híbrido típico con salida monofásica. Fuente: Elaboración propia	32
Fig. 4.3 Sistema con disponibilidad de red, pero sin inyección y salida monofásica. Fuente: Elaboración propia	32
Fig. 4.4 Sistema monofásico con fase reforzada. Fuente: Elaboración propia	33
Fig. 4.5 Configuración multi-unidades sistema trifásico. Fuente: Elaboración propia.....	34
Fig. 4.6 Alimentación sin interrupción off-line, sin disponibilidad solar. Fuente: Elaboración propia	35
Fig. 4.7 Alimentación sin interrupción off-line, con disponibilidad solar. Fuente: Elaboración propia	36
Fig. 4.8 alimentación sin interrupción, sin disponibilidad de red. Fuente: Elaboración propia.....	36
Fig. 4.9 Estados de AC coupling sin entrada AC-IN a inversor-cargador. Fuente: Elaboración propia	39
Fig. 4.10 Modificación en frecuencia de salida del inversor-cargador. Fuente: [32]	40
Fig. 4.11 Estados de AC coupling con entrada AC-IN a inversor-cargador. Fuente: Elaboración propia.....	41
Fig. 5.1 Diagrama unilineal general inicial proyectado para el Laboratorio MicroRed UCSC. Fuente: Elaboración propia	43
Fig. 5.2 Vista exterior TTA. Fuente: Elaboración propia	45
Fig. 5.3 Vista interna esquema contactores TTA. Fuente: Elaboración propia	45
Fig. 5.4 Diagrama de conexión interno en TTA según modo de partida de generador. Fuente: Elaboración propia	46

Fig. 5.5 Conectores para selección modo de partida de grupo electrógeno. Fuente: Elab. propia	47
Fig. 5.6 Vista exterior inicial de tablero inversores off grid. Fuente: Elaboración propia.....	48
Fig. 5.7 Vista interior inicial de tablero inversores off grid. Fuente: Elaboración propia	48
Fig. 5.8 Diagrama unilineal inicial de tablero inversores off grid. Fuente: Elaboración propia.....	49
Fig. 5.9 Diagrama unilineal tablero inversores off grid considerando In 3 ϕ -Out 3 ϕ . Fuente: Elaboración propia	51
Fig. 5.10 Vista exterior TDAFyC“MR”. Fuente: Elaboración propia	52
Fig. 5.11 Vista interior TDAFyC“MR”. Fuente: Elaboración propia.....	52
Fig. 5.12 Diagrama unilineal inicial TDAFyC“MR”. Fuente: Elaboración propia	53
Fig. 5.13 Diagrama unilineal propuesto para TDAFyC“MR”. Fuente: Elaboración propia.....	54
Fig. 5.14 Diagrama de conexión TDCC“MR” . Fuente: Elaboración propia	56
Fig. 5.15 Diagrama unilineal general post modificaciones. Fuente: Elaboración propia	57
Fig. 5.16 Esquema general de interconexión de equipos y tableros eléctricos. Fuente: Elaboración propia.....	58
Fig. 6.1 Perfil de consumo diario. Fuente: HOMER Pro	61
Fig. 6.2 Esquema de simulación implementado. Fuente: HOMER Pro.....	63
Fig. 6.3 Ventanas de selección de parámetros en Homer PRO. Fuente: HOMER Pro.....	64
Fig. 6.4 Evaluación SoC mínimo 85%. Fuente: Elaboración propia	66
Fig. 6.5 Evaluación SoC mínimo 60%. Fuente: Elaboración propia	68
Fig. 6.6 Evaluación generador a un 70% de carga. Fuente: Elaboración propia	69
Fig. 7.1 Detección de pérdida de red “Modo Lento”. Fuente: Elaboración propia.....	70
Fig. 7.2 Detección de pérdida de red “Modo Tolerante”. Fuente: Elaboración propia.....	72
Fig. 7.3 Detección de pérdida de red “Modo Rápido”. Fuente: Elaboración propia	73
Fig. 7.4 Espectro armónicos de voltaje AC-OUT de inversor-cargador. Fuente: Elaboración propia	74
Fig. 7.5 Sistema “Smart Boost”. Fuente: Elaboración propia.....	75
Fig. 7.6 Refuerzo de fase. Fuente: Elaboración propia	77
Fig. 7.7 Activación de generador por sobrepaso de potencia. Fuente: Elaboración propia	79
Fig. 7.8 Activación del generador diésel en función del SoC banco de baterías. Fuente: Elaboración propia.....	80
Fig. 7.9 Activación de generador diésel en función de voltaje del banco de baterías. Fuente: Elaboración propia	81
Fig. 7.10 Entrada monofásica, salida trifásica. Fuente: Elaboración propia.....	82
Fig. 7.11 Flujo de potencia del sistema en base a la producción de energía solar. Fuente: Elaboración propia.....	84
Fig. 7.12 Ciclo de carga de batería programado en inversor-cargador y regulador de carga. Fuente: Fabricante	85
Fig. 7.13 Ciclos de carga en banco de baterías, a partir de energía solar disponible. Fuente: Elaboración propia	87
Fig. 7.14 Evaluación de sistema sin “Prioridad de energías renovables”. Fuente: Elaboración propia	89
Fig. 7.15 Evaluación de sistema en modo “Prioridad de energías renovables”. Fuente: Elab. propia	91
Fig. A.1 Diagrama de conexión TTA. Fuente: Fabricante.....	102
Fig. A. 2 Panel de control interno TTA. Fuente: Elaboración propia	103
Fig. A. 3 Diagrama de pines de control conector generador-TTA. Fuente: Fabricante.....	103
Fig. A. 4 Diagrama de operación de Contactos Auxiliares en inversor-cargador. Fuente: Fabricante	104

Fig. A. 5 Diagrama de conexión interno en TTA según modo de partida de generador. Fuente: Elaboración propia	104
Fig. A. 6 Diagrama unilineal tablero inversores off grid considerando In 1ϕ -Out 3ϕ . Fuente: Elaboración propia	105
Fig. A. 7 Diagrama unilineal tablero inversores off grid considerando In 1ϕ -Out 1ϕ . Fuente: Elaboración propia	106
Fig. A. 8 Diagrama conexionado interno tablero inversores off grid, lado AC-IN. Fuente: Elaboración propia	107
Fig. A. 9 Diagrama conexionado interno tablero inversores off grid, lado salida inversores. Fuente: Elaboración propia	108
Fig. B. 1 Curva de actuación A2B 250 TMF. Fuente: Fabricante	119
Fig. C. 1 Puesta en marcha de generador según requerimientos de inversor-cargador. Fuente: Elaboración propia	121
Fig. C. 2 Puesta en marcha automática de generador por medio de control en TTA. Fuente: Elaboración propia	122
Fig. C. 3 Puente de selección de fase en inversor-cargador. Fuente: Elaboración propia	122
Fig. C. 4 Módulo de pruebas sin conexionado. Fuente: Elaboración propia	123
Fig. C. 5 Módulo de pruebas para aplicaciones entrada y salida monofásica. Fuente: Elaboración propia.....	123
Fig. C. 6 Módulo de pruebas “entrada 3ϕ salida 3ϕ . Fuente: Elaboración propia	124
Fig. C. 7 Módulo de pruebas “entrada 1ϕ salida 3ϕ . Fuente: Elaboración propia	124
Fig. D. 1 Parámetros establecidos en “Modo detección pérdida de red”. Fuente: Elaboración propia	125
Fig. D. 2 Sistema implementado para aplicación “Smart Boost”. Fuente: Elaboración propia.....	126
Fig. D. 3 Visualización del estado de operación sistema “Smart Boost” en RCC-03	126
Fig. D. 4 Sistema implementado para aplicación “Refuerzo de fase”. Fuente: Elaboración propia	127
Fig. D. 5 Visualización del estado de operación sistema “Refuerzo de fase” en RCC-03. Fuente: Elaboración propia	127
Fig. D. 6 Vista general del estado de operación de inversores en modo “Refuerzo de fase”. Fuente: Elaboración propia	128
Fig. D. 7 Parámetros establecidos en activación por “Sobrepaso de potencia”. Fuente: Elaboración propia.....	129
Fig. D. 8 Parámetros establecidos en activación por “SoC banco de baterías”. Fuente: Elaboración propia.....	130
Fig. D. 9 Parámetros establecidos en activación por “Voltaje de operación del banco baterías”. Fuente: Elaboración propia	131
Fig. D. 10 Sistema implementado para aplicación “Entrada 1ϕ -salida 3ϕ ”. Fuente: Elaboración propia.....	131
Fig. D. 11 Visualización del sistema en aplicación “Entrada monofásica-salida trifásica”. Fuente: Elaboración propia	132
Fig. D. 12 Sistema implementado con base en la energía solar. Fuente: Elaboración propia	132
Fig. D. 13 Parámetro establecido en operación “Sin prioridad de energías renovables”. Fuente: Elaboración propia	133
Fig. D. 14 Parámetros establecidos en aplicación “Batería como fuente prioritaria”. Fuente: Elaboración propia	133

Fig. E.1 Set de comunicación Xcom-LAN. Fuente: Elaboración propia 134

Fig. E. 2 Sinóptico general del sistema implementado en tiempo real. Fuente: Elaboración propia 135

Fig. E. 3 Control a distancia disponible en portal Studer. Fuente: Elaboración propia 136

Fig. E. 4 Datalogs de parámetros del sistema ofrecidos por el portal Studer Innotec Parte 1. Fuente:
Elaboración propia 137

Fig. E. 5 Datalogs de parámetros del sistema ofrecidos por el portal Studer Innotec Parte 2. Fuente:
Elaboración propia 137

Nomenclatura

Escalares

I_{adm}	: corriente admisible del conductor.
I_{max}	: corriente de diseño del circuito.
F_s	: factor de corrección de sobredimensionamiento.
f_t	: factor de corrección en función de la temperatura ambiente.
f_n	: factor de corrección en función de la cantidad de conductores.
f_k	: factor de corrección en función del número de capas de conductores.
ΔV	: caída de potencial.
ρ	: resistividad del conductor.
L	: longitud del tramo.
V_{dc}	: tensión de operación del tramo.
S	: sección del conductor [mm ²].
I_b	: corriente de diseño del circuito.
I_n	: corriente nominal del dispositivo de protección.
I_z	: corriente admisible del conductor.
I_{cc}	: corriente de cortocircuito del elemento protegido.
t	: tiempo de la protección.
K	: constante para el tipo de conductor utilizado.

Abreviaciones

Mayúsculas

ERNC	: Energías Renovables No Convencionales.
CNE	: Comisión Nacional de Energía.
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional.
TTA	: Tablero de transferencia automático
GD	: Generador diésel.
AC	: Corriente alterna.
DC	: Corriente continua
SEC	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles
FV	: Fotovoltaica/o
TDAFyC“MR”	: Tablero de distribución alumbrado, fuerza y control MicroRed
TDA	: Tablero de distribución alumbrado del TDAFyC“MR”
TDAFyUE“LAB”	: Tablero de distribución alumbrado, fuerza y uso especial Laboratorio
TDCC“MR”	: Tablero de distribución corriente continua MicroRed

Capítulo 1. Introducción

1.1. Introducción General

El aumento en el precio de los combustibles fósiles, su extracción limitada a algunos años y el daño provocado al medio ambiente al momento de su uso, ha impulsado el desarrollo de nuevas fuentes de generación energética a nivel mundial.

En Chile, el rechazo de la población a la creación de nuevos proyectos termoeléctricos e hidroeléctricos debido al impacto ambiental generado, impulso al gobierno a implementar leyes que fomentaran el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales o ERNC, a las cuales, la Ley 20.257 las establece como todas aquellas que tengan como fuente de energía primaria la biomasa, energía solar, energía geotérmica, energía del mar e hidráulica menor a 20 [MW]. Los límites impuestos por esta propia Ley y los presentados en la Ley 20.698, sumado a una disminución cercana del 90% en los costos de los paneles fotovoltaicos desde el año 2009, han posicionado a la energía solar como la más consolidada dentro de las ERNC [1]. Tal es el nivel de consolidación en el mercado eléctrico nacional, que en el mes de junio del año 2018, en el informe mensual entregado por el Coordinador Eléctrico Nacional a la CNE, se muestra que la energía solar alcanzó un 9.18% de participación, en cuanto a términos de capacidad instalada que alimenta al SEN [12].

A partir de estos antecedentes, es claro vislumbrar un futuro energético donde la generación solar fotovoltaica vendrá a reemplazar los métodos convencionales de producción térmicos.

Es por esto, que el estudio de los distintos tipos de redes de energía fotovoltaica que se pueden implementar, como así también sus posibles aplicaciones, cobran gran importancia, tal es el caso de redes off grid, híbridas y on grid sin inyección a red; la primera, es un sistema de generación fotovoltaica que no se encuentra conectado a la red de distribución eléctrica y que a partir de la energía producida por los módulos fotovoltaicos o de la carga almacenada en las baterías, es capaz de satisfacer sus niveles de demanda; la segunda, combina un tipo de ERNC en nuestro caso energía solar fotovoltaica con un sistema convencional de generación, siendo el usado en este proyecto un generador diésel, además de contar con un banco de baterías, el cual se puede cargar mediante la energía proveniente de los paneles o la del generador diésel; mientras que la última, teniendo como base una red off grid posee disponibilidad de conexión a red, pero sin inyectar hacia esta.

Los últimos tipos de redes mencionados permiten contar con dos sistemas de generación de “respaldo”, esto ya que la preferencia en entrega de suministro se le otorga a la energía renovable proveniente tanto de los arreglos fotovoltaicos como del banco de baterías, pero cuando esta

generación no es suficiente para satisfacer la demanda, la energía faltante es entregada por el generador diésel o la red eléctrica.

En este Proyecto de título, se diseñarán e implementarán distintas configuraciones de redes off grid, on grid sin inyección e híbridas trifásicas y/o monofásicas a partir de distintas tecnologías de módulos fotovoltaicos e inversores, además de equipos de respaldo por baterías, generación diésel, bancos de carga RLC y equipos de monitoreo y registro disponible en el Laboratorio MicroRed UCSC (desde ahora “el Laboratorio”).

El emplazamiento de los equipos mencionados anteriormente, como así también, el de la instalación de los módulos fotovoltaicos se muestra en el esquema de la Fig. 1.1, en el cual se tiene una vista aérea 2D obtenida a partir de Google Maps para la ubicación del patio y Laboratorio MicroRed UCSC, coordenadas latitud $36^{\circ} 47' 49.46''$ S y longitud $73^{\circ} 3' 25.43''$ W. Mientras que en la Fig. 1.2 se muestra la instalación ya realizada del total de módulos fotovoltaicos a utilizar en este proyecto.



Fig. 1.1 Vista aérea ubicación de patio y Laboratorio MicroRed UCSC. Fuente: Google Maps



Fig. 1.2 Módulos fotovoltaicos instalados en patio MicroRed. Fuente: Elaboración propia

El conexionado del arreglo fotovoltaicos ubicado en la zona delimitada por color verde de la Fig. 1.1 consta de 3 strings en paralelo; cada uno de estos está conformado por 3 módulos en serie, la interconexión de este arreglo se implementó mediante una “Combiner Box”, caja de conexiones que cuenta con fusibles de 15 [A] por cada string para suprimir los posibles defectos frente a una sobrecarga o corriente de cortocircuito; un supresor de transiente 1000VDC 20kA entre las salidas (+)(-) de los puntos de unión de los strings conectado a tierra, esto con el fin de limitar los transientes de sobre-voltaje producidos por descargas atmosféricas, lo que permitirá proteger tanto la instalación como los equipos electrónicos; y un Switch Manual de 32 [A] previo a las salidas Out+ y Out-, el que permite aislar el lado de generación fotovoltaica con el lado regulador-inversor.

Todo lo anterior se puede apreciar de mejor manera en el diagrama de conexión de la Fig. 1.3. Por su parte en la Fig. 1.4 se muestra la “Combiner Box” disponible en Laboratorio, en la que se puede apreciar sus diferentes componentes.

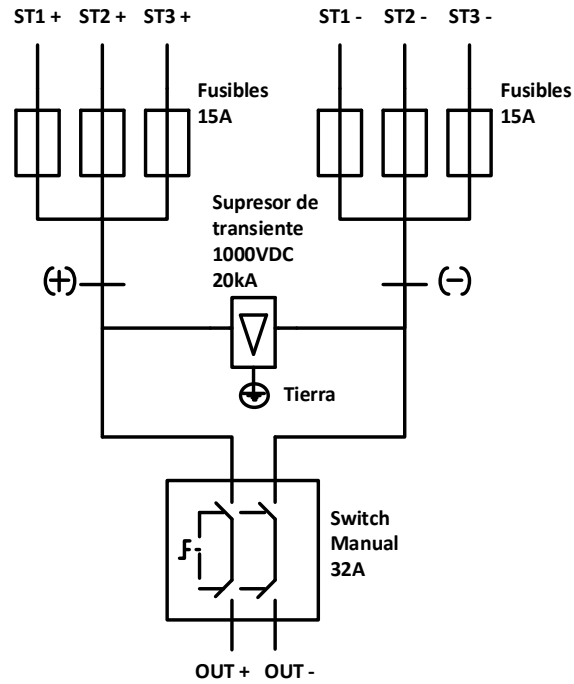


Fig. 1.3 Diagrama de conexión “Combiner Box”. Fuente: Elaboración propia

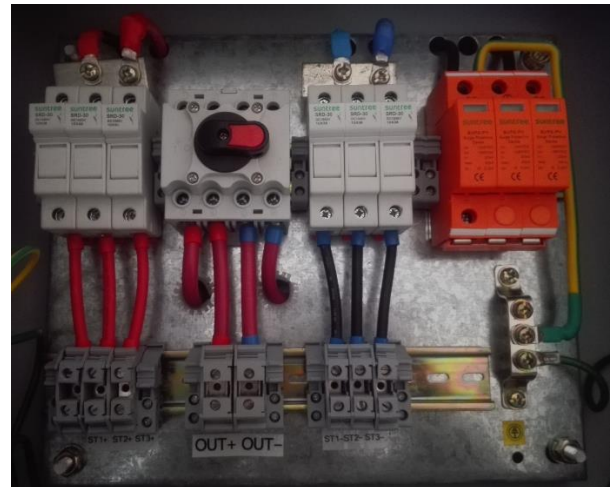
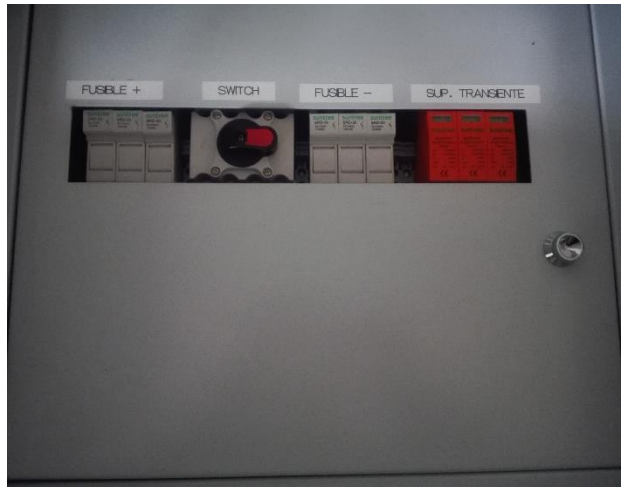


Fig. 1.4 Vistas Combiner Box. Fuente: Elaboración propia

(a) vista exterior; (b) vista interior

1.2. Trabajos Previos

En este capítulo se presenta el estado del arte respecto a la implementación de redes off grid, híbridas y on grid sin inyección a red, tanto a nivel nacional como internacional; además de lo que se encuentra establecido en las Normativa Chilena vigente.

1.2.1 Diseño e implementación red híbrida

- ♣ J. Hernández “*Instalación híbrida fotovoltaica grupo electrógeno para el suministro eléctrico de riego agrícola,*” Trabajo fin de grado, Ingeniero Eléctrico, Sep. 2016, Universidad Politécnica de Cartagena, [7].

En este trabajo se presenta el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica híbrida ubicada en la provincia de Alicante, España, la cual se encuentra compuesta por un grupo electrógeno y sistema de almacenamiento de baterías, el cálculo de los consumos se planeta en base a lo consumido por las distintas bombas destinadas para regadío, el cálculo de la instalación se realizó mediante el programa PVSYS debido a la gran cantidad de datos que es capaz de procesar; como por ejemplo, sombras, baterías, datos climatológicos, etc. Además, se detalla el cálculo de las protecciones necesarias para un correcto funcionamiento de todos los equipos de la red en base a la normativa existente de esa localidad.

- ♣ F. Enero “*Diseño e implementación de un sistema híbrido PV-MCI-Batería para realización de ensayos en laboratorio de energías renovables (LER) USM,*” Memoria de Título, Ingeniero Civil Mecánico, Sep. 2016, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad Técnica Federico Santa María [8].

En este trabajo se detalla el diseño e implementación de un sistema híbrido compuesto por un grupo electrógeno y un sistema de almacenamiento en baterías, este se lleva a cabo en el laboratorio de Energías Renovables de la UTFSM, en él se presenta un estudio de todos los componentes necesarios para la creación de este tipo de red y que son ofertados en el mercado, como así también los que más se adecuan a las necesidades para la creación de ese proyecto. Sin embargo, la implementación de esta red considera un inversor-regulador con salida monofásica sin posibilidad de implementación trifásica, en el cual se simulan distintos perfiles de carga, pero considerando solo cargas resistivas.

- ♣ F. Bertua “*Análisis y selección de un sistema de energía renovable híbrido en la zona de Valencia utilizando el Proceso Analítico Jerárquico (AHP)*,” Trabajo fin de grado, Ingeniería en Tecnologías Industriales, Junio 2017, Universidad Politécnica de Valencia [6].

En este trabajo se evalúa el abastecimiento eléctrico en la zona de Valencia, España. Este estudio se lleva a cabo a través del software HOMER Pro, el que ayuda con la toma de decisiones debido a su potencia en la solución respecto al abastecimiento eléctrico en zonas remotas. También se utiliza el Proceso Analítico Jerárquico. Todo el desarrollo y el uso de estas herramientas entregan un cálculo más exacto para la configuración de los módulos fotovoltaicos, generadores, baterías y otros.

1.2.2 Casos de estudio presentados por Studer Innotec SA

- ♣ Studer Innotec SA, "UPS back-up system at Kenya's First Green Certified Building Dunhill Towers." [21].

En este documento se da cuenta de la implementación de un sistema de respaldo UPS en oficinas de la Unión Europea en Kenia con el fin de salvaguardar la información almacenada y que los sistemas que se ejecutan en base a sus servidores y computadores no se vean afectados frente un corte o falla en el suministro eléctrico; dicho sistema se implementó a partir de equipos Studer, en el cual se asegura un tiempo de activación del modo UPS inferior a los 15 [ms]. Sin embargo, en el documento no se ahonda mayormente en un análisis y comprobación de este tiempo.

- ♣ Studer Innotec SA, "Telecom // VIVA." [22].

En este trabajo se presenta una mejora implementada a los servicios de telecomunicaciones en el área rural de Bolivia, dicha mejora implicó un aumento en el consumo de energía de las estaciones existentes, cubriendo la nueva demanda en base a energía solar fotovoltaica a partir de la utilización de equipos Studer, lo anterior, con el fin de minimizar la utilización del grupo electrógeno que se encontraba a modo de respaldo. Sin embargo, en el documento no se presentan las técnicas por medio del cual el generador diésel entrará en operación en situaciones que se requiera de un respaldo energético.

- ♣ Studer Innotec SA, "Sistema de Vídeo Vigilancia en Terralta MÉXICO." [23].

En este trabajo se presenta la necesidad de monitorear por cuestiones de seguridad, sectores remotos en Monterrey N.L., llevando esto a cabo por medio de cámaras de vigilancia, las cuales, obtienen la energía para poder operar a partir de lo producido por los paneles solares fv, baterías para almacenar la energía y equipos de conversión Studer elegidos por la eficiencia en el control de los estados de carga. Sin embargo, no se presenta un análisis de este último (estados de carga) en base a los equipos de generación utilizados.

- ♣ Studer Innotec SA, "Self-Consumption System, Sirsi, Karnataka, India." [24].

En este documento se muestra como en una sala de exposición de automóviles en India, que disponía de un sistema on grid con el fin de ser autosuficientes y en caso de generarse excesos en la producción poder inyectar hacia la red, vio la necesidad de instalar un sistema de acoplamiento en corriente alterna (ac coupling) en base a equipos Studer, lo anterior debido a los constantes cortes de energía que se producían, teniendo que recurrir en esos intervalos de tiempos a la utilización de un generador diésel para suplir los consumos críticos. Sin embargo, el documento no da cuenta del modo de implementación ni de resultados gráficos a modo de análisis del sistema implementado.

- ♣ Studer Innotec SA, "Apoyo a la red eléctrica, España." [25].

En este trabajo se da cuenta del problema que presentan comunidades rurales de España, en donde la baja robustez de las líneas de transmisión, limitan la potencia máxima disponible por vivienda a 2.2[kVA], potencia que hoy en día no les es suficiente para una operación normal y continua de sus aparatos eléctricos/electrónicos viéndose esta potencia sobrepasada, sufriendo constantemente la actuación de las protecciones térmicas. Debido a esto, se implementó un sistema a partir de un inversor-cargador y baterías, donde, por medio de la función "Smart Boost", la potencia máxima disponible en la vivienda aumento a la suma de la potencia existente con la potencia del inversor-cargador. Sin embargo, no se presentan resultados gráficos ni tampoco un análisis en intervalos de actuación de dicha función (Smart Boost).

- ♣ Studer Innotec, "Sistema Aislado / Visviri 4100 metros sobre el nivel del mar, CHILE." [26].

En este trabajo se presenta el abastecimiento eléctrico 100% renovable a partir de energía solar fotovoltaica y además aislado de la red, de un centro de acopio y procesamiento de fibra de camélido en la localidad de Visviri, en el norte de Chile. En el cual, por medio de 3 inversores-cargadores se implementó una red trifásica, contando de igual manera con un banco de baterías que es el encargado de suministrar la energía demandada en instantes que no se disponga de la producción solar. Este sistema posee, además, un grupo electrógeno a modo de respaldo para la carga de las baterías. Sin embargo, dicho artículo, no muestra el comportamiento general del sistema de modo gráfico ni analítico en casos de operación solo con energía solar y abastecimiento disponible en baterías, ni tampoco en uso del generador diésel para la carga del banco de baterías o de apoyo a la producción solar.

- ♣ Studer Innotec, "Prioridad solar en viviendas, Chile." [27].

En este documento se presenta la realización de un sistema fotovoltaico de autoconsumo, con un banco de baterías como sistema de almacenamiento y contando además con disponibilidad de la red eléctrica, en una vivienda unifamiliar en Chile. El sistema implementado por medio de 1 inversor-cargador con las funciones "Prioridad solar" y "Smart Boost", suple la demanda impuesta por las cargas prioritariamente a través de la energía producida por medio de los paneles solares fv y lo obtenido desde el banco de baterías; luego, en intervalos de tiempo donde la suma de energía de los sistemas anteriores no sea suficiente para cubrir la demanda impuesta, esta se obtiene a partir de la red eléctrica. Sin embargo, el texto no ilustra el comportamiento ni los flujos de potencia que se dan en el sistema.

1.2.3 Normativa vigente en relación a redes off grid e híbridas

- ♣ Superintendencia de Electricidad y Combustibles, "*Declaración de instalaciones fotovoltaicas sin inyección de energía a la red e instalaciones fotovoltaicas aisladas*" [10].

Este documento establece el procedimiento a seguir y la documentación necesaria para declarar una instalación fotovoltaica aislada de la red o una instalación conectada a la red, pero sin inyección a esta. Se pueden destacar los contenidos mínimos que deben presentar los planos eléctricos necesarios para declarar la instalación a través de TE-1 y las precauciones que se deben tener con las baterías.

- ♣ Superintendencia de Electricidad y Combustibles, "*Actualización RGR N° 02/2017*" [11].

En este documento se actualiza la información presentada en el antiguo RGNR N° 02/2014, información que dicta relación con el diseño y ejecución de una instalación fotovoltaica conectada a la red, como, por ejemplo: rotulación y señalización en las instalaciones; instalación correcta de cajas de paso, unión o derivación; tipo de conductores, bandejas porta conductores y estructuras permitidas; buenas y malas prácticas en la instalación; entre otros. Sin embargo, el enfoque de dicho instructivo es hacia los sistemas conectados a la red, siendo bastante ambiguo en requerimientos y exigencias para la creación y diseño de sistemas aislados.

1.2.4 Discusión

La revisión realizada muestra que el rango de aplicaciones a cubrir por las redes off grid, on grid sin inyección e híbridas es más bien amplio, sin embargo, en dicha literatura no se presenta ni describe analíticamente los comportamientos propios de cada sistema. En este trabajo se realiza y plantea un análisis de las aplicaciones más relevantes en los tipos de redes mencionados, abarcando métodos de implementación, resultados gráficos y un análisis de los flujos de potencia del sistema, así como también, las distintas técnicas disponibles de implementar para un control de la puesta en marcha y paro del grupo electrógeno en función de los requerimientos propios del sistema.

1.3. Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Desarrollar e implementar un set de actividades de laboratorio para evaluar redes off grid, híbridas y on grid sin inyección a partir de los equipos disponibles en el Laboratorio MicroRed UCSC.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Evaluar e implementar adecuaciones de Tableros Eléctricos existentes en Laboratorio MicroRed UCSC.
- Diseñar e implementar un sistema eléctrico de protección para la operación segura de los equipos disponibles en el Lab. MicroRed UCSC.
- Diseñar e implementar un sistema de comunicaciones para medición y registro de variables provenientes del equipamiento disponible en el Lab. MicroRed UCSC.

- Definir un set de actividades de laboratorio posibles a partir del equipamiento del Laboratorio MicroRed UCSC.
- Definir un set de actividades de simulación posibles de validar a partir del equipamiento del Laboratorio MicroRed UCSC.

1.4. Alcances y Limitaciones

El objetivo de este documento es presentar el diseño e implementación de un sistema aislado, on grid sin inyección e híbrido a partir de equipos ya disponibles en el Laboratorio y que permita, en un futuro, a los estudiantes de Ingeniería Civil Eléctrica de la UCSC, el estudio de las múltiples aplicaciones o configuraciones que se presentan en estos sistemas; en base a lo anterior, temas como el cálculo o comprobación del dimensionamiento de cada equipo disponible no es indicado; además, todas las pruebas realizadas fueron considerando la utilización de un banco de carga resistivo, por lo que el análisis u estudio de los comportamientos propios del sistema frente a otros tipos de cargas, quedan libres de ser experimentados por las futuras generaciones de estudiantes.

1.5. Temario y Metodología

Los capítulos 2, 3 y 4 conforman una etapa más bien informativa; en estos se presentan los 3 tipos de redes a analizar en este documento; los equipos disponibles al momento de comenzar con este proyecto, presentando una descripción de ellos y las aplicaciones posibles de implementar a partir de los equipos detallados anteriormente, respectivamente. Luego, en el capítulo 5, se realiza un levantamiento de los tableros eléctricos existentes, con una etapa de rediseño de estos; además, se presenta el modelado y construcción de un nuevo tablero, necesario para la interconexión de los equipos mediante el acoplamiento en corriente continua. Se sigue, en el capítulo 6, con una etapa de simulaciones en base al software HOMER Pro, simulaciones realizadas considerando la utilización de equipos disponibles y un perfil de carga posible de implementar en el Laboratorio. Posterior a las simulaciones, en el capítulo 7, se realiza un análisis de los resultados obtenidos a partir de las distintas pruebas experimentales realizadas. Finalmente, se entregan las conclusiones del documento en base a todo lo presentado.

Capítulo 2. Tipos de redes

2.1. Redes aisladas

Tal como se detalla en la minuta explicativa de la ley 20.571 [3], este tipo de redes se caracteriza por ser un sistema de generación que no se encuentra conectado a la red de distribución eléctrica y que basa su generación en un sistema ERNC; o en uno convencional, generalmente diésel. En nuestro caso particular se considerará que la generación eléctrica será a partir de la energía producida por los paneles fotovoltaicos, contando además con un banco de baterías que permitirá almacenar los excedentes producidos en las horas de máxima irradiancia, excedentes que serán utilizados en los momentos donde la generación solar no sea suficiente para satisfacer la demanda.

Este tipo de redes son ideales para abastecer de energía a instalaciones en zonas rurales en las que la llegada de las líneas de distribución eléctrica no es económicamente viable y la sola utilización de un grupo electrógeno para satisfacer esta demanda significaría una contaminación al medio ambiente y un gasto elevado en la compra del combustible y mantención necesaria para la generación.

Este sistema se encuentra compuesto por los equipos que se describen brevemente a continuación, los cuales serán detallados en profundidad en capítulos posteriores:

- Arreglos de paneles solares fotovoltaicos: Son los encargados de generar la energía en forma de corriente continua para alimentar la carga.
- Regulador de carga MPPT: Equipo encargado de regular la tensión de salida que se entrega al inversor o a la batería, además de cargar de manera óptima estas cuando la energía demandada es menor a la producida.
- Inversor-cargador: Equipo que transforma la energía de corriente continua obtenida a través de los paneles fotovoltaicos o del banco de baterías en corriente alterna para ser usada por las cargas conectadas a la salida de este inversor, además la función cargador que actúa como rectificador permite cargar el banco de baterías mediante una red externa de corriente alterna.
- Banco de baterías: Almacena los excedentes producidos por el sistema, los cuales serán utilizados en momentos donde el recurso solar no sea suficiente o en otras aplicaciones que se mencionan en el Capítulo 4.

El modelo tipo de una red off grid se muestra en la Fig. 2.1 el cual cuenta con todos los equipos mencionados anteriormente.

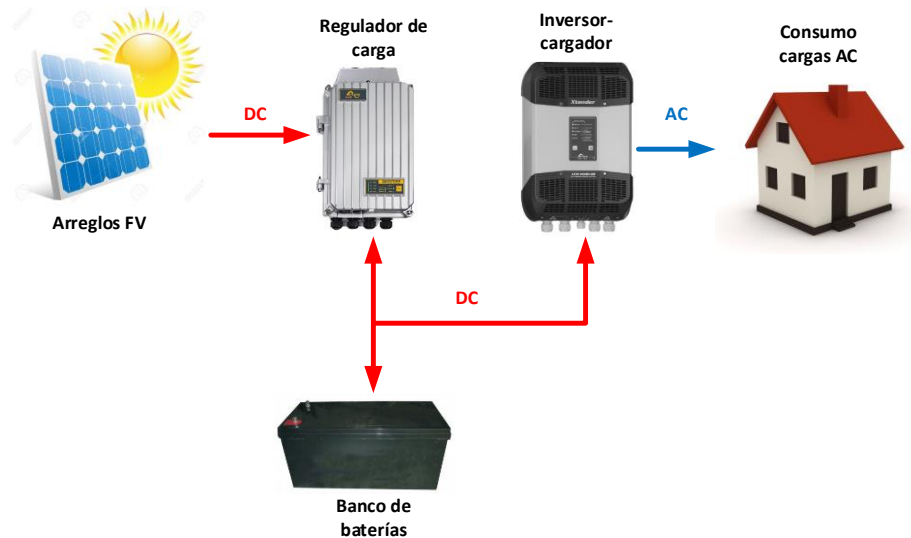


Fig. 2.1 Modelo típico de una red off grid. Fuente: Elaboración propia

2.2. Red híbrida

Una red híbrida es aquella que se encuentra aislada de una red eléctrica de distribución al igual que el caso anterior, pero que combina un tipo de ERNC en nuestro caso energía solar fotovoltaica con un sistema convencional de generación para producir energía eléctrica en forma de corriente alterna a la salida del inversor- cargador, siendo el usado en este proyecto un generador diésel; además, al igual que las redes off grid puede o no contar con un sistema de almacenamiento; el cual, en caso de tenerlo le otorga mayor autonomía al sistema disminuyendo la dependencia del generador diésel en momentos donde la producción solar no sea la suficiente para satisfacer la demanda. El banco de baterías en este sistema se puede cargar mediante la energía proveniente de los arreglos fotovoltaicos o por parte del grupo electrógeno.

Los equipos que componen este tipo de red son los que ya se mencionaron y detallaron brevemente en la red off grid; es decir, paneles fotovoltaicos, regulador de carga, inversor-cargador, banco de baterías y se le añade un generador diésel, siendo esta red la típica que se puede apreciar en zonas aisladas donde la red eléctrica no se encuentra disponible. El modelo típico de implementación se muestra gráficamente en la Fig. 2.2.

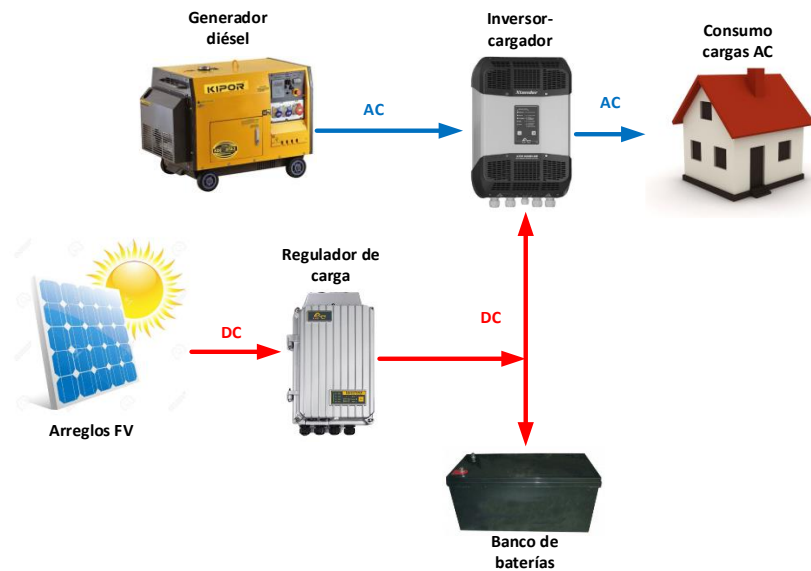


Fig. 2.2 Modelo típico de una red híbrida. Fuente: Elaboración propia

2.3. Red on grid sin inyección a la red

Existen de igual manera redes que consideran el uso de energía por parte de la red eléctrica como se muestra en la Fig. 2.3, pero sin inyección a esta. En este proyecto, el inversor-cargador disponible en el Laboratorio, tal como se detallará más adelante, se encuentra alimentado en su entrada de corriente alterna (AC-IN) mediante una derivación proveniente de un tablero de transferencia automático (TTA) con el cual es capaz de seleccionar automáticamente el uso de una de estas dos fuentes de entrada de corriente alterna (red eléctrica / generador diésel).

El banco de baterías en este sistema se puede cargar mediante la energía proveniente de los arreglos fotovoltaicos o por parte de la red eléctrica.

Este tipo de sistemas generalmente presenta una red débil, en donde la demanda impuesta por los consumos no puede ser suplida en su totalidad y se requiere de un medio adicional que entregue la energía faltante (inversores-cargadores entregando energía a partir del almacenamiento en las baterías, o desde la producción solar); también, en aplicaciones en la que se disponga de un acoplamiento en corriente alterna (ac coupling), aplicación que se detalla más extensamente en el Capítulo 4.6; o en UPS, donde tras una posible desconexión de red, por medio de la energía almacenada en el banco de baterías se abastece a los consumos críticos.

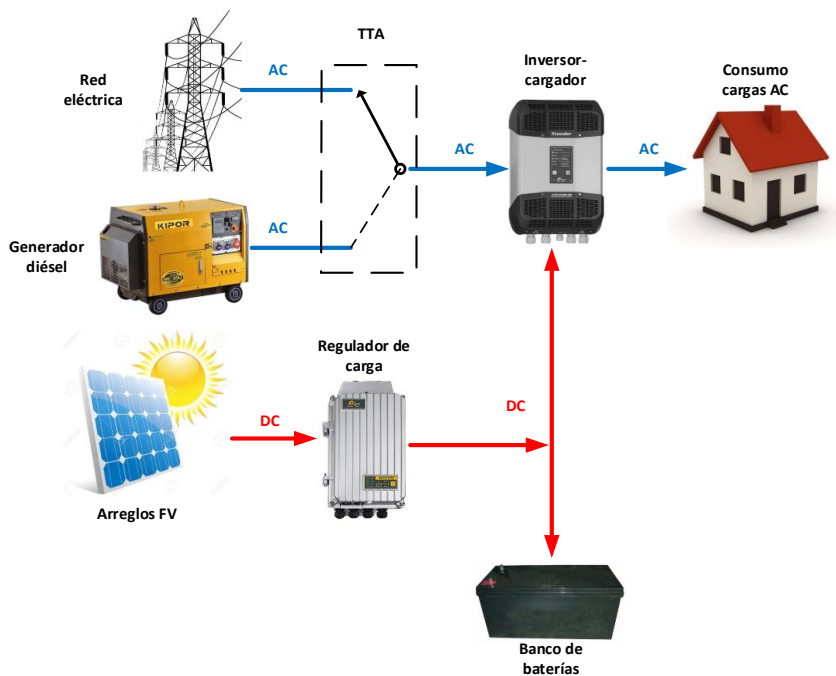


Fig. 2.3 Modelo on grid sin inyección a la red y con disponibilidad de grupo electrógeno. Fuente: Elaboración propia

Capítulo 3. Equipos disponibles

En este capítulo se detallan las principales características, cantidad y la correspondiente descripción de cada uno de los equipos disponibles en el Laboratorio para la implementación de redes off grid, on grid sin inyección e híbridas.

3.1. Detalle de equipos

En la TABLA 3.1 se indican los equipos disponibles en Laboratorio MicroRed UCSC para la implementación de las redes mencionadas anteriormente, además, en el esquema de la Fig. 3.1 se muestra la ubicación de cada uno de estos, de este esquema se puede apreciar la “Cámara 3”, a esta cámara llegan los conductores provenientes de los arreglos fotovoltaicos, los cuales posteriormente se distribuyen hacia los distintos equipos del Laboratorio mediante “escalerillas” de metal, en la Fig. 3.2 se puede apreciar lo comentado recientemente .

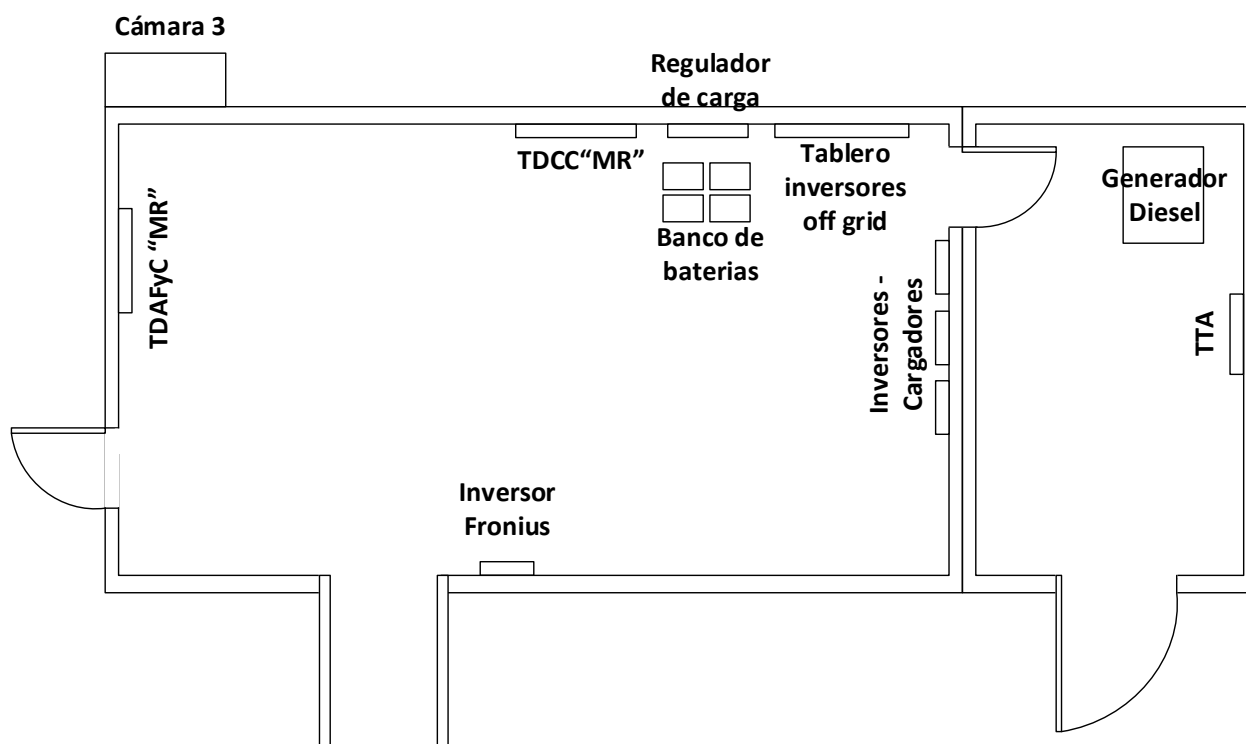


Fig. 3.1 Planta ubicación de equipos en Laboratorio MicroRed UCSC. Fuente: Elaboración propia



Fig. 3.2 Vista interna Laboratorio MicroRed UCSC (lado inversores). Fuente: Elaboración propia

TABLA 3.1 Equipos disponibles en Laboratorio

Descripción equipo	Cantidad
Tablero de transferencia automático	1
Tablero inversores off grid	1
Tablero de distribución corriente continua	1
Tablero de alumbrado, fuerza y control MicroRed	1
Panel fotovoltaico Jinko JKM270PP-60	9
Combiner box	1
Inversor-cargador Studer Xtender XTM 2400-24	3
Regulador Studer Variotrack VT-80	1
Batería Nadara gel solar 12-200	4
Control remoto RCC-03	1
Controlador del estado de carga de batería BSP	1
Kit comunicación remota XCOM-LAN Ethernet	1
Generador insonorizado trifásico diésel	1

Fuente: Elaboración propia

3.2. Panel fotovoltaico Jinko Solar JKM270PP-60

Actualmente en el mercado se cuenta con 3 tipos de módulos fotovoltaicos elaborados a base de silicio, estos se diferencian principalmente por su método de fabricación el que afecta directamente la eficiencia de los mismos, siendo los monocristalinos los de mayor eficiencia (15-22%), pero por

ende los de mayor costo; por su parte, los policristalinos si bien poseen una menor eficiencia respecto a los antes mencionados rondando el 13-17%, su costo asociado es menor, además con las mejoras realizadas a su proceso de fabricación la eficiencia ha aumentado y su relación precio/calidad los ha hecho posicionarse fuertemente en el mercado; por último, se cuenta con los paneles de silicio amorfo o capa fina, la particularidad de estos es su fácil fabricación y flexibilidad, pero de menor eficiencia que los otros 2 tipos mencionados, debido a la disminución de los costos en los de tipo policristalinos su presencia en el mercado se ha visto reducida [13].

Para la implementación de la redes a analizar se cuenta con 9 paneles fotovoltaicos de tipo policristalinos; los cuales se conectan en 3 strings en paralelo, compuestos cada uno además por 3 módulos en serie, lo anterior se estableció en base de los parámetros nominales del regulador de carga, manteniendo la generación fotovoltaica dentro de los rangos de voltaje y potencia de este, valores que se indican en la TABLA 3.4. El diagrama de conexión de lo mencionado anteriormente se puede apreciar en la Fig. 3.3.

Con la conexión en paralelo de los paneles FV se consigue aumentar la corriente disponible, mientras que con la conexión en serie se aumenta el nivel de tensión, esto último realizado en base al hecho de contar con un regulador MPPT el cual acepta rangos de voltaje superiores a los de la tensión de la batería, consiguiendo obtener la máxima potencia disponibles pero a niveles de corriente menores, a diferencia del método de regulación realizado por tecnología PWM, la que está sujeta al nivel de voltaje de carga de la batería, quedando en rangos de operación bajos a los de máxima potencia.

Los parámetros de operación del arreglo y los paneles fotovoltaicos de indican en la TABLA 3.2 para condiciones de operación STC (condiciones estándares de medida) en las cuales se tiene; temperatura, igual a 25 [°C]; irradiancia, igual a 1000 [W/m²]; masa de aire, igual a 1.5 [AM].

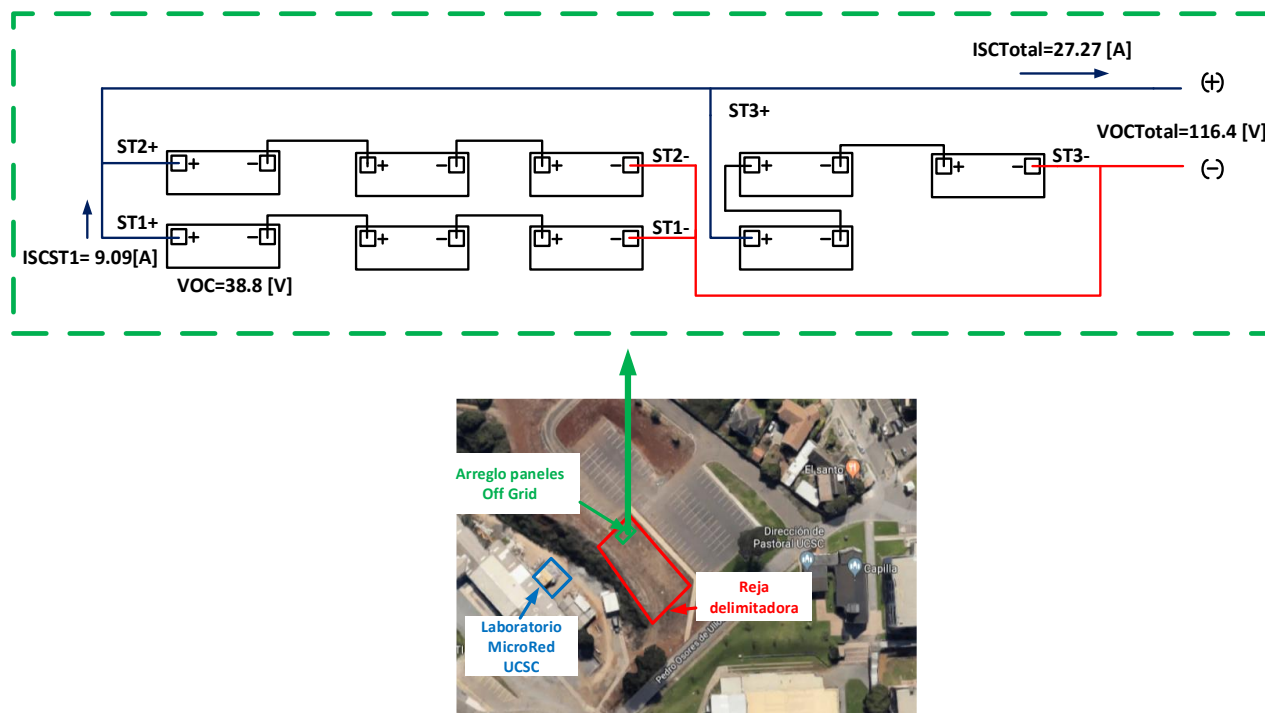


Fig. 3.3 Diagrama de conexión módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia

TABLA 3.2 Parámetros de operación panel Jinko solar JKM270PP y arreglo fotovoltaico

Parámetro	Magnitud
Módulo solar	
P_{max}	270 W_p
V_{MPP}	31.7 V
I_{MPP}	8.52 A
V_{OC}	38.8 V
I_{SC}	9.09 A
η	16.50 %
Coefficiente de T° de V_{OC}	-0.30 %/ $^\circ C$
Coefficiente de T° de I_{SC}	0.06 %/ $^\circ C$
Arreglo fotovoltaico	
$I_{SCTotal}$	27.27 A
$V_{OCTotal}$	116.4 V
P_{max}	2430 W_p

Fuente: Fabricante

3.3. Inversor-cargador Studer Xtender XTM 2400-24

Inversor-cargador que permite una conexión AC de entrada ya sea desde la red eléctrica, como de un generador, diésel en nuestro caso, y una entrada DC a partir de la energía proveniente de los

paneles fotovoltaicos o cuando esta no es la suficiente para satisfacer la demanda impuesta, a partir de la carga almacenada en las baterías.

A la salida de este inversor se obtiene una señal puramente sinusoidal [14], la cual, como se mencionó anteriormente puede obtenerse a partir de la energía del lado DC, proveniente de los paneles fotovoltaicos o del banco de baterías y obtenida mediante el inversor DC/AC. O mediante la energía proveniente del lado AC por medio del relé de transferencia, además mediante un rectificador AC/DC carga el banco de baterías, cabe mencionar que cuando se está en presencia de una fuente AC el inversor-cargador no modifica esta señal de voltaje.

Este inversor-cargador se encontrará con el relé de transferencia activado siempre que se cumpla con los parámetros de tensión, frecuencia y corriente de entrada por el lado AC-IN, si estos no son los establecidos o no cumplen con los estándares de calidad provocaran la desconexión de la entrada AC del inversor-cargador y este entrara automáticamente en modo inversor, alimentando a las cargas a través de la energía almacenada en las baterías.

Este equipo posee además la función “Smart-Boost”, la cual permite asistir a la fuente AC con la potencia del inversor; es decir, la corriente obtenida en modo inversor desde la batería se suma a la corriente obtenida de la red, esto con el fin de entregar el máximo de potencia a consumos de carga muy potentes [2], tal como se muestra en el diagrama de la Fig. 3.5.

El perfil de carga del banco de baterías se puede configurar dependiendo del tipo de batería con el que se cuente, esto con el fin de asegurar unos correctos ciclos de carga que permitan alargar la vida útil de estas.

Estos inversores permiten la configuración multi-unidades y tal como se menciona más adelante, el uso de varios de estos equipos permite la implementación de un sistema trifásico a partir de una fuente de entrada monofásica, trifásica o solo con el banco de baterías; además, con la conexión en paralelo de estos, se logra aumentar la potencia en una de las fases, consiguiendo reforzar esta en el caso de que demande mayor energía en relación a las otras 2 fases. En caso de implementar este tipo de sistemas el banco de baterías debe ser común para las unidades conectadas [2].

En la TABLA 3.3 se indican los datos más relevantes de este tipo de inversor-cargador, mientras que la Fig. 3.4 se muestra una imagen del equipo disponible.



Fig. 3.4 Inversor-cargador XTM 2400-24. Fuente: Internet

TABLA 3.3 Ficha técnica inversor-cargador XTM 2400-24

Parámetro	Magnitud
Inversor	
Tensión nom. de batería	24 V _{dc}
Rango tensión de entrada	19-34 V _{dc}
I _{dc} Inv	115 A _{dc}
Potencia continua @25°C	2000 VA
Potencia 5 seg. @25°C	6000 VA
Cos(φ)	0.1-1
Rendimiento máx.	94 %
*Tensión de salida	230 V _{ac}
*Frecuencia de salida	45-65 Hz
Cargador de batería	
*Características de carga	6 etapas
*Corriente de carga máx.	55 A
Datos generales	
*Tensión de entrada	150-265 V _{ac}
Frecuencia de entrada	45-65 Hz

Fuente: Fabricante.

*Valores ajustables por medio del equipo RCC-03

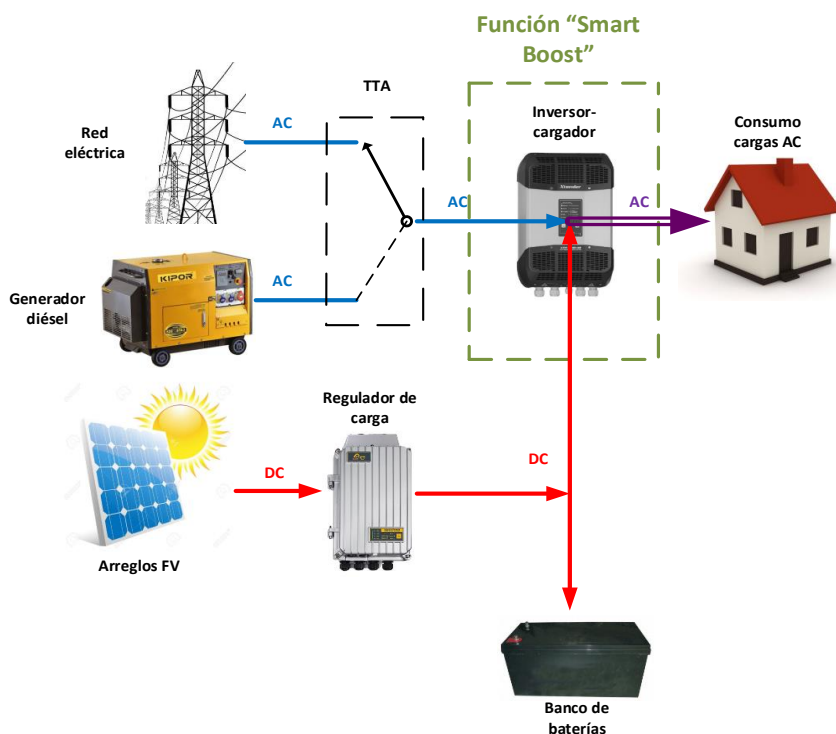


Fig. 3.5 Función “Smart Boost” en una red híbrida o con conexión a red sin inyección. Fuente: Elaboración propia

De la Fig. 3.5. tal como se mencionó anteriormente, a la salida del inversor-cargador se obtiene una potencia que pertenece a la suma de lo obtenido desde la red o generador, la cual no es capaz de suplir por si solo la demanda impuesta, con la potencia entregada por el banco de baterías a modo de abastecer por completo el consumo impuesto por la carga en corriente alterna.

3.4. Regulador de carga Studer Variotrack VT-Tablas

Este equipo es un regulador de carga solar en el cual la señal de salida está destinada a la óptima carga de las baterías, por medio de un controlador MPPT recarga con toda la potencia disponible en cada instante al banco de baterías (fase de carga máxima o bulk), este tipo de controlador adapta la tensión de entrada de los módulos fotovoltaicos al mejor punto de rendimiento [4].

El modo cargador del regulador se activa automáticamente cuando la entrada (DC IN) es como mínimo la tensión de las baterías.

El dispositivo permite configurar el perfil de carga en función del tipo de batería utilizado asegurando de esta manera alargar la vida útil de las mismas [5].

La ficha técnica y la imagen de este regulador se muestran en la TABLA 3.4 y la Fig. 3.6 respectivamente.

TABLA 3.4 Ficha técnica regulador de carga Studer Variotrack VT-80

Parámetro	Magnitud
Características eléctricas lado módulos fotovoltaicos	
Potencia máxima	2500 W
Tensión máxima de circuito abierto	150 Vdc
Tensión máxima de funcionamiento	145 Vdc
Tensión mínima de funcionamiento	24 Vdc
Características eléctricas lado baterías	
Tensión nominal de batería	24 Vdc
Corriente máxima de salida	80 A
Prestaciones del equipo	
Rendimiento de conversión	> 99%
Autoconsumo máximo Stand-by	30 mA > 0.8W
Etapas de carga	4

Fuente: Fabricante

**Fig. 3.6 Regulador de carga Studer Variotrack VT-80. Fuente: Internet**

3.5. Batería Narada gel solar 12-200

Para aprovechar al máximo la energía proveniente de los módulos fotovoltaicos y disminuir el uso del diésel o la red eléctrica, es necesario un banco de baterías para almacenar los excedentes producidos en las horas de máxima irradiancia; con esto, cuando ya no se disponga de la energía renovable, y se presente un consumo, la energía necesaria será obtenida a partir del propio banco.

Como se puede apreciar en la TABLA 3.5 [32] el voltaje de las baterías es de 12 [V], pero el voltaje de salida del regulador de carga y el de entrada del inversor-cargador es de 24 [V] por lo que se deberán conectar 2 de las 4 baterías en serie para lograr llegar al nivel de voltaje requerido, estas posteriormente se conectarán en paralelo a las 2 restantes, tal como se aprecia en el esquema de la Fig. 3.8; con esto, se consigue tener un banco de baterías de 24 [V] y una capacidad de 400 [Ah].



Fig. 3.7 Batería Narada gel solar 12-200. Fuente: Internet

TABLA 3.5 Parámetros principales batería Narada gel solar 12-200 con $T^{\circ}_{OP}=20^{\circ}C$

Parámetro	Magnitud	
	C10(20A,1.8 V)	C100(2.4A,1.8 V)
Voltaje	12 V	12 V
Capacidad	200 Ah	240 Ah
Resistencia	Con carga completa : 0.003 Ohm	
Auto descarga	3% de la capacidad por mes	
Voltaje carga uso cíclico	14.4-14.8V(-30mV/°C), máx. corriente: 50A	
Voltaje carga uso flotante	13.6-13.8V(-18mV/°C),	
Electrolito	Acido con gel	

Fuente: Fabricante

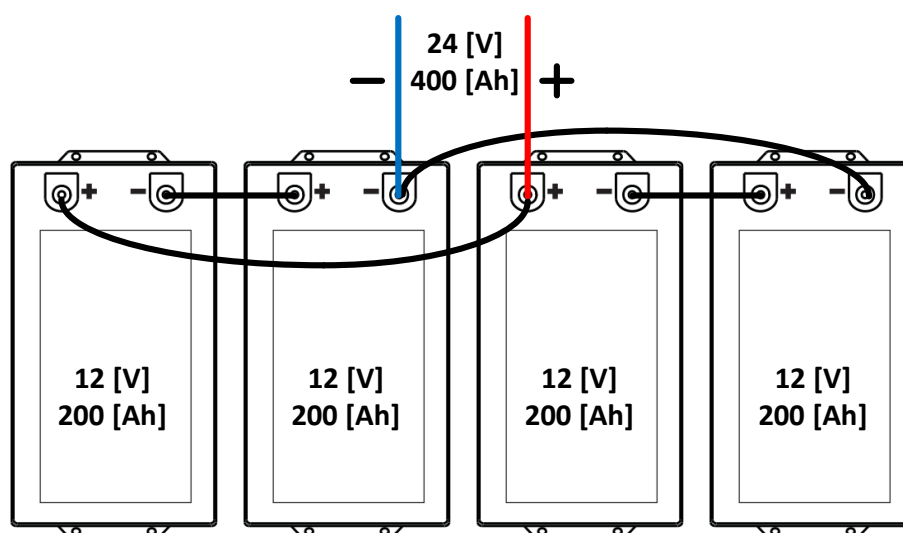


Fig. 3.8 Esquema de conexión banco de baterías. Fuente: Elaboración propia

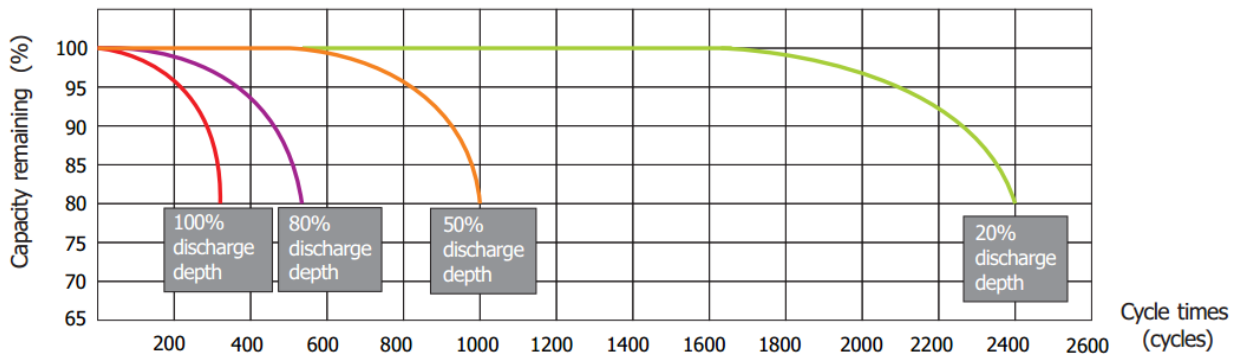


Fig. 3.9 Ciclo de carga batería Narada gel solar 12-200 con $T^{\circ}_{OP}=20^{\circ}C$. Fuente: Fabricante [32]

De la Fig. 3.9 podemos apreciar que a ciclos de descarga profundos superiores al 80% la vida de la batería disminuye considerablemente, por lo que se deberá seleccionar un porcentaje de descarga máximo adecuado el cual no disminuya en demasía la vida útil de estas, pero que además permita operar el sistema lo más autónomo o con menor dependencia de fuentes externas (red o GD) posible.

En las TABLA 3.6 se indica el nivel de voltaje final por celda de 1 batería, manteniendo una corriente de descarga constante a distintas velocidades de extracción (5[*min*], 15[*min*], 30[*min*], etc.)[31], es interesante notar que, para velocidades de descarga mayores, el nivel de almacenamiento promedio real, en Ah, disminuye considerablemente al igual que el mismo voltaje final por celda. Lo anterior se debe a que si la velocidad y corriente de descarga son mayores, entonces el tiempo de descarga es más corto y la capacidad que puede descargarse es menor.

Un ejemplo aclaratorio de lo anterior es el siguiente:

- Se cuenta con una batería de capacidad nominal 200[Ah], pero este valor viene dado para una velocidad de descarga C10, es decir, manteniendo una descarga constante de 20[A] por un periodo de 10 horas. Pero si se aumenta la corriente de descarga a 36.3[A] y esta se mantiene constante, la capacidad real de esta batería será de 181.5[Ah] en un periodo de 5 horas, valor menor al nominal.

Respecto al voltaje final, el fabricante indica en uno de sus documentos que es el voltaje más bajo por debajo del cual la batería ya no se puede descargar o se dañara la misma, por lo que no se puede descargar mayor capacidad incluso si el voltaje final es menor, esto debido a las características de la batería de gel, sin embargo, un voltaje final bajo causa un gran daño a la batería, acortando en gran medida su vida útil. Por lo tanto, la tensión final no debe ser inferior a la descrita o provocará una sobredescarga y hará que la recarga falle después de varias veces producido lo anterior.

En base a lo mencionado y a partir de los valores de la TABLA 3.6 se establecerá el nivel máximo de corriente que será posible extraer del banco manteniendo un voltaje por celda final de 1.8[V] para 1 batería o de 21.6[V] para el banco de baterías ($1.8[V] \cdot 6[\text{celdas}] \cdot 2[\text{baterías-serie}]$), valor que es indicado por el fabricante para el cálculo de la capacidad nominal.

TABLA 3.6 Voltaje final por celda frente a una descarga de corriente constante para 1 batería

Característica de descarga a corriente constante en [A]															
Voltaje final	5 min	15 min	30 min	45 min	1h	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	12h	20h	24h
1. 60V	655	353	214	154	124,5	71,4	55,9	43,0	38,6	32,30	25,2	20,7	17,6	10,9	9,1
1. 67V	616	340	210	153	123,5	71,1	54,9	42,7	38,2	32,20	24,9	20,4	17,4	10,8	9,1
1. 70V	610	334	207	152	122,5	70,5	54,6	42,5	37,8	32,20	24,9	20,5	17,3	10,8	9,0
1. 75V	560	324	205	151	121,5	68,7	54,0	42,0	37,3	31,90	24,6	20,3	17,3	10,7	9,0
1. 80V	502	301	197	145	117,5	68,1	53,6	41,9	36,3	31,30	24,5	20,1	17,0	10,6	9,2
1. 83V	479	276	193	140	112,4	67,3	51,9	40,0	35,1	30,20	23,9	19,4	16,4	10,6	8,9
1. 85V	449	268	178	135	109,4	64,8	50,5	39,4	34,3	29,60	23,1	19,2	16,3	10,4	8,8

Fuente: Fabricante

3.5.1 Protecciones banco de baterías

Según lo mencionado en el manual de usuario del inversor-cargador [2] se deben instalar como mínimo un dispositivo de tipo fusible, interruptor térmico o interruptor magnetotérmico sobre uno de los dos conductores de la batería, lo que se condice con lo establecido en el Instructivo Técnico RGR N° 02/2017 el cual, establece que se debe contar con un dispositivo de protección que actúe frente a sobrecorriente para su desconexión en corriente continua.

Pese a lo mencionado anteriormente, al contar con un sistema en corriente continua con una tensión de 24[V], el circuito no será conectado a tierra [19], por lo que la protección a instalar deberá desconectar tanto el polo positivo como negativo [28].

Considerando lo anterior, el calibre del dispositivo de protección se elegirá en función de la sección del cable usado. Esta selección en la sección de conductor se realizará en base a la demanda de corriente máxima establecida en régimen continuo, es decir, se considerará la peor condición en demanda de corriente por parte de los inversores, donde, tal como se menciona en Capítulos posteriores, será en el uso de 3 inversores-cargadores ya sea estos en condición monofásica (reforzando una misma fase) o en conexión trifásica, por lo que para estimar este valor se deberá considerar la velocidad y capacidad de descarga total del banco de baterías a partir de lo indicado en la TABLA 3.6, teniendo en consideración además la corriente máxima que se puede suministrar a la carga a través del modo inversor.

Las consideraciones y realización de cálculos para la elección de esta protección se detallan en el apartado B.3.2 del Anexo. La corriente máxima se seleccionó de manera tal que permitiera llevar a cabo las distintas evaluaciones experimentales, pero que no sometiera el banco a una velocidad y corriente de descarga elevada, optando por un valor máximo cercano a velocidad C2, es decir el banco se someterá a una descarga máxima ideal de 136.2[A] ($68.1[A] \cdot 2$ [string-batería]) llegando a un voltaje final del banco de baterías de 21.6[V].

3.6. Control remoto RCC-03

Este dispositivo permite configurar y tener un control sobre todos los parámetros del sistema al que se encuentre conectado (regulador de carga o inversor-cargador), permitiendo adaptar estos según las necesidades de uso; además, posee una función “Data logger” con la cual es posible registrar y almacenar los datos del sistema en una tarjeta SD para su posterior análisis.

Dentro de los parámetros que se pueden configurar se encuentran: corriente de carga, tiempos y umbrales de tensión, etc.

Algunas de sus funcionalidades principales son:

- Almacenamiento del histórico de los mensajes de error
- Almacenamiento de los parámetros de inversor
- Visualización de las medidas de funcionamiento
- Adquisición de los datos del equipo al se encuentre conectado al bus de comunicación como el BSP (monitor de batería)



Fig. 3.10 Control remoto RCC-03. Fuente: Internet

3.7. Controlador del estado de carga de batería BSP

Las baterías funcionan debido a la reacción química que ocurre en su interior es por esto que cualquier variación en la temperatura afecta tanto al rendimiento como a la vida útil de las mismas.

El controlador BSP posee un avanzado algoritmo que permite conocer en tiempo real el estado de carga de las baterías, realizando además una medición del voltaje, corriente y temperatura de operación [33].

Dentro de los parámetros que entrega este dispositivo, a parte de los ya mencionados, destacan:

- Autonomía restante
- Potencia
- Ah cargados
- Ah descargados

La instalación de este equipo será a proximidad inmediata del banco de baterías para evitar posibles defectos en sus mediciones.



Fig. 3.11 Controlador estado de carga BSP. Fuente: Internet

3.8. Kit de comunicación remota XCOM-LAN

Este kit de comunicación permite un enlace directo con el equipo al que se encuentre conectado (inversor-cargador o regulador de carga), siempre y cuando el lugar en donde está establecida la red posea acceso a internet por red local.

Permite además tener acceso a todos los parámetros medidos por el equipo al igual como sucede con el control remoto RCC-03, pero con la posibilidad de poder controlar y visualizar estos parámetros desde cualquier terminal, como puede ser un computador o el propio Smartphone.

El detalle de la implementación y puesta en marcha del sistema de monitoreo online se presenta en el Anexo E.



Fig. 3.12 Kit de comunicación Xcom-LAN. Fuente: Internet

3.9. Generador insonorizado trifásico diésel

Un grupo electrógeno está compuesto por la combinación motor-generator, en este caso el motor es de combustión interna y por medio de reacciones química dadas por el tipo de combustible con el que opera (diésel en nuestro caso), es capaz de generar una potencia mecánica en su eje; mismo eje en el cual se encuentra acoplado un generador sincrónico. Gracias a esta potencia mecánica suministrada por el motor de combustión interna y la excitación del campo del generador se logra producir un voltaje entre los terminales, el cual es utilizado para alimentar una carga dada.

En sistemas híbridos se usa como respaldo de las fuentes de ERNC; por ejemplo, en las redes que cuentan como única fuente de generación la energía obtenida a partir de los paneles fotovoltaicos, pero que en momentos de poca radiación no son capaces de suplir por si solos la demanda.

El esquema de operación típico con énfasis a las energías renovables en las redes híbridas se da en primera instancia por medio de la energía entregada por los arreglos fotovoltaicos; luego, en horas de poca generación solar las baterías que fueron cargadas con esta energía mediante los excedentes generados en horas de máxima irradiancia, son las encargadas de abastecer a las cargas; cuando estos 2 sistemas ya no son capaces de suplir la demanda, el inversor-cargador acciona el generador diésel y por medio del relé de transferencia suple la demanda y además carga el banco de baterías por medio del rectificador AC/DC.

TABLA 3.7 Ficha técnica generador trifásico diésel

Parámetro	Magnitud
Unidad motriz	
Partida eléctrica	12 V
Potencia nominal	12 kW
Velocidad nominal	3600 rpm
Combustible	
Tipo	Petróleo diésel
Capacidad de tanque	25 L
Autonomía	> 6h
Unidad generadora	
Voltaje	400/230 V
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal	14.4 A
Potencia nominal	10kVA/8kW
Fases	Trifásico, Y
Factor de potencia	0.8 (i)

Fuente: Fabricante

**Fig. 3.13 Generador trifásico diésel. Fuente: Internet**



Fig. 3.14 Tablero de control y fuerza generador trifásico. Fuente: Elaboración propia

De la Fig. 3.14 se puede apreciar que este generador cuenta con 1 salida trifásica, la cual alimenta al TTA, para que este realice la selección automática de fuente; además, cuenta con 2 salidas de potencia monofásica. La salida ATS I/O se comunica a través de un cable de control con el TTA para poder realizar el control automático del GD.

Capítulo 4. Aplicaciones

El rango de aplicaciones posibles con la totalidad de equipos es más bien amplio, en la que se destacan las anteriormente mencionadas redes off grid, híbridas y on grid sin inyección a la red, además de los sistemas que prestan servicios de back-up.

4.1. Sistema aislado monofásico

Tal como se mencionó en capítulos anteriores, este tipo de sistemas considera como fuente de energía de entrada al inversor solo el uso de la generada mediante de los paneles solares fotovoltaicos y la almacenada en el banco de baterías, obteniendo a la salida una señal de corriente alterna monofásica.

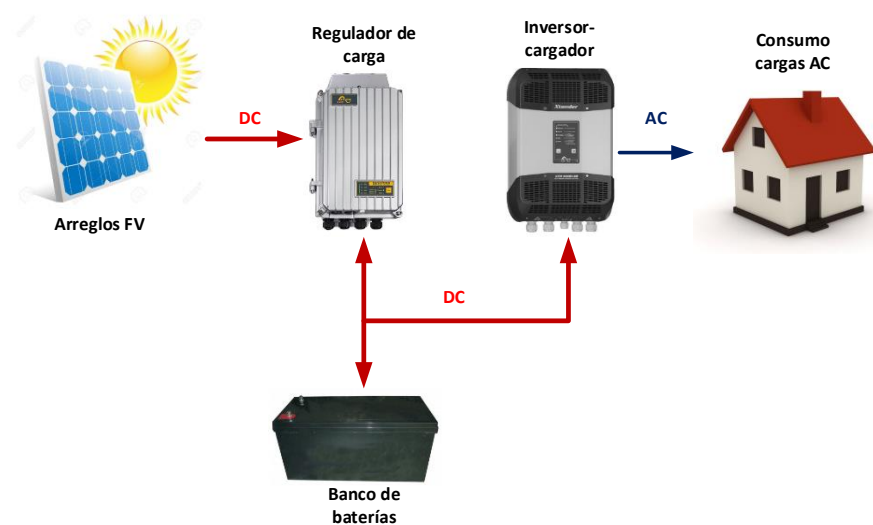


Fig. 4.1 Sistema off grid monofásico. Fuente: Elaboración propia

4.2. Sistema híbrido monofásico

Estos sistemas se caracterizan por agregar a la base de un sistema off grid un sistema de generación de respaldo, el cual puede ser por ejemplo un generador en base de combustible fósil.

El uso de un generador externo como respaldo a la fuente renovable se presenta entrando en operación en los periodos de tiempo donde la generación solar o la almacenada no es suficiente para satisfacer la energía demandada o según otros requerimientos establecidos por el inversor-cargador, y que se presentan en el Capítulo 7.4.

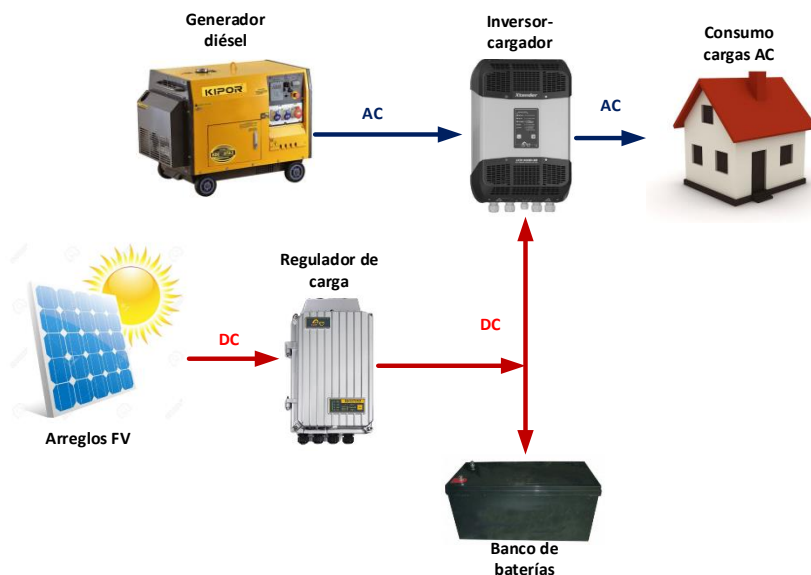


Fig. 4.2 Sistema híbrido típico con salida monofásica. Fuente: Elaboración propia

4.3. Sistema on grid monofásico sin inyección a la red eléctrica

En casos donde la red eléctrica se encuentre disponible y además se cuente con un generador de respaldo, se puede seleccionar automática o manualmente mediante el TTA cuál de estas dos fuentes asistirá a la carga en tiempos donde la producción de energía solar no sea la óptima, el diagrama de lo mencionado se indica en la Fig. 4.3.

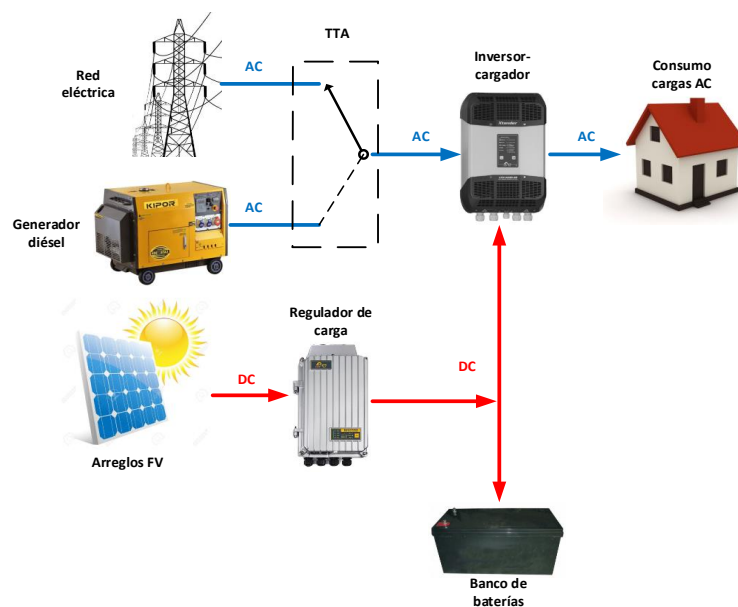


Fig. 4.3 Sistema con disponibilidad de red, pero sin inyección y salida monofásica. Fuente: Elaboración propia

4.4. Configuraciones multi-unidades

El inversor-cargador disponible permite la configuración multi-unidades, es decir la combinación de estos equipos para generar un sistema trifásico por medio de la interconexión de 3 inversor-cargador o el de reforzar una fase si es que esta demanda una mayor cantidad de potencia que el uso de un solo equipo no es capaz de satisfacer, la consideración que se debe tener al momento de implementar este tipo de sistemas es que se debe tener un banco de baterías común.

El método y modo de conexión de estos sistemas se presenta en el Anexo C.1

4.4.1 Sistema monofásico con fase reforzada

En caso de contar con un sistema monofásico en donde esta fase demanda un mayor consumo de potencia y el uso de un solo inversor-cargador no es suficiente, se pueden interconectar hasta 3 de estos equipos en paralelo con el fin de aumentar la potencia nominal disponible. Lo mismo es posible realizar en los casos donde se tiene una red trifásica y se necesita reforzar una de estas 3 fases.

El modelo de este sistema se muestra en la Fig. 4.4. en la cual, la fase reforzada en una conexión monofásica estará dada por la fase establecida en el puente de selección del inversor, debiendo los 3 inversores-cargadores tener configurada la misma.

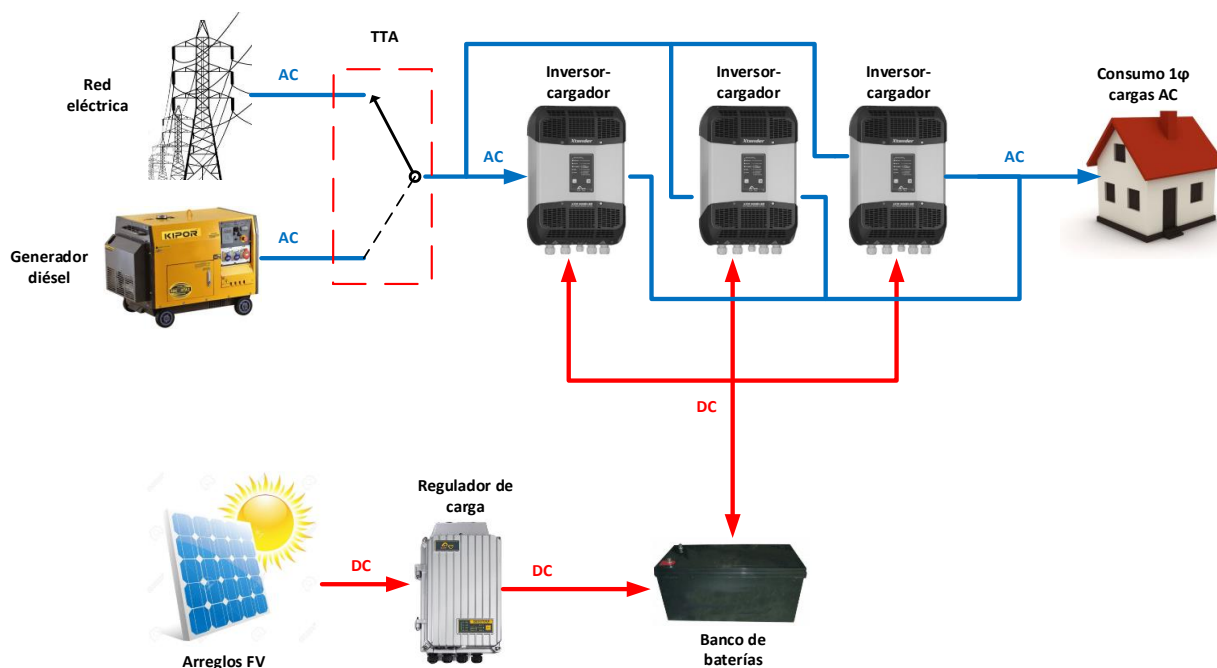


Fig. 4.4 Sistema monofásico con fase reforzada. Fuente: Elaboración propia

4.4.2 Sistema trifásico

La interconexión de 3 inversor-cargador hace posible una salida trifásica, en la Fig. 4.5 se muestra el modelo implementado a partir de una red híbrida u on grid sin inyección, en donde las baterías actúan como sistema de reserva y además prestan asistencia con la función “Smart Boost”.

Cabe mencionar que esta salida trifásica también es posible de implementar sin la necesidad de una fuente de corriente alterna en la entrada, tal como se presenta en el apartado 7.6.

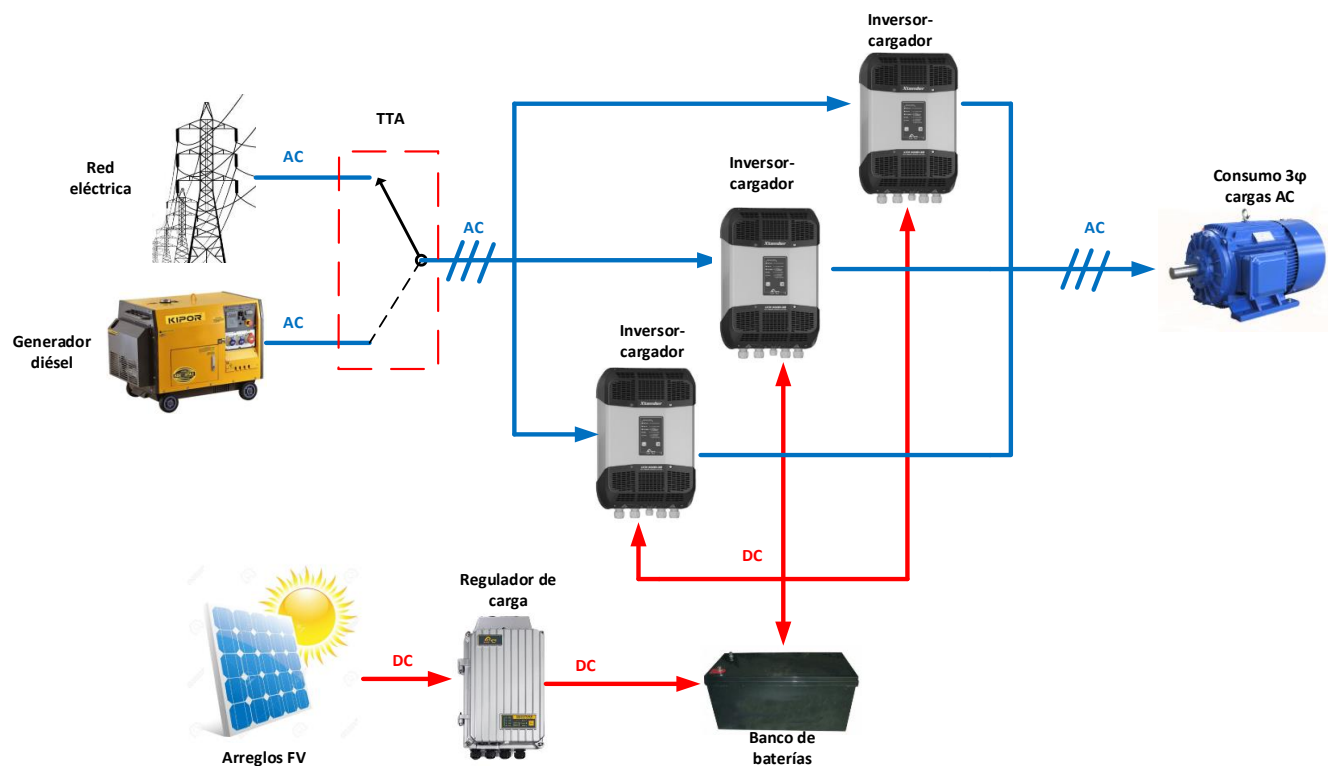


Fig. 4.5 Configuración multi-unidades sistema trifásico. Fuente: Elaboración propia

4.5. Sistema de back-up

Usuarios electro-dependientes, refrigeradores que deben mantener cadena de frío, ordenadores de grandes empresas, luces de emergencia, hospitales, son algunos de los ejemplos en los que el suministro eléctrico debe estar asegurado día a día, por lo que las opciones de asegurar lo anterior cobran importancia; a continuación, se mencionan algunas de estas, en las que manteniendo la misma base teórica se puede implementar para servicios de iluminación de emergencia, back up de parques informáticos, etc.

4.5.1 Alimentación sin interrupción off-line

En este tipo de configuración la red es la que alimenta a las cargas por medio de relé de transferencia del inversor-cargador y además carga la batería; luego, cuando ocurre una falla y la red no cumple con las condiciones de calidad o de parámetros mínimos, el inversor la desconecta pasando automáticamente a modo inversor en donde la demanda es suplida por el banco de baterías; el tiempo de conmutación entre relé de transferencia e inversor es menos a los 15[ms], tiempo asegurado por el fabricante y comprobado experimentalmente en el apartado 7.1.

En la Fig. 4.6 se muestra el modelo de este tipo de sistema.

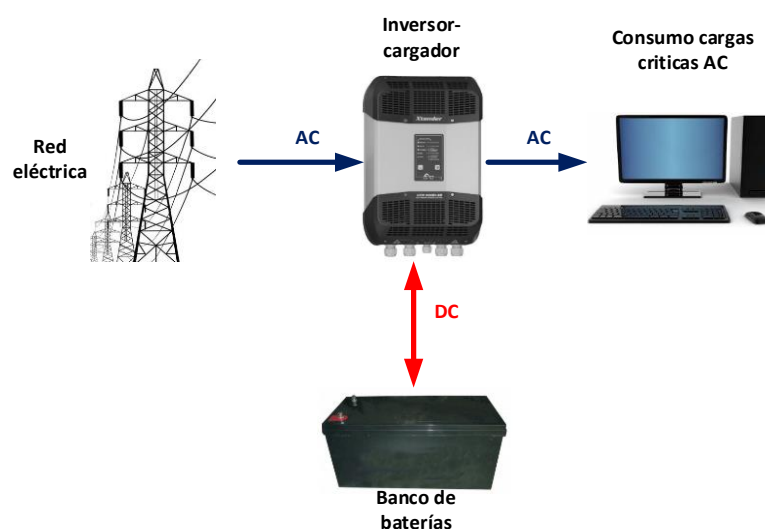


Fig. 4.6 Alimentación sin interrupción off-line, sin disponibilidad solar. Fuente: Elaboración propia

4.5.2 Alimentación sin interrupción off-line, con disponibilidad de energía solar

Pensado en la alimentación de cargas críticas y manteniendo la base de una red on grid sin inyección y sin generador de respaldo, este tipo de sistema permite minimizar la parte consumida de la red usando prioritariamente la energía solar FV producida, garantizando de esta manera el suministro constante de energía en caso de alguna falla en la red eléctrica. Este sistema se muestra en la Fig. 4.7.



Fig. 4.7 Alimentación sin interrupción off-line, con disponibilidad solar. Fuente: Elaboración propia

4.5.3 Alimentación sin interrupción off-line, sin disponibilidad de red

Un ejemplo de este tipo de aplicaciones se muestra en la Fig. 4.8, en donde una empresa de telecomunicaciones a fin de ampliar su rango de operatividad desea instalar una antena en un lugar aislado donde no hay disponibilidad de la red eléctrica, por lo que una forma viable de cumplir con sus requerimientos de energía es obtenerla por medio solo de la generación solar o a modo de respaldo contar por ejemplo con un grupo electrógeno .

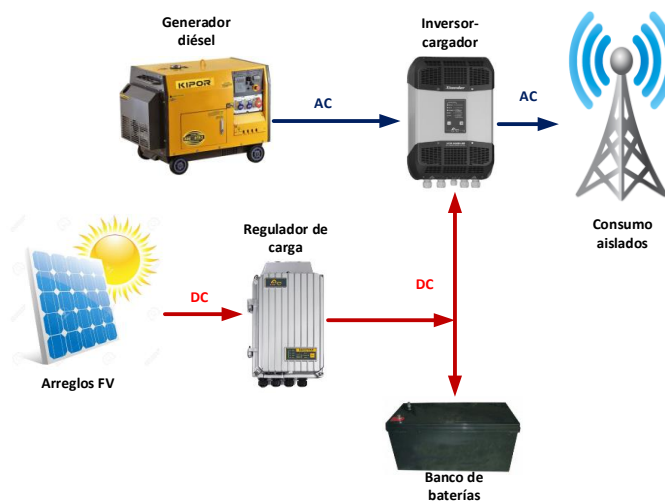


Fig. 4.8 alimentación sin interrupción, sin disponibilidad de red. Fuente: Elaboración propia

4.6. Acoplamiento en corriente alterna (AC coupling)

El desarrollo de normativas que incentivan el autoconsumo eléctrico a partir de energías renovables con posibilidad de venta de excedentes a las empresas eléctricas, ha impulsado y masificado el desarrollo de las tecnologías de inversores on grid; los cuales, presentan como una de sus ventajas un amplio y elevado rango de tensiones continuas de entrada, lo que permite reducir las corrientes continuas de transporte de esta energía hasta los inversores, disminuyendo de esta manera los costos asociados a mayores calibres de conductores. A diferencia de lo que acontece en los inversores-cargadores, los cuales, necesitan de una regulación previa de esta tensión por medio de un regulador de carga, el cual, opera en rangos de voltajes menores a los presentados en los inversores on grid, requiriendo de esta manera elevar la corriente a modo de obtener un mismo nivel de potencia lo que se traduce en un aumento del calibre de los conductores, haciéndolo poco factible en instalaciones que presenten distancias de transporte considerables.

Pese a las ventajas o desventajas que puede presentar un sistema respecto al otro, la operabilidad de los inversores on grid se ve sujeta a la disponibilidad de la red eléctrica, tal como se establece en el RGR N°2/2017, por lo que cuando esta no se encuentre disponible, el inversor on grid no podrá hacer entrega de su energía.

Lo expuesto anteriormente es uno de los puntos favorables que presenta el AC coupling, término que se le entrega a los sistemas que combinan inversores de conexión a red con inversores-cargadores de baterías, donde, en momentos u aplicaciones de sistema en los que se no cuenta con la red eléctrica, el inversor-cargador es el encargado de proveer la referencia de voltaje que le permite al inversor de red operar normalmente. Una de las ventajas que presenta el acoplamiento en corriente alterna es en casos donde se cuenta con un sistema off grid, en el cual ya no es posible aumentar la capacidad de potencia debido a que los reguladores de carga como las baterías ya se encuentran en su máximo punto de carga, la inclusión de un inversor on grid permite sumar su producción de potencia en corriente alterna por medio de un bus ac, a la producción obtenida del sistema off grid, consiguiendo de esta manera ampliar el sistema existente que se encontraba limitado en un comienzo.

En la Fig. 4.9 se presentan los flujos de potencia posibles en un sistema de AC coupling sin disponibilidad de una fuente ac en la entrada de los inversores-cargadores, a partir de las distintas opciones es posible realizar el siguiente análisis a los apartados de la Figura mencionada:

- (a) La energía producida por el inversor de red a partir de los paneles solares fotovoltaicos es igual a la demanda establecida por los consumos en corriente alterna, por lo que no hay descarga o carga del banco de baterías.
- (b) El consumo impuesto por la carga es superior a la energía producida por el inversor on grid, por lo que la energía faltante debe ser suministrada por el banco de baterías, siendo el inversor-cargador el encargado de realizar esta transformación. Es importante mencionar que en este tipo de sistema que no presenta un respaldo por el lado del banco de baterías, en momentos que la producción solar no sea la suficiente y se produzca un consumo importante de la energía almacenada en las baterías que ocasione un descenso de voltaje tal que implique bajar del límite mínimo establecido, el inversor-cargador se apagará por baja tensión, ocasionando un apagado total del sistema hasta que se recarguen las baterías y el voltaje de estas vuelva a subir.
- (c) En base a lo anterior, una opción de evitar dicho inconveniente es lo mostrado en la Figura “c”, en donde el banco de baterías es respaldado por energía solar controlada por el regulador de carga.
- (d) En esta figura se presenta la situación ideal, es decir, los consumos son inferiores a la producción solar, por lo que los excedentes generados son inyectados al banco de baterías a través del inversor-cargador. Sin embargo, en esta situación se presenta el problema de controlar el nivel de corriente suministrado al banco de baterías, por ejemplo, en instantes donde se encuentre cerca de su máximo almacenamiento; dicho control es implementado por medio de un cambio en la frecuencia de salida del inversor-cargador [29], esto es realizado ya que el inversor on grid opera dentro de un rango limitado de tensión y frecuencia, por lo que al modificar la frecuencia que este toma como referencia se consigue el control de su producción. Un ejemplo de este control se muestra en la Fig. 4.10 [30], en la que se distinguen 3 etapas de análisis, estas se pueden expresar como:
- $f=50[\text{Hz}]$, referencia de frecuencia
 - $f>50[\text{Hz}]$, banco de baterías completamente cargado/casi cargado, por lo que se debe reducir la producción de energía en inversor de red
 - $f<50[\text{Hz}]$, banco de baterías descargado/casi descargado, por lo que se deben desconectar las cargas

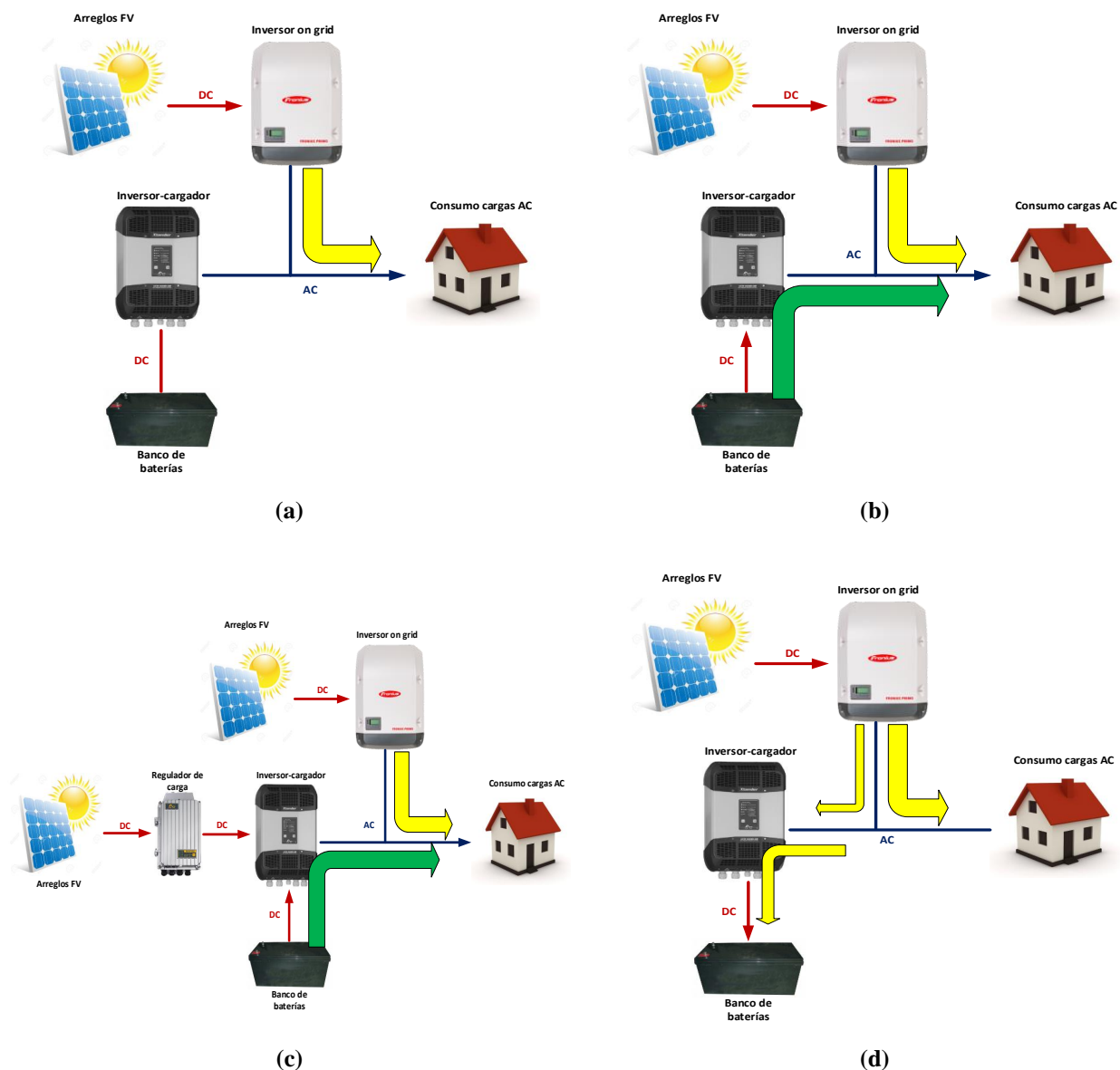


Fig. 4.9 Estados de AC coupling sin entrada AC-IN a inversor-cargador. Fuente: Elaboración propia
 (a) producción solar igual a demanda de potencia; (b) demanda de potencia mayor a producción solar, sin sistema de respaldo en lado baterías; (c) demanda de potencia mayor a producción solar, con respaldo en lado baterías; (d) producción solar mayor a demanda de potencia

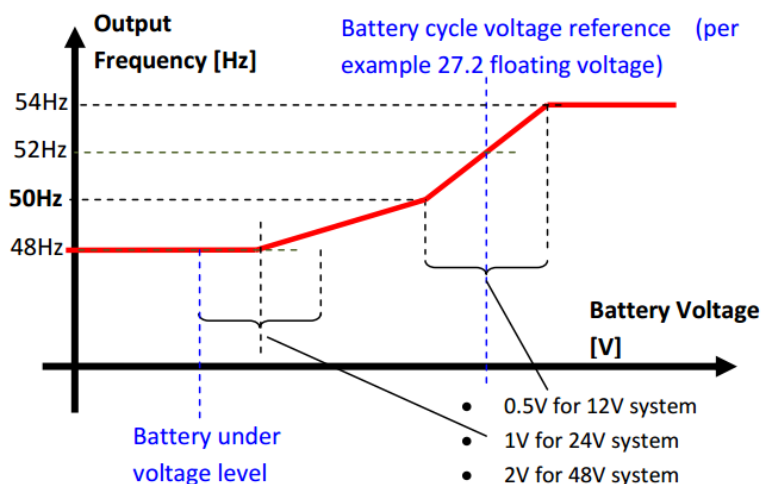


Fig. 4.10 Modificación en frecuencia de salida del inversor-cargador. Fuente: [32]

En la Fig. 4.11 se presenta el modo AC coupling con fuentes de corriente alterna no controladas en la entrada AC-IN del inversor-cargador, en este modo de operación el inversor-cargador se sincroniza con la fuente de entrada, por lo que es no es capaz de controlar la potencia de salida del inversor on grid. El comportamiento de este sistema es distinto si su operación es con disponibilidad de red eléctrica(a) o de un grupo electrógeno(b), radicando sus diferencias en los siguientes puntos:

- (a) En esta figura se cuenta con disponibilidad de red eléctrica, por lo que el inversor-cargador se sincronizará y activará el relé de transferencia; en intervalos donde se produzcan excesos de generación por parte del inversor on grid, estos irán a la carga de las baterías o en caso de que las anteriores se encuentren completamente cargadas o su nivel de corriente de carga sea tal que aun genere excedentes, estos se inyectarán a la red eléctrica.
- (b) En un sistema acoplado en corriente alterna, donde la entrada AC-IN del inversor-cargador este dada por energía suministrada a partir de un grupo electrógeno; cuando se necesite de un apoyo a las cargas por parte del generador, el sistema operará de manera igual que si contará con la red eléctrica; pero en casos donde se produzcan excedentes de producción en el inversor on grid, estos no podrán ser inyectados al grupo, por lo que cuando se produzca lo anterior, el inversor-cargador debe desconectar al generador a modo de no poner en riesgo su correcta operatividad.

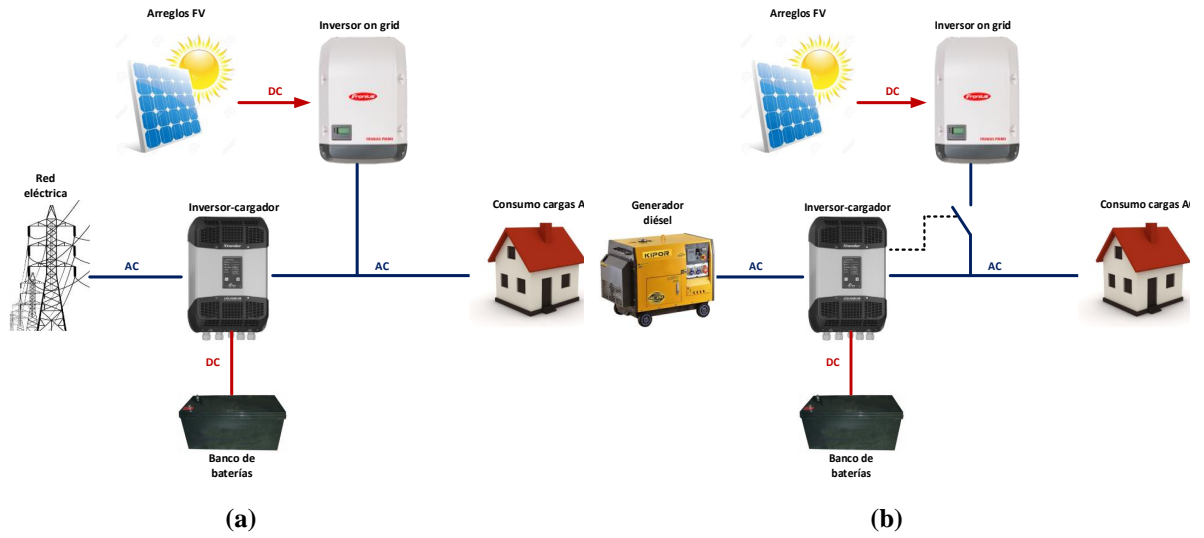


Fig. 4.11 Estados de AC coupling con entrada AC-IN a inversor-cargador. Fuente: Elaboración propia

(a) AC coupling con red eléctrica disponible; (b) AC coupling con grupo electrógeno disponible

Capítulo 5. Tableros eléctricos en Lab. MicroRed

En este capítulo se presentan los tableros eléctricos disponibles en el Laboratorio (con sus respectivas protecciones) y que están asociados a la implementación de redes off-grid, híbridas y on-grid sin conexión a red. Se realiza un análisis del estado inicial de cada tablero, como de los planos eléctricos presentados al momento de comenzar con el PHP, cabe mencionar que, los planos, como se detalla más adelante, no siempre indican lo que realmente se tiene instalado; se indican además las posteriores modificaciones realizadas, esto con el fin de realizar las aplicaciones propuestas.

Las consideraciones necesarias para el diseño del TDCC“MR” tales como cálculo de protecciones, sección de conductores y caídas de voltaje se indican en el Anexo B de este documento.

Se comienza presentando el diagrama unilíneal general de la instalación al momento de comenzar con el proyecto y que se muestra en la Fig. 5.1; donde, lo enmarcado en rojo, son las modificaciones que se deben realizar para poder implementar las redes propuestas; mientras que lo enmarcado en azul, corresponde a instalaciones con la que no se cuentan, pero que se presentan en los diagramas unilíneales entregados al comienzo del proyecto.

Se presenta este diagrama unilíneal de manera inicial, a modo de comprender de manera general la interconexión de cada equipo y tablero eléctrico propuesto al momento de diseñar el Laboratorio. El detalle de cada tablero se presenta en los apartados siguientes.

Del diagrama general inicial se puede apreciar como los inversores-cargadores se encuentran alimentados a partir de una entrada de corriente alterna proveniente de la barra 1 del TDAF y C “MR”, como también desde una salida directa del generador diésel; el TTA se encuentra alimentado desde el GD y desde la barra 2 del TDAF y C “MR” y la salida del TTA alimenta a las cargas del mismo TDAF y C “MR”; la propuesta inicial consideraba para cada inversor-cargador un propio string de paneles FV, pero aguas abajo de estos no se cuenta con un regulador de carga; por su parte cada inversor-cargador consideraba su propio banco de baterías.

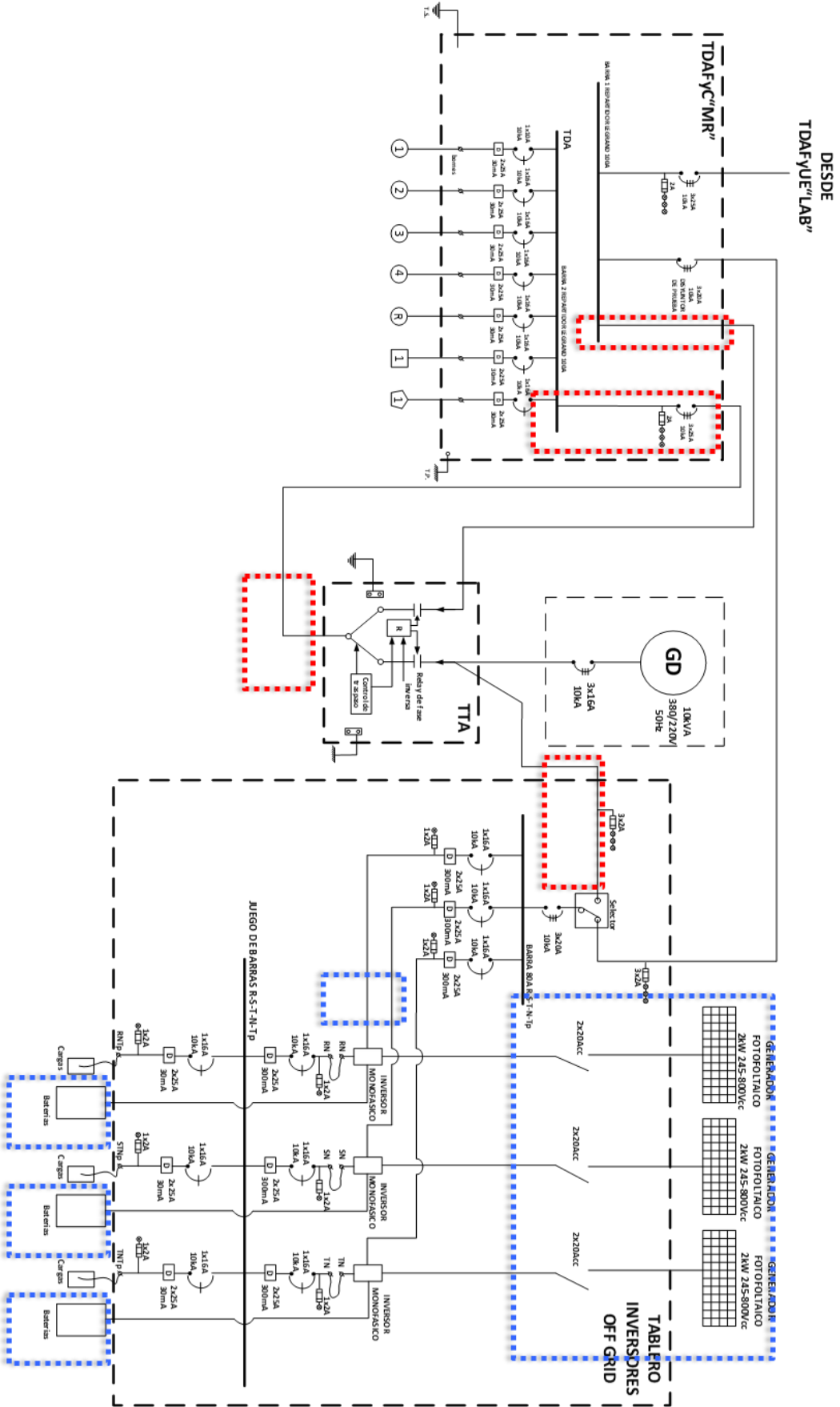


Fig. 5.1 Diagrama unilíneal general inicial proyectado para el Laboratorio MicroRed UCSC. Fuente: Elaboración propia

5.1. Tablero transferencia automático (TTA)

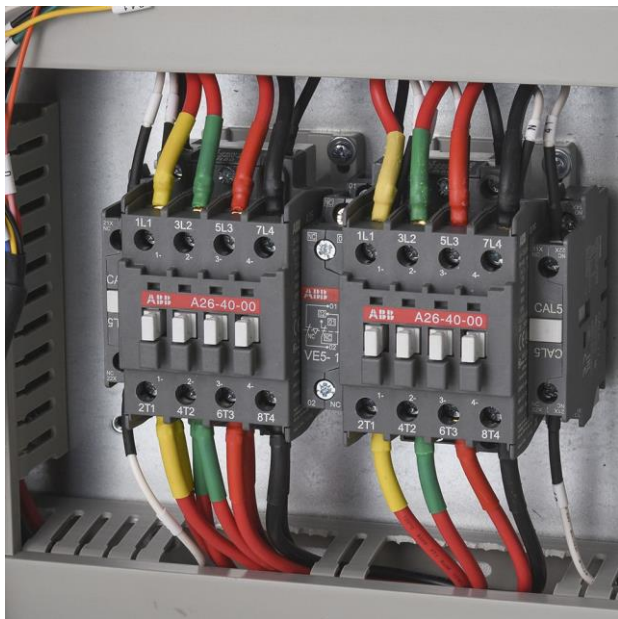
Un tablero de transferencia contiene dispositivos automáticos y manuales que permiten realizar el intercambio de energía entre 2 fuentes de alimentación (grupo electrógeno y red eléctrica), esto con el fin de mantener un suministro de energía constante hacia la carga; además, al realizar esta operación por medio de contactores, garantiza que solo una de las fuentes sea la que abastezca los requerimientos de carga.

En la Fig. 5.2 se muestra la vista exterior del TTA, en la que se puede apreciar que las luces piloto se encuentran encendidas en el logo de la red y al lado izquierdo del logo de industria, esto quiere decir que la salida de potencia de carga se encuentra energizada por la alimentación proveniente desde la “barra 1” del TDAFyC“MR” según el diagrama unilineal de la Fig. 5.12.

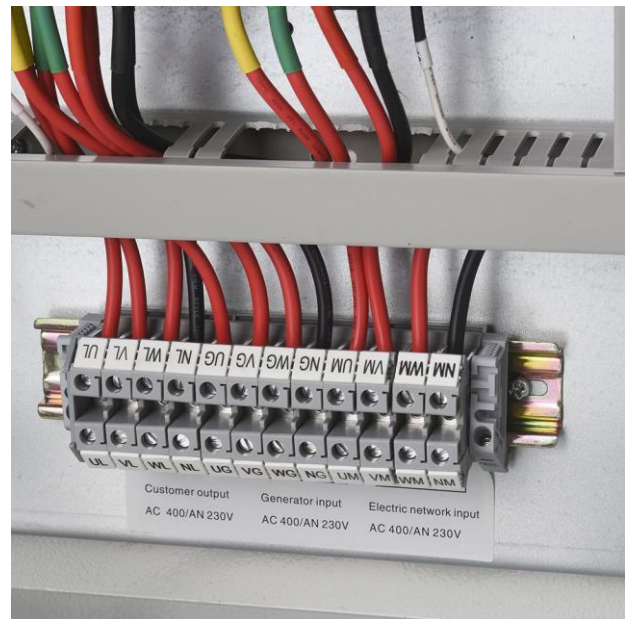
La importancia del TTA radica en que al realizar la selección de fuente automáticamente, en momentos donde la energía solar y la almacenada en baterías no sea la suficiente para satisfacer la demanda impuesta, el TTA recibe la orden desde el inversor-cargador y activa el grupo electrógeno, luego, el relé de transferencia del inversor se activa y comienza a alimentar las cargas conectadas y a cargar el banco de baterías, garantizando de esta manera un suministro constante. De igual manera, otra aplicación posible entregada por el tablero de transferencia automático, radica en el hecho de que cuando se cuenta con la red eléctrica, pero esta en un determinado tiempo no cumple con los requerimientos mínimos de operatividad (voltaje, frecuencia), o simplemente se sufre una pérdida de red, automáticamente se le entrega la orden al generador diésel para que este entre en operación, garantizando de esta manera un suministro lo más constante posible.



Fig. 5.2 Vista exterior TTA. Fuente: Elaboración propia



(a)



(b)

Fig. 5.3 Vista interna esquema contactores TTA. Fuente: Elaboración propia

(a) conexión de contactores; (b) esquema IN-OUT del TTA

En el diagrama de la Fig. A.1 se indican las conexiones internas del gabinete del TTA, en el que es interesante destacar del lado “Generator set” el “1/0 terminal”, este último, es el cable de control que comunica la salida “ATS 1/0” del panel de control del generador insonorizado con la entrada del terminal 1/0 del TTA.

La salida de potencia “Load output” está dada por la fuente de salida seleccionada por los contactores indicados en el bloque “ATS switch” que reciben como entrada la energía proveniente de “Power grid input” y “Main electrical circuit output” desde el grupo electrógeno.

5.1.1 Modificaciones realizadas

En base a una esperada puesta en marcha automática del generador diésel a partir de ordenes entregadas por el inversor-cargador por medio de los contactos auxiliares frente a condiciones de operación del sistema que requieran de una entrada de potencia por medio de AC-IN a este mismo; a partir de lo mostrado en la Fig. 5.4 se implementó el diagrama de conexión mostrado en la Fig. 5.5, teniendo el primero su base teórica según lo expuesto en Anexo A.1.

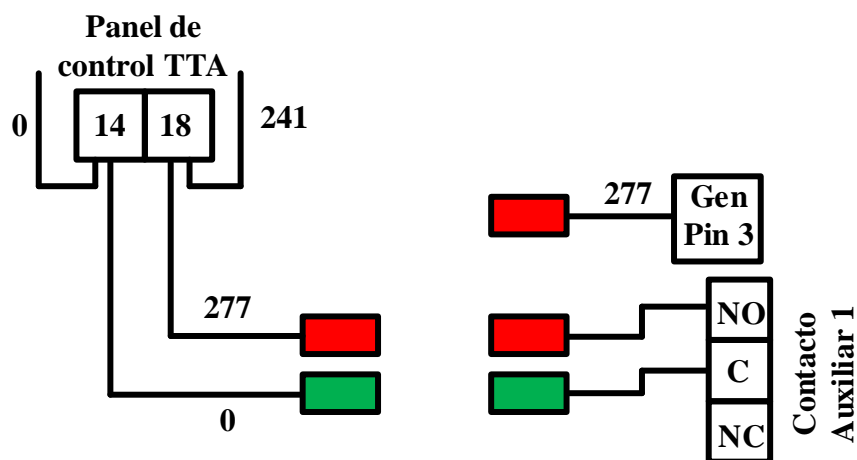


Fig. 5.4 Diagrama de conexión interno en TTA según modo de partida de generador. Fuente: Elaboración propia

En la Fig. 5.5 se presenta un ejemplo de conexión para una partida automática del generador diésel comandada según requerimientos del inversor-cargador, por su parte en la Fig. A. 5 (b) se muestra el diagrama de conexión a implementar para una partida del generador controlada automáticamente por el TTA, es decir, en momentos donde la red eléctrica no se encuentre presente o no cumpla con los parámetros de operatividad, este comenzara su marcha y entregara la potencia necesaria al inversor-cargador, luego cuando la red eléctrica retome su condición inicial, el generador se detendrá.

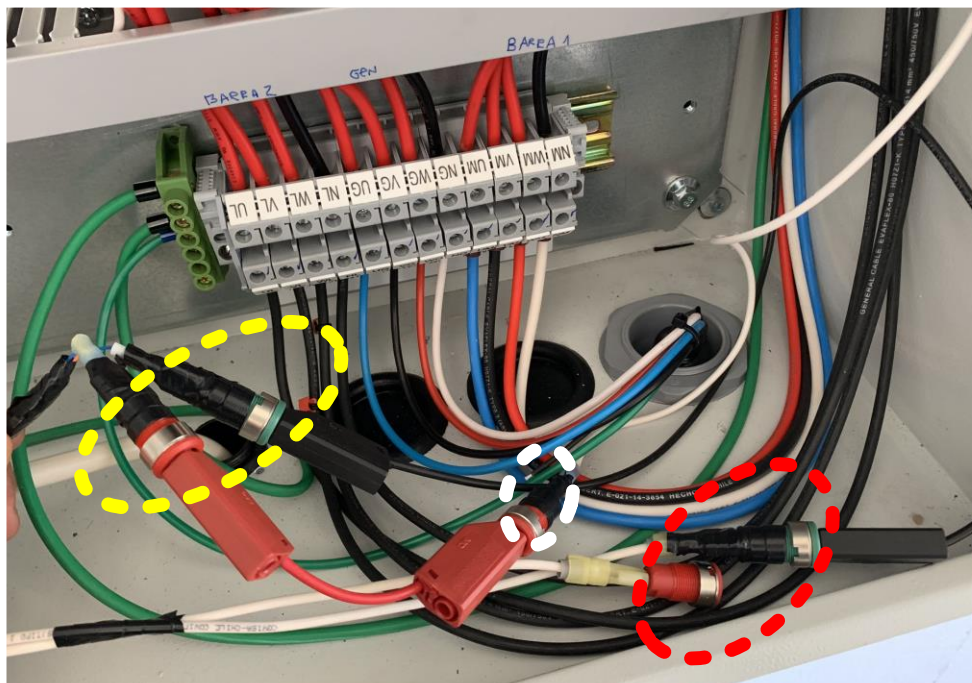


Fig. 5.5 Conectores para selección modo de partida de grupo electrógeno. Fuente: Elab. propia
 (Amarillo) Conectores provenientes de Contacto Auxiliar 1; (Rojo) Conectores provenientes de Panel de control TTA; (Blanco) Conector proveniente de Pin #3 de generador

5.2. Tablero inversores off grid

Tablero eléctrico por medio del cual se les proporciona a los inversores-cargadores la entrada AC-IN, además de recibir la corriente alterna de salida de los mismos; presenta conectores de prueba para la realización de las distintas aplicaciones.

5.2.1 Estado inicial del tablero

El análisis de este tablero se realizó en base al plano eléctrico con el que se contaba inicialmente al momento de comenzar el PHP, y no constituye necesariamente lo que realmente se tenía instalado en un comienzo. Aclarado esto, y a partir de lo anterior, en la Fig. 5.6 se distinguen distintas luces pilotos que señalaban el nivel en el que se encontraba la energía; es decir, en primera instancia indicar si se contaba con energía proveniente del generador diésel o desde el disyuntor de pruebas de la “barra 1” tal como se muestra en el diagrama unilineal de la Fig. 5.8; estas luces piloto se encuentran protegidas por un fusible de 2[A].

A partir del diagrama unilineal del Tablero inversores off-grid, el análisis realizado fue el siguiente:

- Aguas abajo del selector, un interruptor general magnetotérmico trifásico que aísla todos los equipos que se encuentren aguas abajo de la “barra 80A” en caso de sobrecarga y cortocircuito.
- Luego, aguas abajo de la “barra 80A” se cuenta con interruptores monofásicos magnetotérmicos y diferenciales que protegen la línea de entrada a los inversores; aguas abajo de estos inversores se cuenta nuevamente con magnetotérmicos y diferenciales que protegen cada fase de carga independiente.
- Se cuenta además con 3 fases de arreglos fotovoltaicos, cada uno con una capacidad instalada de 2.4 [kW]; en caso de alguna falla se cuenta con un interruptor manual por cada fase que aísla la generación FV, de los inversores monofásicos.
- Cada inversor monofásico cuenta con su propio banco de baterías y alimenta a una carga distinta.
- La selección de la fuente de respaldo a la energía solar es realizada manualmente a través del selector del Tablero de inversores off-grid.
- La salida de potencia del TTA da respaldo al TDA.

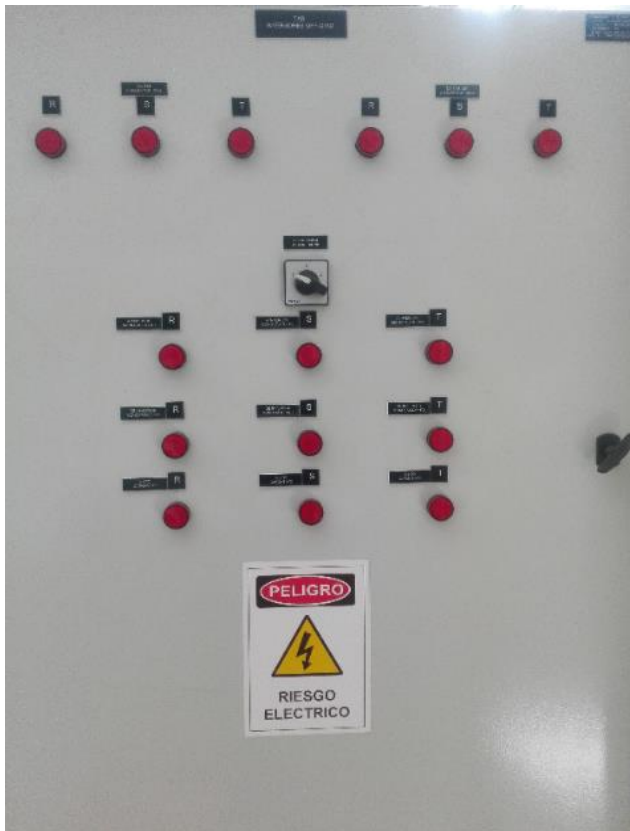


Fig. 5.6 Vista exterior inicial de tablero inversores off grid. Fuente: Elaboración propia



Fig. 5.7 Vista interior inicial de tablero inversores off grid. Fuente: Elaboración propia

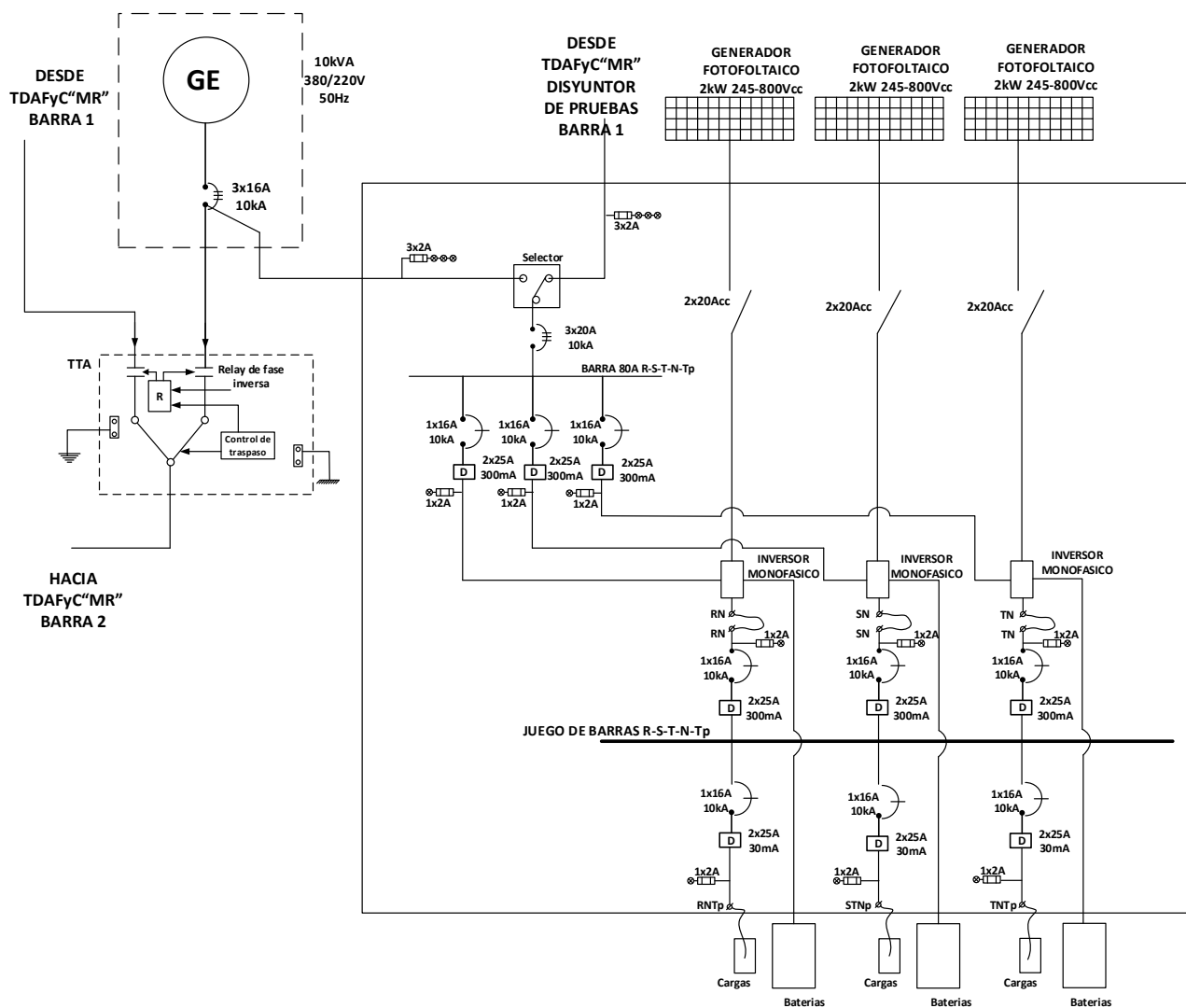


Fig. 5.8 Diagrama unilineal inicial de tablero inversores off grid. Fuente: Elaboración propia

5.2.2 Modificaciones realizadas en tablero

A partir del tablero inicial y en base a los equipos realmente disponibles en el Laboratorio MicroRed UCSC y a un mejor desarrollo de las posibles actividades experimentales a realizar durante el Proyecto de Habilitación Profesional, se realizaron modificaciones que pudieron dar cuenta de lo anterior, estas se presentan en el diagrama unilineal de la Fig. 5.9 y se describen a continuación:

- La conexión directa desde el GD al selector manual se retiró.
- La salida de potencia del TTA se conectó a la entrada del selector manual con el fin de que la selección de la fuente de respaldo se realice automáticamente a partir de la orden entregada por el inversor-cargador.

- El selector manual se dejó fijo en posición “GEN” (número 1 del selector), con esto se consigue cerrar el circuito entre alimentación entregada por el TTA y la “barra 80A” que alimenta los equipos aguas abajo; en caso de alguna falla del TTA, en el que este no sea capaz de realizar la selección automática, bastará solo con mover el selector a posición “NORMAL” (número 2 del selector), con esto se alimenta el circuito aguas abajo a partir del disyuntor de prueba de la “barra 1” del TDAFyC“MR”.
- Respecto a los arreglos fotovoltaicos solo se cuenta con 1, el cual, posee una capacidad instalada de 2.4[kW]; la interconexión de estos se realizó mediante la “Combiner Box”, la que cuenta con sus propias protecciones que fueron mencionadas en la introducción de este documento.
- Aguas abajo de la “Combiner Box”, ya en el Laboratorio MicroRed, se encuentra un seccionador bajo carga, el cual permite una desconexión de los módulos solares sin tener que ir directamente al patio MicroRed para realizar esta misma, aguas abajo de este seccionador se tiene el regulador de carga, el que no se tenía considerado en el plano inicial de la MicroRed y que es de vital importancia, ya que es el encargado de regular la tensión proveniente del arreglo fotovoltaico hacia las baterías; el contar con 1 regulador disponible en el Laboratorio implicó tener 1 banco de baterías común para todos los inversores.
- El contar solo con 1 banco de baterías obliga a los inversores disponibles a operar en conjunto, a partir de esto, solo se podrán implementar configuraciones multi-unidades; es decir, alimentación de entrada trifásica a los inversores-cargadores, con señal de salida trifásica; alimentación de entrada monofásica-señal de salida monofásica (considerando 1 o 2 inversores en paralelo); o señal de salida trifásica (posible con 3 inversores conectados entre sí, 1 maestro y 2 esclavos) a partir de una entrada monofásica. Estas conexiones se aprecian de manera más gráfica en el Capítulo 4.

En la Fig. 5.9 se presenta el plano eléctrico para una conexión con entrada y salida trifásica teniendo en consideración las modificaciones mencionadas anteriormente, además del TDCC“MR” propuesto más adelante.

Los demás tipos de conexión posibles de implementar se muestran en los diagramas unilineales de las Fig. A. 6 y Fig. A. 7.

5.3.1 Estado inicial del tablero

Al igual que lo casos anteriores, en primera instancia, se realizó un análisis de este tablero a partir de los planos eléctricos con los que se contaba, sumada a una exploración de las conexiones y derivaciones que este presentaba. En base a esto, se concluyó lo siguiente:

- La vista exterior de este tablero se muestra en la Fig. 5.10 en la cual se pueden apreciar las luces piloto que indican la alimentación desde TDAFyUE“LAB” (luces superiores) y la alimentación desde TTA (luces inferiores), luces que cuentan con su respectivo fusible limitador de corriente.
- Por su parte, en la vista interior mostrada en la Fig. 5.11 y el diagrama unilineal de la Fig. 5.12, se puede apreciar aguas arriba de la “barra 1” el interruptor general que protege de sobrecargas y cortocircuito a los elementos conectados a la “barra 1”; aguas abajo de la “barra 1” y aguas arriba de la “barra 2” tenemos un interruptor magnetotérmico que protege la alimentación al Tablero inversores off-grid y a las cargas conectadas a la “barra 2” respectivamente; aguas abajo de la “barra 2” se cuenta con interruptores magnetotérmicos y diferenciales para proteger a cada una de las cargas monofásicas conectadas.



Fig. 5.10 Vista exterior TDAFyC“MR”.
Fuente: Elaboración propia



Fig. 5.11 Vista interior TDAFyC“MR”. Fuente:
Elaboración propia

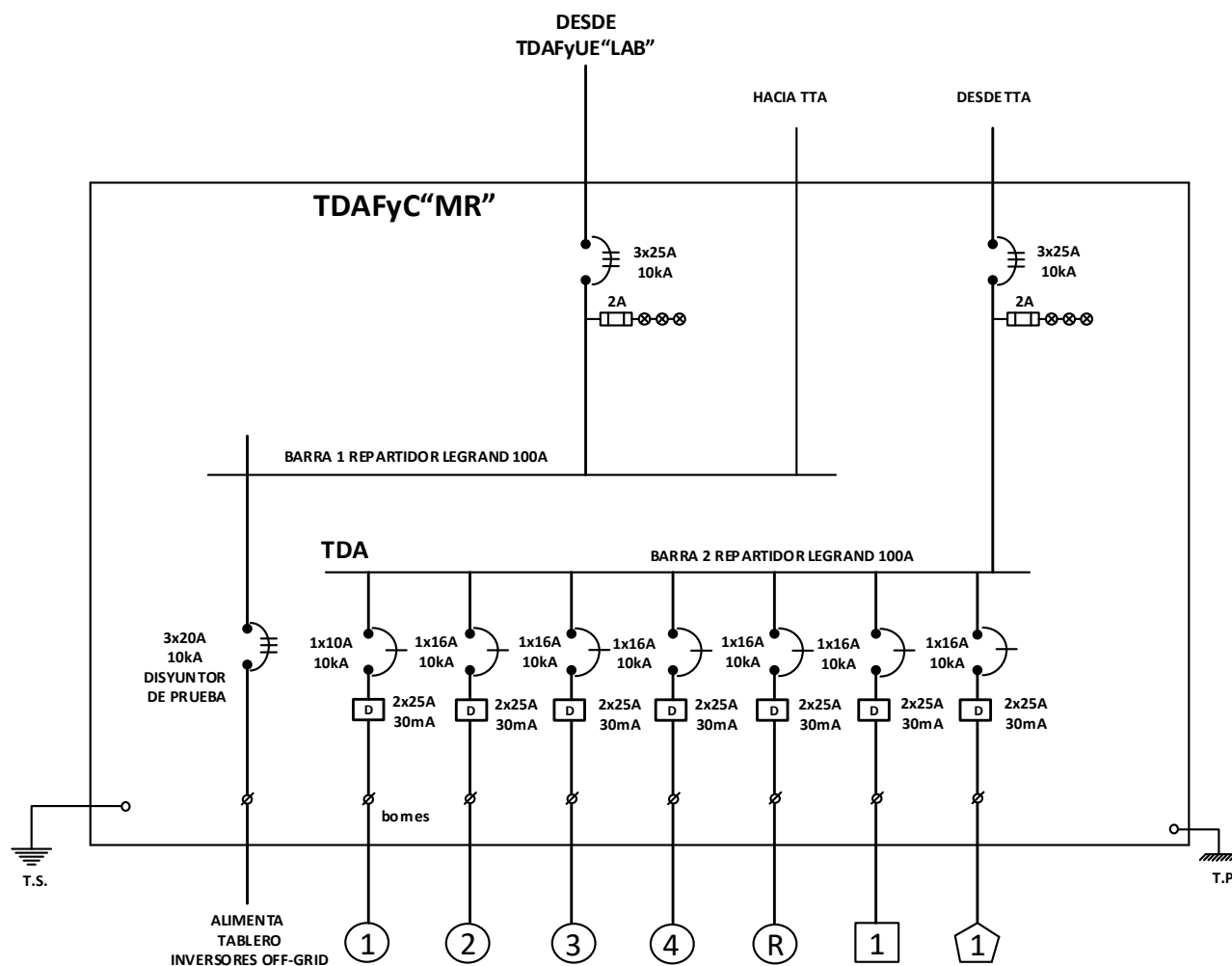


Fig. 5.12 Diagrama unilineal inicial TDAFyC'MR'. Fuente: Elaboración propia

5.3.2 Modificaciones realizadas en tablero

Las modificaciones realizadas en el TDAFyC'MR' surgen debido a que como se aprecia en el diagrama unilineal de la Fig. 5.8, inicialmente la salida de carga del TTA alimentaba las cargas conectadas a la "barra 2" del TDA como se muestra en la Fig. 5.12, por lo que en las aplicaciones a realizar referentes a redes off-grid, híbridas u on grid sin inyección cuando se requiera del generador diésel o de la red eléctrica para satisfacer la demanda de carga impuesta, esta selección no se podrá realizar de manera automática, puesto que la salida de potencia del tablero de transferencia automático se encuentra alimentando a la "barra 2", siendo la única forma de acceder a la alimentación por parte del grupo electrógeno o de la red por medio del selector manual instalado en la cubierta del tablero off-grid.

En el diagrama unilíneal de la Fig. 5.13 se presentan las modificaciones, en el que se puede apreciar que la antigua entrada de alimentación a la “barra 2” (“Desde TTA”) ya no se encuentra disponible, alimentando a las cargas del Laboratorio a partir de la “barra 1”, con esto, la salida del TTA solo alimenta al Tablero inversores off-grid.

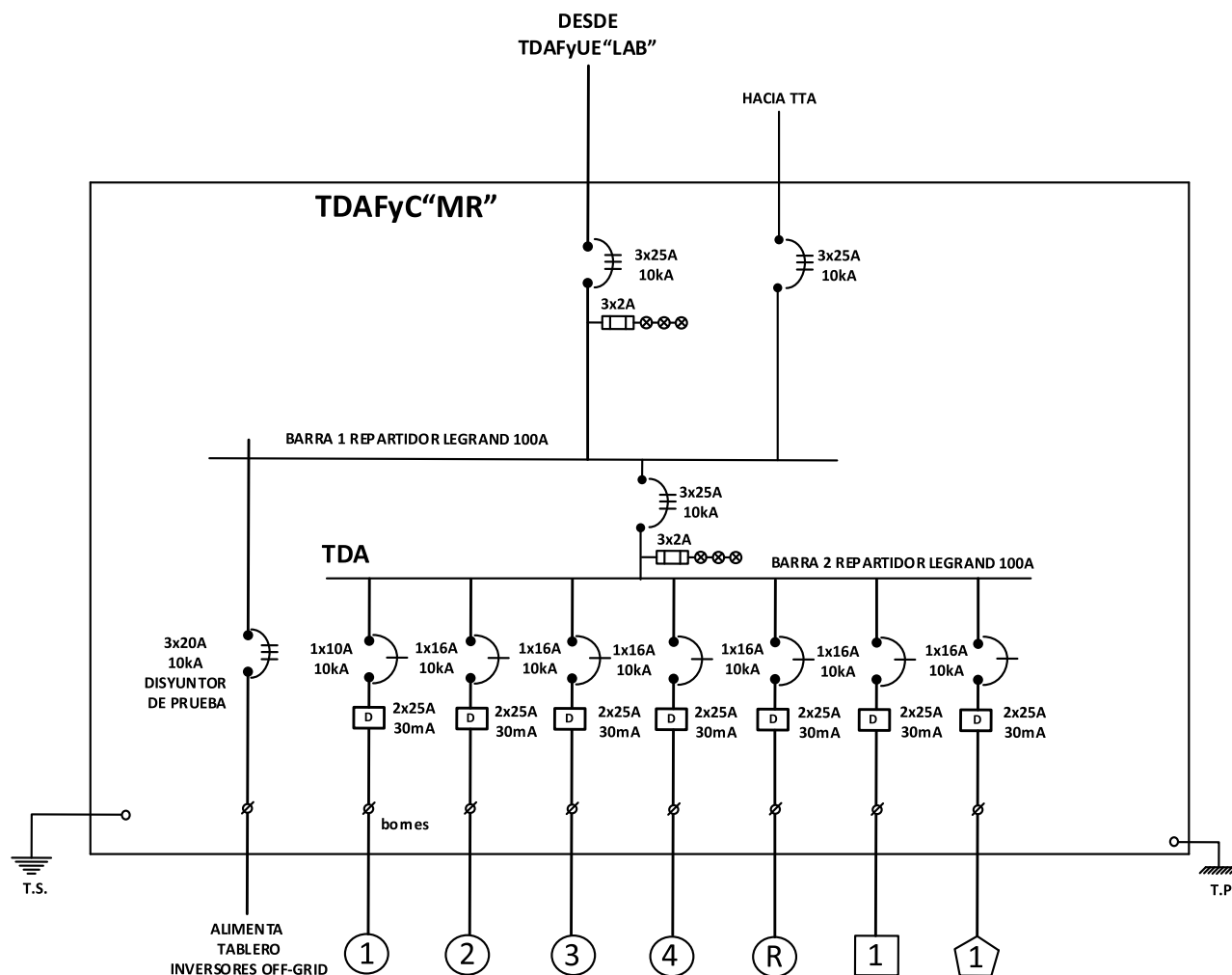


Fig. 5.13 Diagrama unilíneal propuesto para TDAFYC'MR'. Fuente: Elaboración propia

5.4. Diseño tablero de distribución corriente continua (TDCC'MR')

Para realizar la interconexión de los equipos en corriente continua, estos sean: regulador de carga, banco de baterías e inversor-cargador, el RGR N° 02/2017 establece que:

“Toda interconexión entre el sistema fotovoltaico y la instalación de consumo deberá realizarse dentro de un tablero eléctrico, a través de barras de distribución cumpliendo con lo establecido en la Norma eléctrica NCh Elec.4/2003”.

A partir de lo anterior, se diseñó un tablero eléctrico en el cual por medio de pletinas de cobre se conectan cada uno de los equipos mencionados anteriormente. El procedimiento realizado fue el siguiente:

Primeramente, se dimensiona el cableado para cada equipo, este conductor debe cumplir con los criterios térmico y de caída de tensión; el primero, dicta relación con el efecto Joule, el cual, establece que cuando se produce un flujo de corriente por un conductor, se produce un calentamiento, el que puede ocasionar pérdidas de potencia o si se llega a temperaturas muy elevadas, la quema de este; el segundo, se refiere a la pérdida de voltaje producida en un conductor de una longitud determinada debido a la resistencia interna del mismo, en donde, mientras mayor sea el largo, mayor será esta caída de potencial, en [11] se establece que el porcentaje máximo en la caída de tensión debe ser de 1.5%, por lo que el conductor seleccionado en cada caso debe cumplir con este criterio. Las Normas consideradas para la realización de estos cálculos son NCH 4/2003, IEC 60364-5-52 y NF C 15-100 parte 5-52.

Además de la selección del conductor adecuado para cada equipo, se debió realizar un dimensionamiento de las protecciones para estos, en donde, para los casos de selección en la protección del regulador de carga e inversor solar, se siguieron los criterios establecidos por los fabricantes de estos, mientras que para el caso del banco de baterías se siguió los criterios establecidos en la Norma IEC 60364-4-43 sobre instalaciones eléctricas.

El procedimiento del cálculo y selección tanto para la sección de los conductores, como de las protecciones y como se mencionó a inicios de este capítulo se indica en el Anexo B

El diseño final del TDCC“MR” considerando secciones de conductores, protección y otras características se muestra en el diagrama de la Fig. 5.14.

El diagrama unilineal general del sistema considerando una red híbrida con entrada y salida trifásica se presenta en la Fig. 5.15. mientras que el esquema general de interconexión se presenta en la Fig. 5.16, representando la línea morada el control del GD a través del contacto auxiliar.

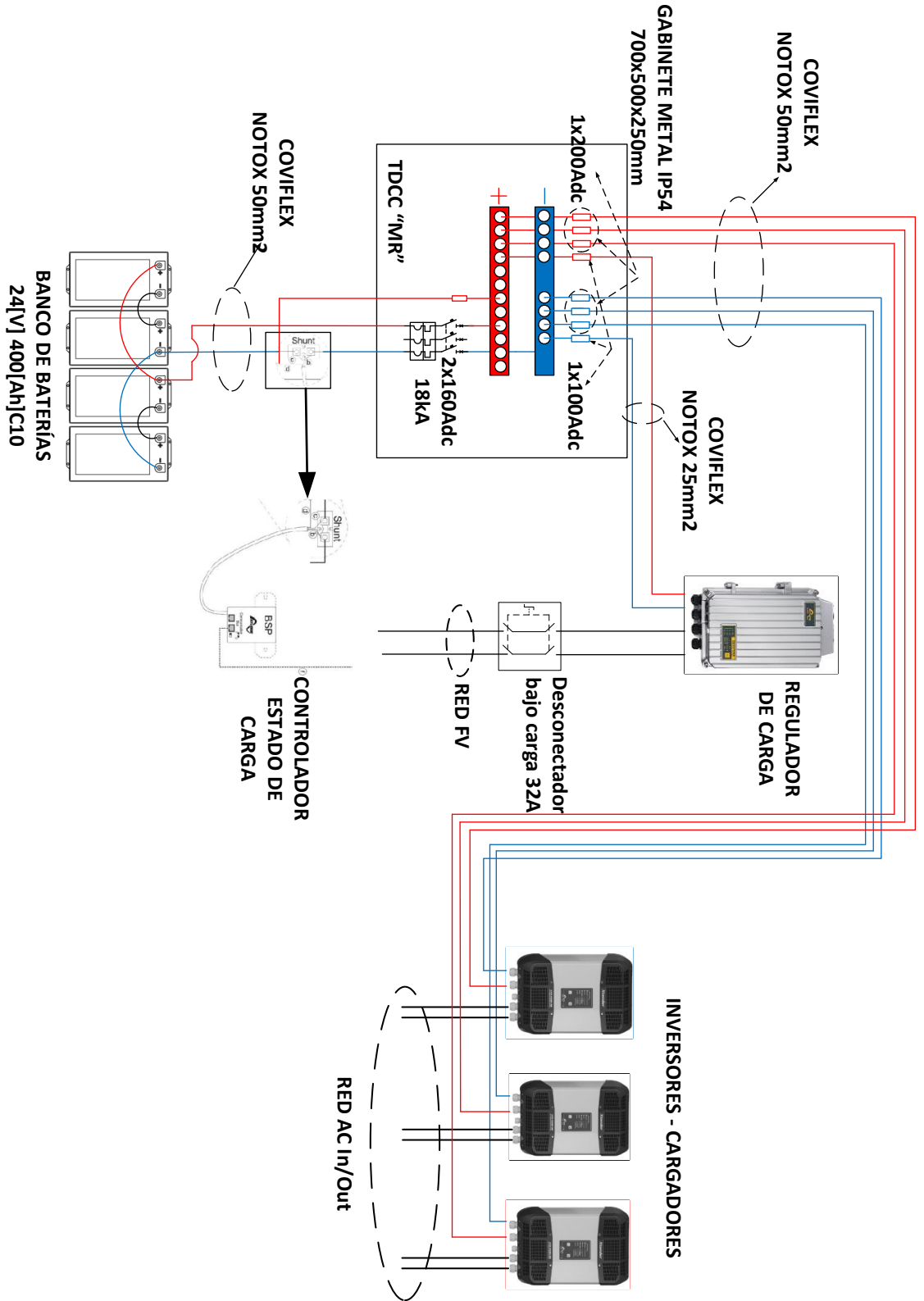


Fig. 5.14 Diagrama de conexión TDCC“MR”. Fuente: Elaboración propia

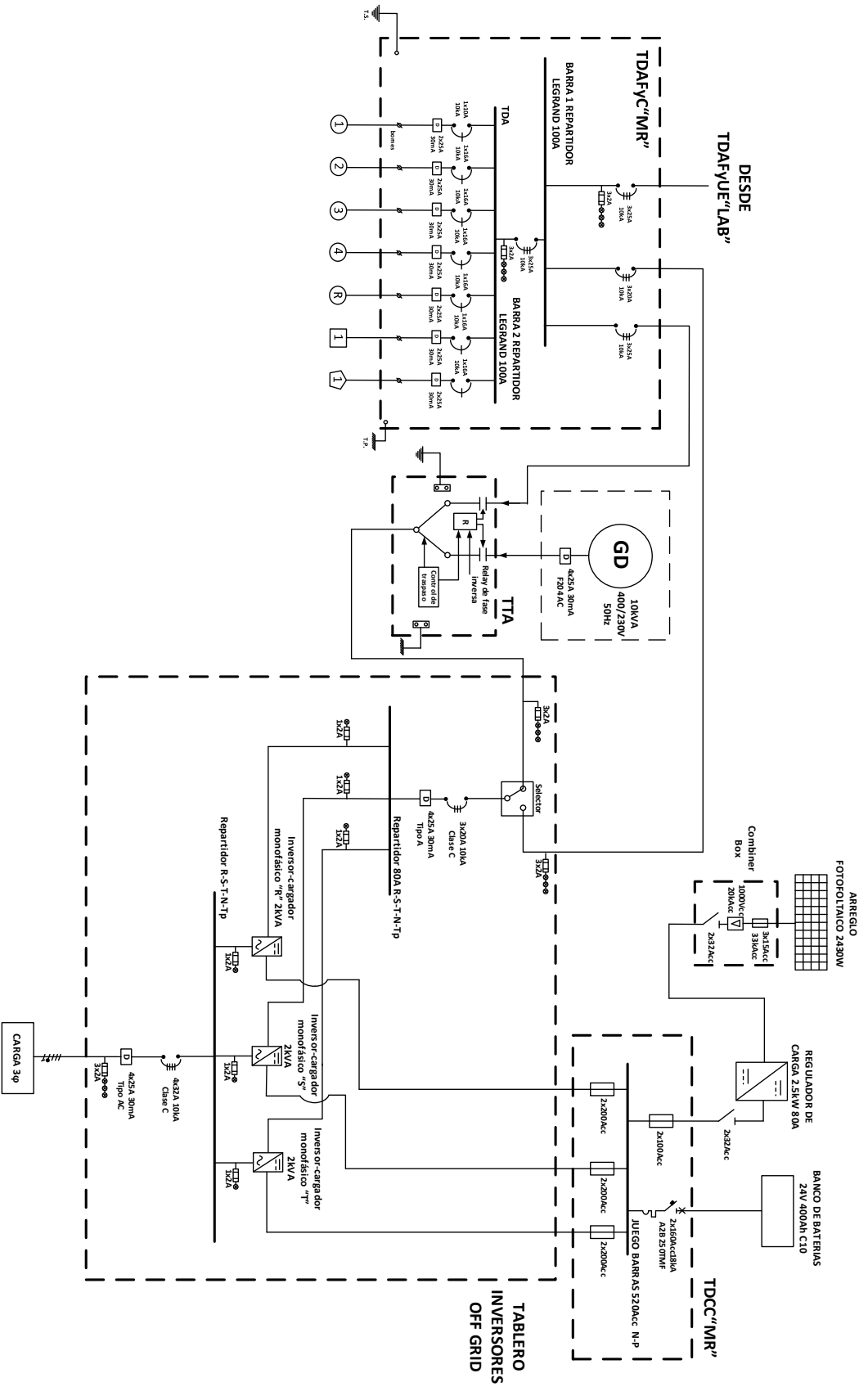


Fig. 5.15 Diagrama unlineal general post modificaciones. Fuente: Elaboración propia

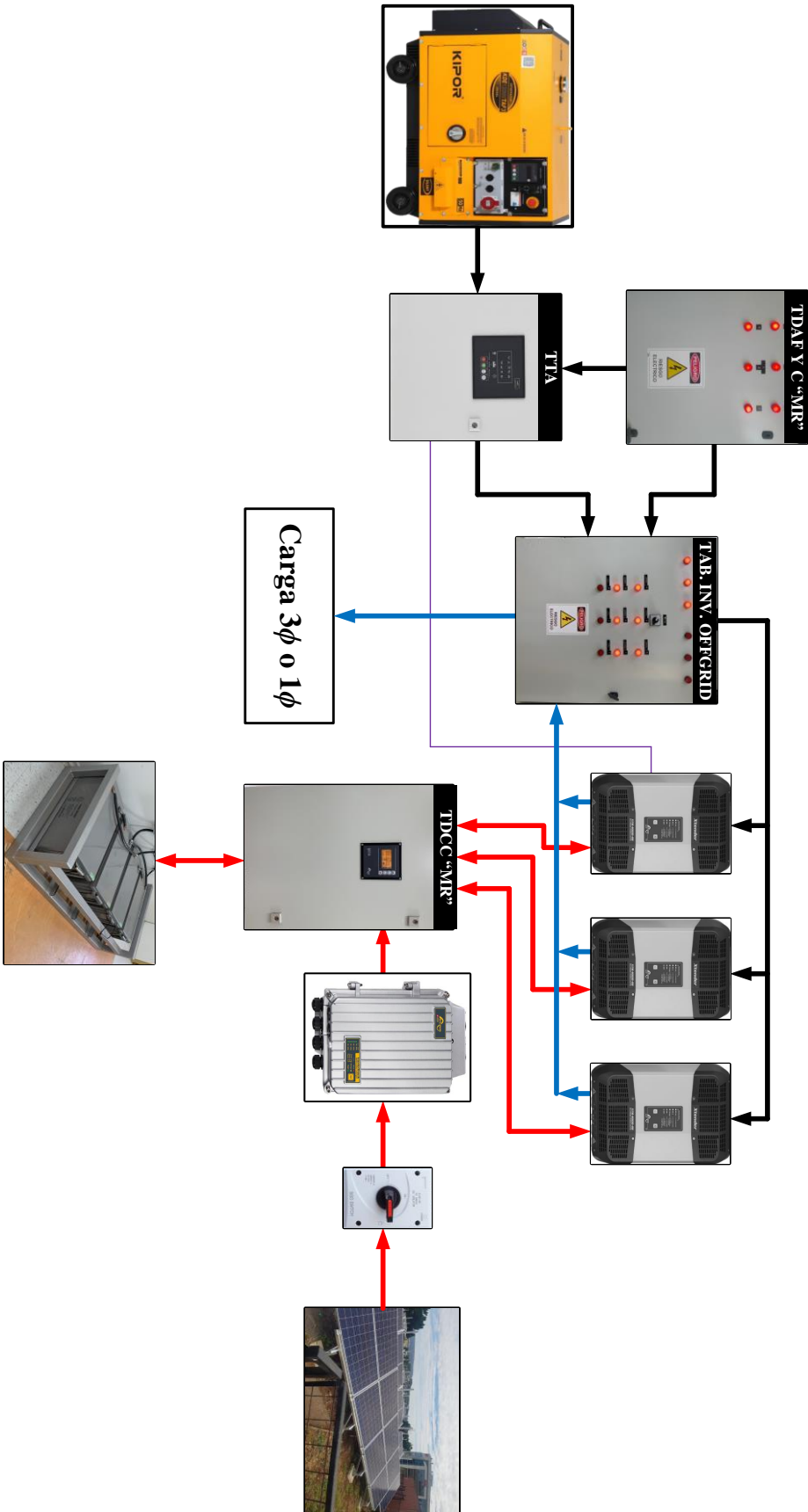


Fig. 5.16 Esquema general de interconexión de equipos y tableros eléctricos. Fuente: Elaboración propia

Capítulo 6. Evaluación de redes híbridas por simulación

Para la simulación de casos asociados a aplicaciones en redes híbridas se realizó en primera instancia la búsqueda de un software que permitiera modelar este tipo de redes en el que se pudieran manipular perfiles de carga; especificaciones de equipos; variables de entrada como temperatura, radiación; y que además permitiera observar las variaciones en el tiempo producidas en el sistema implementado, debido a la variabilidad propia del tipo de energía renovable utilizado.

6.1. Softwares analizados para simulaciones

En base a lo anterior se consideró el uso de 2 softwares, el primero de ellos fue Matlab y su entorno de programación visual Simulink, el cual dentro de sus librerías posee bloques para energía solar FV con sus respectivas variables de entrada (temperatura, radiación, tipo de panel FV, número de strings, etc.), y además es posible modelar todos los demás equipos que componen una red off grid, on grid sin inyección o híbrida. La desventaja de este software es el hecho de tener que modelar cada bloque de equipo a utilizar, además de permitir un análisis de estabilidad más bien entorno a los segundos-minutos, no permitiendo un análisis dinámico en torno a una producción diaria, limitando su uso para el análisis de los cambios instantáneos en la red a implementar.

El segundo software analizado fue HOMER Pro, el cual posee un entorno más amigable de simulación, en el que todos los equipos a utilizar ya se encuentran diseñados, además, permite importar desde la web los recursos como temperatura y radiación del lugar seleccionado para la implementación de la red, si bien este software está pensado para realizar un análisis técnico-económico respecto a qué tipo de red es más factible de implementar, su módulo de simulación permite visualizar el comportamiento en el tiempo de las distintas variables de salida de los bloques implementados; como por ejemplo, potencia de salida del arreglo fotovoltaico en función de la radiación y temperatura, potencia entregada por el GD, estado de carga del banco de baterías, etc. Las desventajas encontradas se pueden resumir en los siguientes puntos:

- No cuenta con un módulo regulador de carga, incorporando este en los inversores.
- Considera como base puntos de medición en el perfil de carga cada 1 hora, perdiendo resolución al momento de realizar un análisis de comportamiento intra-horario; lo anterior es posible de modificar agregando manualmente un nuevo perfil de carga que tenga como mínimo un tiempo de muestreo de 1 minuto.

- No es posible implementar un control en el apagado del grupo electrógeno en función del estado de carga del banco de baterías, a fin de optimizar una carga completa de estas; solo es permitido un control respecto a los días de uso y no uso u horarios en los que se debe o no debe poner en marcha, además del tiempo mínimo de operación que debe mantener después encender.

6.1.1 Software elegido

Considerando las ventajas y desventajas de los softwares antes mencionados, se optó por el uso de HOMER Pro (desde ahora “el software”), el cual otorga mayores rangos de operación y de variables a simular, además de su amigable entorno que lo hacen ideal para la realización de las simulaciones propuestas.

6.2. Modelo implementado

Las simulaciones realizadas tienen por objetivo analizar el comportamiento esperado de una red híbrida que alimenta a una carga resistiva (dada por el modelo de carga permitido en HOMER Pro y la cual es posible de implementar en el Laboratorio), en donde se busca observar las variaciones en los flujos de potencia junto con el control establecido por el sistema para mantener el suministro constante independientes de las variaciones en la generación.

Solo se realizará el estudio de una red híbrida, puesto que en base al perfil de carga establecido y la capacidad de almacenamiento entregada por el banco de baterías, la implementación de un sistema basado en una red off grid no cumple con los requisitos de mantener una alimentación constante hacia las cargas, debiendo obligatoriamente aumentar la capacidad del banco de baterías, requerimiento que si bien en la simulación es factible de implementar, en la realización de las pruebas experimentales no lo será.

Los datos de radiación, temperatura y condiciones atmosféricas son cargados automáticamente en la base del software; las simulaciones se hacen considerando los datos del día 26/08/2019.

6.2.1 Localización

Como localización para las simulaciones se elige la misma ubicación real que tienen actualmente los módulos fotovoltaicos instalados mostrados en la Fig. 1.2.

6.2.2 Perfil de carga

Se estableció un perfil pre-cargado de la base de datos de HOMER Pro, el cual modela un consumo residencial con un peak de consumo diario de 1.52[kW] pasado las 18:00. Se decidió establecer este perfil dado a que con el uso de los bancos de carga resistivos disponibles en el Laboratorio es posible implementar un modelo de operación semejante.

En la Fig. 6.1 se muestra el perfil de carga implementado para la simulación.

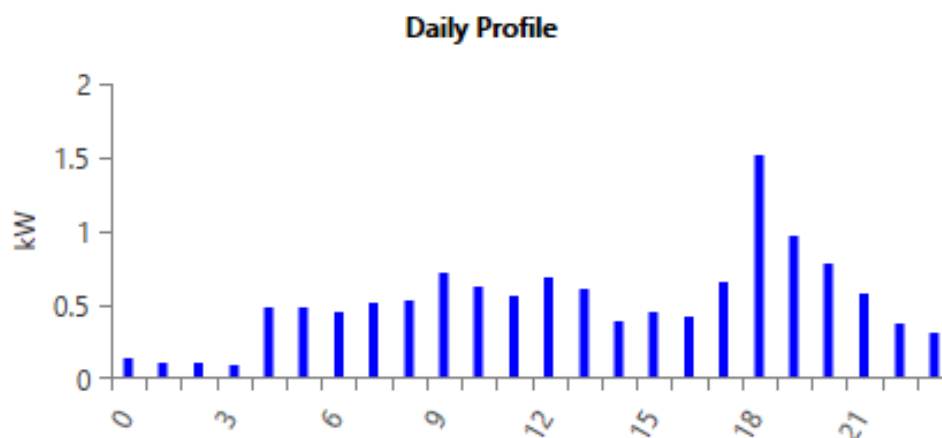


Fig. 6.1 Perfil de consumo diario. Fuente: HOMER Pro

6.2.3 Arreglo fotovoltaico

A partir de la librería de módulos fotovoltaicos de HOMER Pro se seleccionó el mismo tipo y número de paneles FV instalado en el Patio MicroRed, es decir modelo Jinko Solar JKM270PP-60, y una potencia instalada total de 2.4[kW].

6.2.4 Convertidor

Tal como se mencionó en las desventajas de este programa está el no tener un módulo aparte de regulador de carga, trayendo este agregado internamente en el inversor-cargador XTM 2400-24, el que si esta disponible en la librería “convertidores” y que fue seleccionado para la realización de las simulaciones.

6.2.5 Banco de baterías

Al no encontrarse en la librería de HOMER Pro el modelo de las baterías disponibles en Laboratorio, se eligió el modelo “Trojan SAGM 12 205”, batería que cuenta con características similares de operación que la Narada Gel solar 12-200 y que se muestran en la TABLA 6.1.

Además, se establecieron 2 módulos de 2 baterías en serie conectadas en paralelo para simular lo más real posible a lo que se tiene en el Laboratorio.

TABLA 6.1 Parámetros batería Trojan SAGM 12 205

Parámetro	Magnitud (C10)
Voltaje	12 V
Capacidad	205 Ah
Máxima corriente carga	41 A
Electrolito	Acido con gel

Fuente: HOMER Pro

6.2.6 Grupo electrógeno

Al no existir en las librerías del software el modelo del generador con el que se cuenta en el Laboratorio, se elige un modelo genérico de 10 [kW], además se establece un porcentaje base de carga mínimo de un 20%, esto quiere decir que cada vez que el generador entre operación la potencia mínima generada será de un 20% de su valor nominal, es decir 2[kW], junto a esta condición el tiempo mínimo de operación mínimo es seteado en 1 hora.

6.2.7 Costos

Los costos de operación, compra, reemplazo y mantenimiento de los equipos fueron elegido en base a la cotización de un sistema FV híbrido para docencia realizado por la UCSC a la empresa FluxSolar SpA, y fueron convertidos a dólares para una mayor compatibilidad con el software, es importante mencionar que el objetivo de estas simulaciones aíslan los costos antes mencionados producto que se busca realizar un análisis técnico en vez de económico, pero si deben agregarse a los parámetros del software para que este pueda realizar la simulación.

6.3. Simulación implementada

El modelo final implementado se muestra en la Fig. 6.2. a partir del cual se realizaron 3 simulaciones que consideran como base los siguientes parámetros:

- Evaluación 1: SoC mínimo en banco de baterías de un 85% y porcentaje de carga mínimo del generador de un 20%.
- Evaluación 2: SoC mínimo en banco de baterías de un 60% y porcentaje de carga mínimo del generador de un 20%.
- Evaluación 3: SoC mínimo en banco de baterías de un 85% y porcentaje de carga mínimo del generador de un 70%.

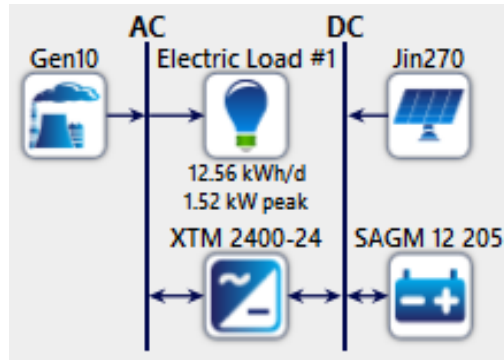
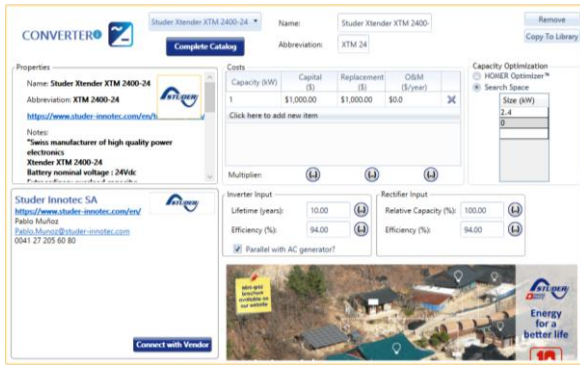


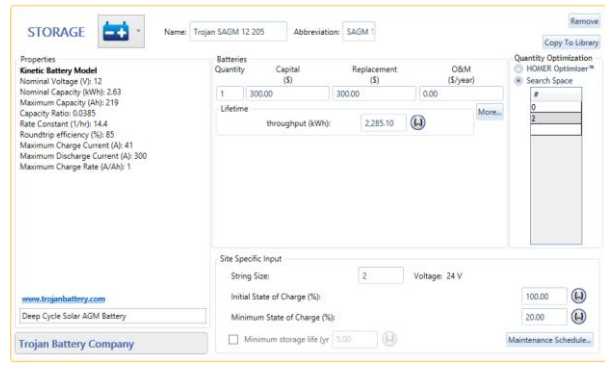
Fig. 6.2 Esquema de simulación implementado. Fuente: HOMER Pro

El esquema de la Fig. 6.2 muestra como un sistema compuesto por una carga establecida, es alimentada por medio del bus AC por un generador y por un inversor-cargador, teniendo este último una alimentación por medio del bus DC, a partir de los paneles solares fotovoltaicos y de un banco de baterías; banco que puede ser cargado de igual manera por la energía proveniente de los paneles, como de la obtenida a partir del generador y convertida a través del inversor-cargador.

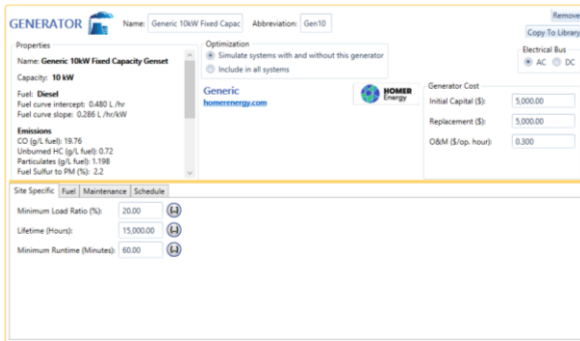
Por su parte, en la Fig. 6.3 se muestran las distintas ventanas de selección de parámetros para cada uno de los equipos utilizados en las simulaciones.



(a)



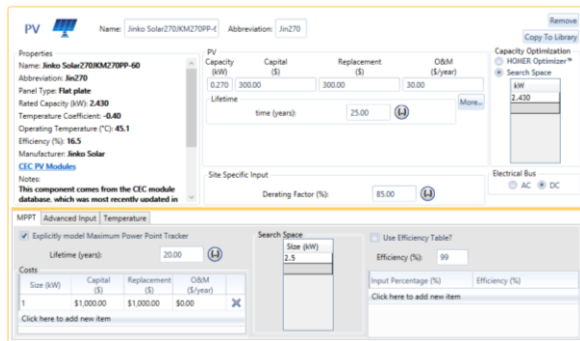
(b)



(c)



(d)



(e)

Fig. 6.3 Ventanas de selección de parámetros en Homer PRO. Fuente: HOMER Pro
 (a) inversor-cargador; (b) banco de baterias; (c) generador; (d) perfil de carga; (e) paneles solares fotovoltaicos

Los parámetros configurados para cada equipo utilizado y presentados en las ventanas de selección anteriores, se detallan con mayor especificidad y claridad en la TABLA 6.2

TABLA 6.2 Parámetros de operación de equipos usados

Parámetro	Magnitud
Generator	
Capacity	10 kW
Initial Capital	5000 USD
Replacement	5000 USD
O&M	0.3 USD/op.hour
Minimum Load Ratio	20 and 70 %
Lifetime	15000 Hours
Minimum Runtime	60 Minutes
Diesel Fuel Price	1.3 USD/L
Converter	
Capital	1000 USD/kW
Replacement	1000 USD/kW
O&M	0 USD/year
Lifetime Inverter Input	10 Years
Efficiency Inverter Input	94 %
Relative Capacity Rectifier Input	100 %
Efficiency Rectifier Input	94 %
Search Space	0 and 2.4 kW
Storage	
Batteries Quantity	1
Capital	300 USD
Replacement	300 USD
O&M	0 USD/year
Throughput	2285.10 kWh
Search Space	0 and 2 Units
String Size	2
Initial State of Charge	100 %
Minimum State of Charge	60 and 85 %
PV	
Capital	300 USD/0.270kW
Replacement	300 USD/0.270kW
O&M	30 USD/year
Lifetime	25 years
Search Space	0 and 2.4 kW
Derating Factor	85 %
Lifetime MPPT	20 years
Capital MPPT	1000 USD/kW
Replacement MPPT	1000 USD/kW
O&M	0 USD/year
Search Space MPPT	2.5 kW

Fuente: Elaboración propia

6.4. Resultados

En esta sección se presentan los resultados gráficos de las 3 simulaciones realizadas considerando las restricciones impuestas anteriormente, dichas simulaciones consideran el mismo perfil de carga y condiciones ambientales, lo anterior con el fin de aislar los factores que puedan generar variaciones en lo obtenido.

6.4.1 Evaluación SoC mínimo 85%

Tal como se mencionó anteriormente, en esta primera simulación se establecieron restricciones de estado de carga en baterías y potencia mínima entregada por el generador, siendo estas 85% y 20% respectivamente. Dicha evaluación será considerada como el caso base sobre la cual se realizarán modificaciones de parámetros para realizar los demás análisis.

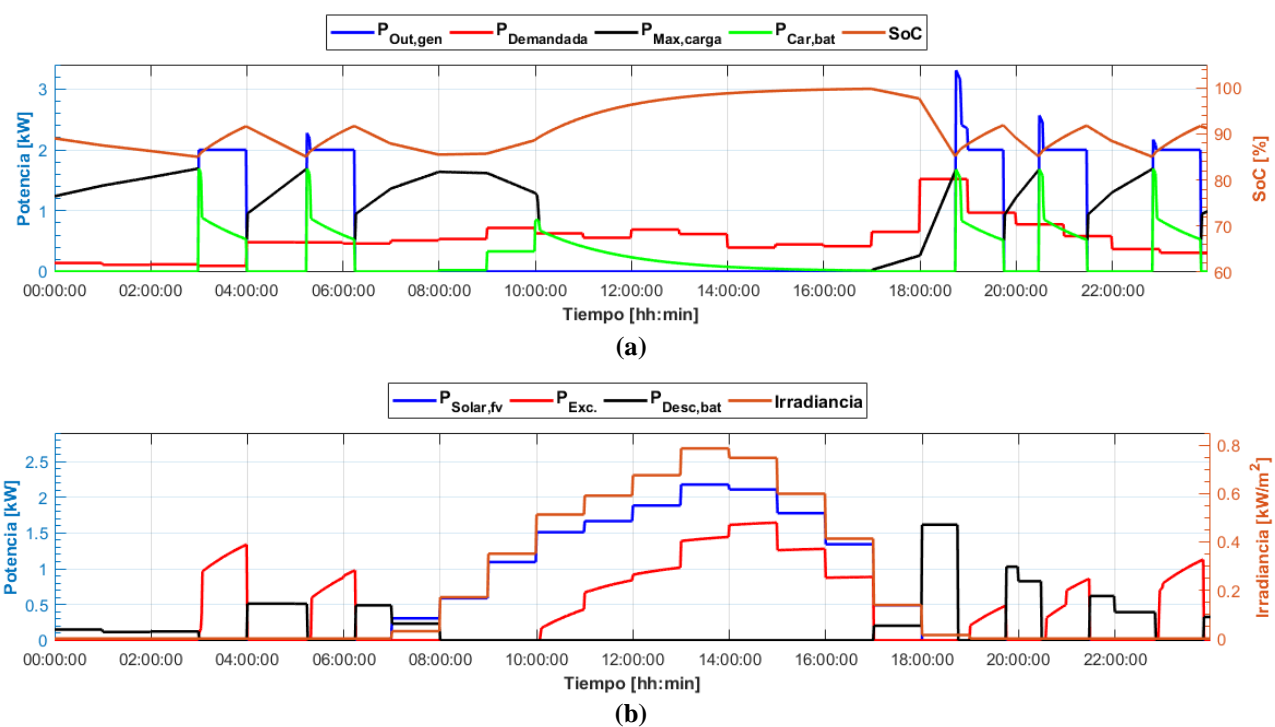


Fig. 6.4 Evaluación SoC mínimo 85%. Fuente: Elaboración propia

(a) flujo de potencia del sistema vs SoC; (b) flujo de potencias del sistema vs Irradiancia

De la Fig. 6.4(a) podemos ver como el perfil de carga implementado tiende a un comportamiento residencial típico, llevando el consumo al mínimo en las horas de noche-madrugada y aumentando con el transcurso de la mañana, llegando a su peak máximo pasado las 18:00. En base a este consumo se puede apreciar como el generador entra en operación en momentos donde se llega

al mínimo SoC impuesto, entregando su potencia para la carga del banco como para abastecer a los consumos. Es interesante notar como en periodos de noche-madrugada (3AM-7AM) donde el consumo es bajo, pero el estado de carga impone la puesta en marcha del grupo electrógeno, pese a que este carga con la potencia máxima admitida por el banco de baterías a estas mismas, aun así se producen excesos de potencia debido a la condición mínima del generador.

Un caso interesante de notar es lo que ocurre cuando se produce el peak de consumo, durante este intervalo el generador se pone en marcha, carga el banco con la máxima potencia, pero como el consumo es superior a lo que ocurría durante la noche, el generador debe entregar más potencia que su mínimo impuesto llegando hasta 3.3[kW], luego, cuando el consumo baja y el banco de baterías disminuye su capacidad de almacenar carga, el generador vuelve a entregar su potencia mínima, generando nuevamente excesos de producción.

Como se mencionó, dentro de las limitaciones del software está la de no poder controlar el apagado del grupo en función de otro parámetro que no sea el tiempo mínimo de operación u horas donde no puede operar, debido a esto es que se estableció un tiempo mínimo de operación de 1 hora, con esto se asegura cargar el banco a su máxima velocidad y capacidad admitida, no llegando a su 100%, pero limitando de esta manera los excesos de producción, los cuales, en caso de aumentar el tiempo mínimo de operación aumentarían considerablemente

Respecto a la producción solar, esta comienza pasado las 7AM llegando hasta las 18PM y sigue el mismo patrón que la curva de irradiancia. En periodos donde la potencia solar no es suficiente para suplir la demanda, el banco de baterías entrega de su potencia almacenada, luego, cuando la producción solar es superior a los consumos comienza a cargar el banco de baterías con la potencia máxima aceptada por estas. Es interesante notar como en las horas de mayor producción solar al tener consumos no elevados y con el banco de baterías disminuyendo su potencia máxima de carga debido a la propia carga de la misma, se genera una gran cantidad de excesos de producción o simplemente potencia que se pierde al no poder ser utilizada.

6.4.2 Evaluación SoC mínimo 60%

En esta simulación se mantiene el caso base de potencia suministrada por el generador y establece un nuevo mínimo de estado de carga para el banco de baterías del 60%.

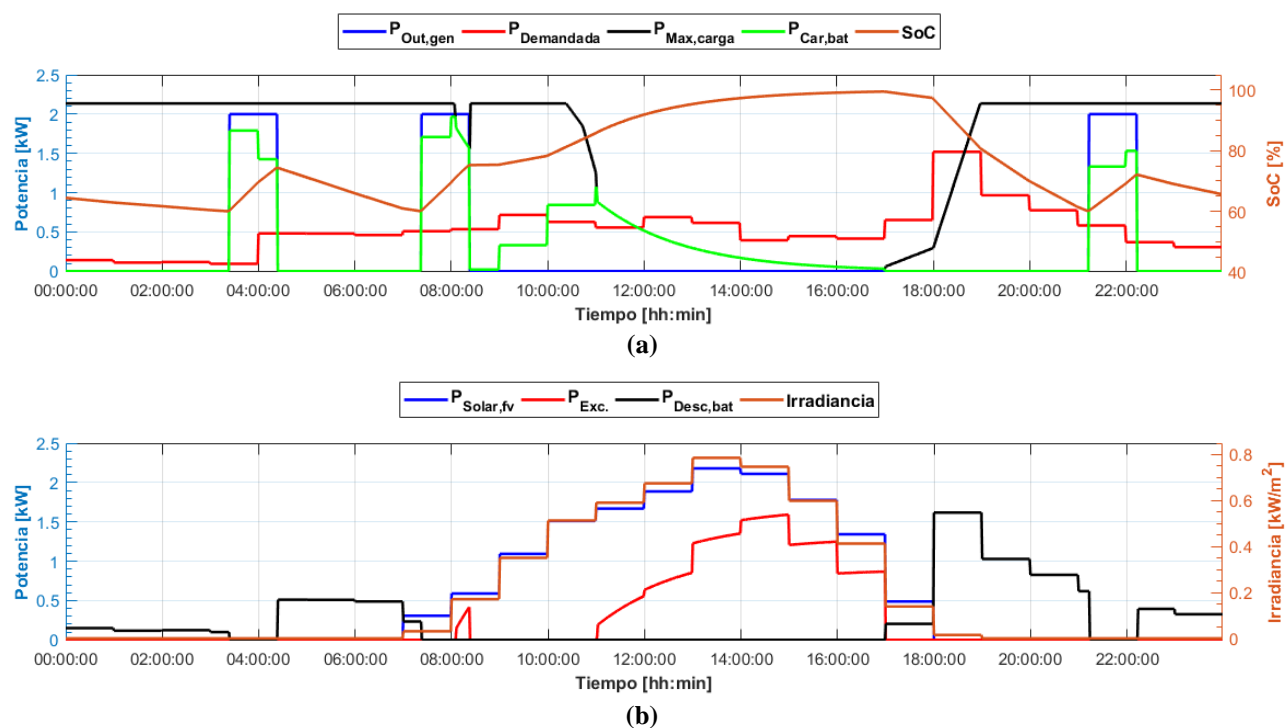


Fig. 6.5 Evaluación SoC mínimo 60%. Fuente: Elaboración propia

(a) flujo de potencia del sistema vs SoC; (b) flujo de potencias del sistema vs Irradiancia

En la Fig. 6.5(a) se puede apreciar como el estado de carga llega a mínimos de 60% según la restricción impuesta, a partir de esto, la potencia máxima de carga del banco de baterías aumenta respecto a la simulación anterior ya que el software estima que para valores inferiores de 80% del SoC, el banco acepta una mayor cantidad de carga, respecto a lo que ocurría con el mínimo de 85%.

En comparación a lo que ocurría en periodos de noche-madrugada con la simulación 1, en esta podemos apreciar como el banco de baterías al aceptar una capacidad de carga mayor y manteniendo el mismo perfil de consumo, no se producen excedentes de producción por parte del generador en sus periodos de operación.

Respecto a lo ocurrido en el intervalo de tiempo donde se produce el peak de consumo, a diferencia de lo presentando en la Fig. 6.4(a), en esta simulación el generador no entra en operación ya que la batería al tener un mayor rango de disminución de su estado de carga es capaz de entregar su energía almacenada para suplir esta demanda, tal como se ve en la Fig. 6.5(b).

Por su parte, los excesos producidos en horas de producción solar se siguen manteniendo ya que el perfil de carga e irradiancia son los mismos respecto a la simulación anterior.

6.4.3 Evaluación generador a un 70% de carga mínimo

A diferencia de lo realizado en la simulación 2, en esta se mantiene el SoC base (85%) y se aumenta la potencia mínima entregada por el generador a un 70%. Esta simulación se realiza con el fin de mostrar como una mal configuración puede ocasionar una entrega de resultados no acorde a lo que se esperaba obtener.

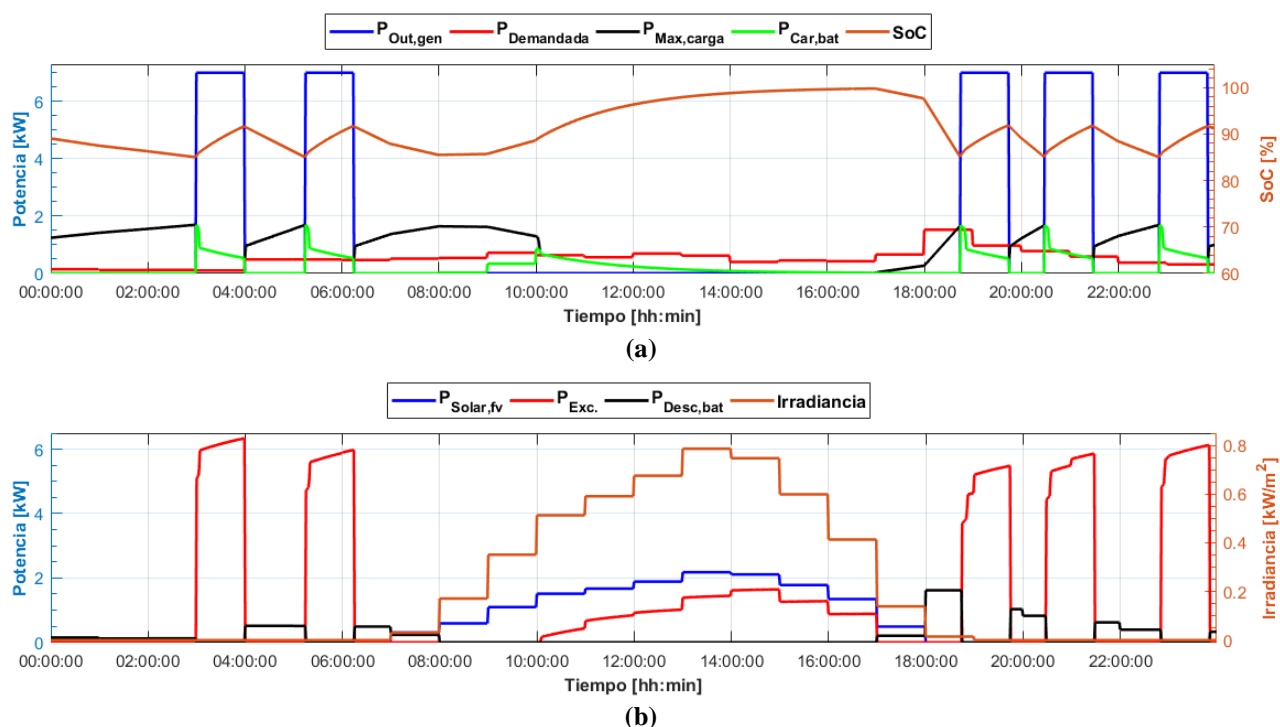


Fig. 6.6 Evaluación generador a un 70% de carga. Fuente: Elaboración propia

(a) flujo de potencia del sistema vs SoC; (b) flujo de potencias del sistema vs Irradiancia

En la Fig. 6.6(a) se puede ver como en periodos donde se alcanza el mínimo estado de carga del banco de baterías el generador entra en operación y suministra una potencia de 7[kW], si bien carga al banco y alimenta a los consumos, los excedentes producidos ascienden sobre los 6[kW] en periodos de baja demanda. Por lo demás, el comportamiento de las variables es igual a lo presentando en la Fig. 6.4.

A modo de comentario general para todos los casos, el generador nunca supera el tiempo mínimo ya que al ser un software basado en la optimización económica estima que el punto óptimo será siempre el mínimo impuesto.

Capítulo 7. Evaluaciones experimentales

En este capítulo se presenta el análisis de los resultados obtenidos a partir de las distintas pruebas experimentales realizadas; los datos (1 dato/minuto) fueron obtenidos de la tarjeta SD del RCC-03, trabajados inicialmente en .csv y exportados luego a Matlab. El procedimiento de conexión como los parámetros seteados para cada prueba experimental se indican en los Anexo C y Anexo D.

7.1. Modo detección de pérdida de red

Este modo dicta relación con el tiempo de interrupción de tensión AC que se presenta en la salida (AC-OUT) del inversor-cargador, es decir, la velocidad con la que se activa el modo inversor cuando se detectan defectos en la tensión AC-IN, ocasionando la apertura del relé de transferencia.

7.1.1 Modo lento

Este modo se establece cuando se cuenta con una fuente de tensión de baja calidad o débil, lo que ocasiona una frecuente apertura del relé de transferencia; asegurando el fabricante un tiempo de interrupción de tensión máximo de 40[ms].

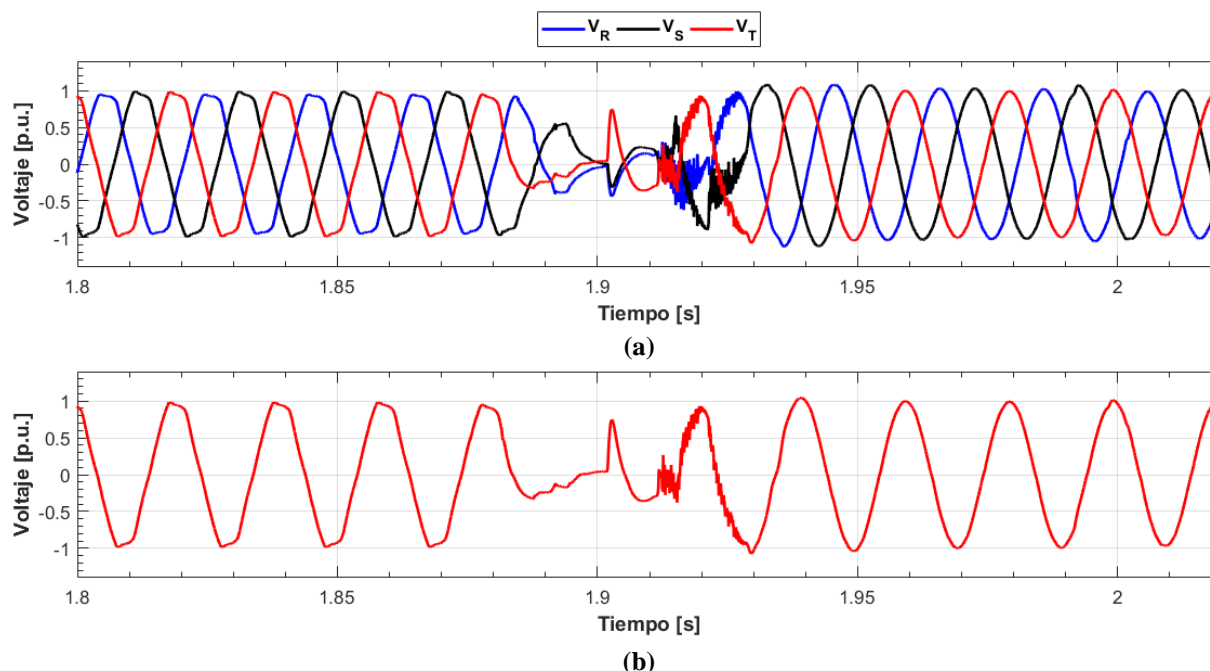


Fig. 7.1 Detección de pérdida de red "Modo Lento". Fuente: Elaboración propia

(a) voltajes p.u. de salida, fases "R", "S", "T" inversores-cargadores frente a una pérdida de red; (b) voltaje p.u. de salida, fase "T" de inversor-cargador

En la Fig. 7.1 se presentan los resultados gráficos al utilizar este modo, datos que fueron obtenidos mediante el uso de la dSPACE MicroLabBox DS 1202 y trabajados finalmente en Matlab, se realizó el mismo procedimiento de obtención con las otras 2 pruebas. Además, el conexionado e implementación de los modos de operación fue realizado en base al diagrama presentado en la Fig. 4.5, pero teniendo como fuente AC disponible solo la red eléctrica.

De la Fig. 7.1(a) se distinguen las 3 señales de voltaje asociadas al sistema trifásico, donde es interesante notar que cuando se opera con la red eléctrica se tiene cierta variabilidad en la amplitud de estas, siendo la fase “R” la más notoria, manteniéndose en valores cercanos a los 0.945[p.u.], muy por debajo de los 0.986[p.u.] que se presentan en “S” y “T” o del 1[p.u.] esperado, esto puede deberse a una posible sobrecarga de esta fase aguas arriba al punto donde se alimenta la entrada (AC-IN) de los inversores-cargadores.

Del “modo lento” podemos apreciar como se cumple con el tiempo de interrupción indicado por el fabricante, obteniendo un valor que oscila entre 38-40[ms] según la fase en que se realice la medición.

Luego de la entrada en modo inversor, las señales de salida tienen un comportamiento similar, donde las fases de voltaje “R” y “S” alcanzan valores transientes que rondan los 1.08[p.u.] y 1.07[p.u.] durante el 1er y 2^{do} ciclo positivo (1.93[s]-1.96[s]), estabilizándose pasado los 2[s], mientras que la fase “T” toma un valor de 1.041[p.u.] durante el primer ciclo (1.94[s]), estabilizándose pasado los 1.97[s] en valores muy cercanos al 1[p.u.].

7.1.2 Modo tolerante

El modo tolerante es de una sensibilidad media, superior al modo lento, pero inferior al modo rápido; el fabricante asegura un tiempo de interrupción de tensión inferior a los 20[ms]. En esta evaluación se considerará además una sensibilidad de dicho parámetro igual al seteado por fabrica y de valor 100 [34], por lo que el análisis con distintos niveles queda sujeto a futuros trabajos que no se abarcan en este documento.

De la Fig. 7.2(a) se puede apreciar como luego de la entrada en modo inversor las fases “R” y “S” durante el periodo 2.5[s]-2.55[s] alcanzan valores transientes que rondan los 1.18[p.u.] y 1.15[p.u.], disminuyendo después de este tiempo y estabilizándose en valores cercanos al 1[p.u.] pasados los 2.57[s]; la fase “T” por su parte alcanza valores cercanos a los mencionados, pero en su valor negativo, llegando a estabilizarse pasado los 2.6[s].

Respecto al tiempo de interrupción este alcanza un valor que fluctúa entre 23-28 [ms], no cumpliendo lo mencionado por el fabricante, debido al valor de sensibilidad seleccionado. Si bien este tiempo es menor al del modo anterior, se alcanzan niveles de voltajes superiores.

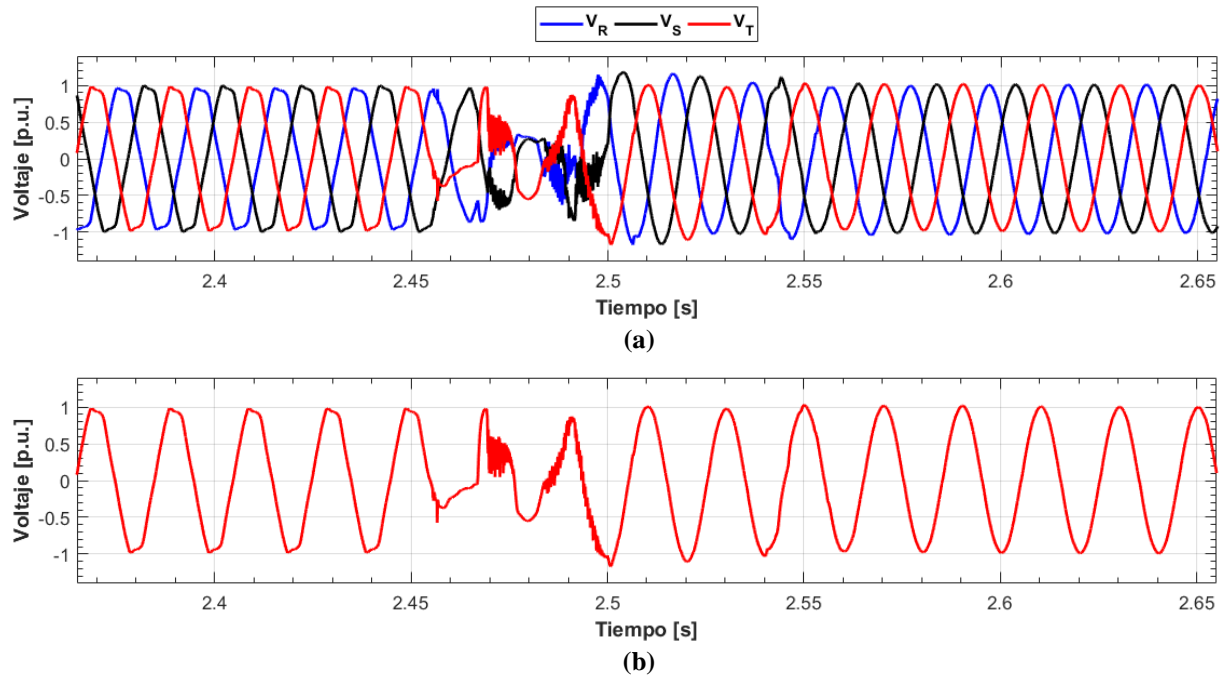


Fig. 7.2 Detección de pérdida de red “Modo Tolerante”. Fuente: Elaboración propia

(a) voltajes p.u. de salida, fases "R", "S", "T" inversores-cargadores frente a una pérdida de red; (b) voltaje p.u. de salida, fase "T" de inversor-cargador

7.1.3 Modo rápido

Este modo es adecuado cuando se presentan consumos sensibles que necesiten de un suministro constante para su operación normal; el fabricante asegura un tiempo de interrupción nulo o inferior a los 15[ms].

Los resultados obtenidos al realizar esta prueba comprueban lo asegurado por el fabricante respecto a que es posible obtener un tiempo nulo de interrupción, pero tal como se aprecia en la Fig. 7.3(a), se alcanzan valores transientes superiores a los 2 casos anteriores, llegando a los 1.1[p.u.] y 1.23[p.u.] durante la entrada en modo inversor en las fases “S”, y “T” respectivamente, estabilizándose estas en un valor que ronda el 1[p.u.] pasado los 1.05[s].

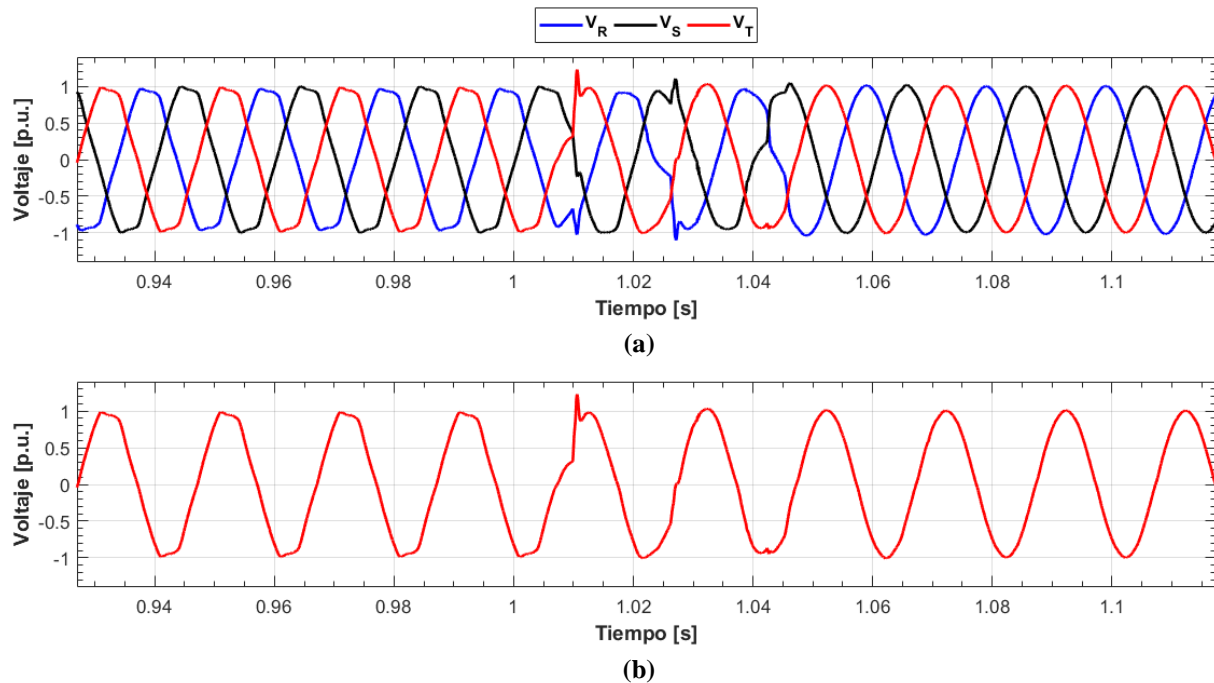


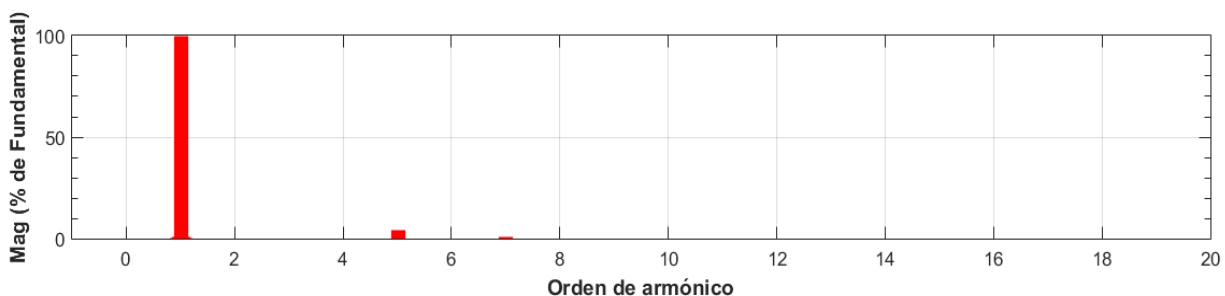
Fig. 7.3 Detección de pérdida de red “Modo Rápido”. Fuente: Elaboración propia

(a) voltajes peak de salida, fases "R", "S", "T" inversores-cargadores frente a una pérdida de red; (b) voltaje peak de salida, fase "T" de inversor-cargador

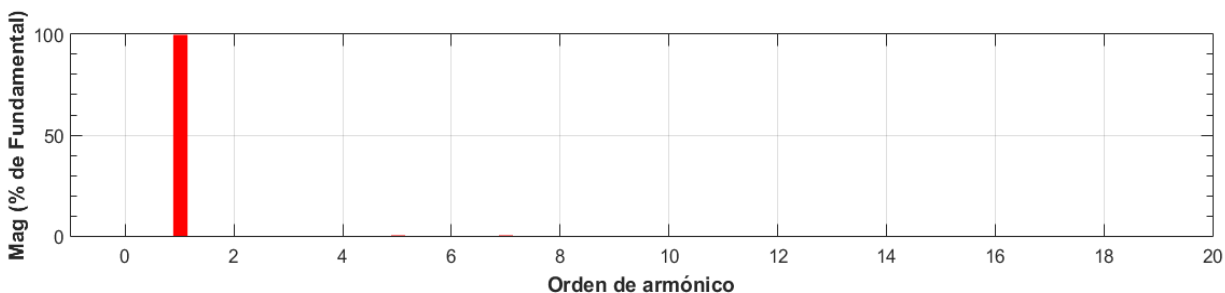
A modo general es interesante notar como en las “crestas” de las 3 fases de la señal de voltaje obtenida desde la red eléctrica se presenta una componente de distorsión armónica clásica de 5^{to} y 7^{mo} orden, comprobado mediante el análisis de su espectro de frecuencia presentado en la Fig. 7.4(a).

Es interesante notar como la señal de voltaje de salida obtenida en modo inversor posee un comportamiento altamente sinusoidal, haciéndola de mejor calidad que la obtenida a partir de la red eléctrica, obteniendo un THD_v de 1.33%, valor considerablemente inferior a los 5.01% que entrega la red.

Lo anterior se resume en la TABLA 7.1, valores que fueron obtenidos a partir del trabajo de los datos experimentales en la plataforma Simulink, considerando para las 2 señales un mismo tiempo de muestreo, a modo de aislar posibles errores.



(a)



(b)

Fig. 7.4 Espectro armónicos de voltaje AC-OUT de inversor-cargador. Fuente: Elaboración propia

(a) señal de voltaje obtenida desde la red eléctrica; (b) señal de voltaje obtenida en modo inversor

TABLA 7.1 Resumen de características señal de voltaje AC-OUT de inversor-cargador

	Voltaje de red eléctrica	Voltaje modo inversor
THD_v	5.01 %	1.33 %
Amplitud fundamental	303.5 V _{peak}	310.7 V _{peak}
h		
1	100 %	100 %
2	0.1 %	0.03 %
3	0.45 %	0.23 %
5	4.37 %	0.56 %
7	1.35 %	0.49 %
9	0.24 %	0.03 %
11	0.42 %	0.32 %
13	0.32 %	0.22 %

Fuente: Elaboracion propia

7.2. Sistema “Smart Boost”

Este sistema tal como se mencionó en capítulos anteriores permitir asistir a la fuente de entrada cuando esta se encuentra limitada en potencia, es decir, cuando la potencia demandada supere a la que puede entregar la fuente (AC-IN), se activa el modo inversor y el banco de batería comienza a entregar de su energía almacenada, protegiendo de esta manera la fuente de entrada frente a posibles sobrecargas.

Para la realización de esta prueba se siguió el modelo presentado en la Fig. 4.3, pero contando solo con la red eléctrica. Se estableció un límite en la corriente de entrada del inversor-cargador de $8[A_{ac}]$ y se fue aumentando gradualmente la potencia demandada por las cargas hasta activar dicha función. Los resultados obtenidos se muestran en la Fig. 7.5.

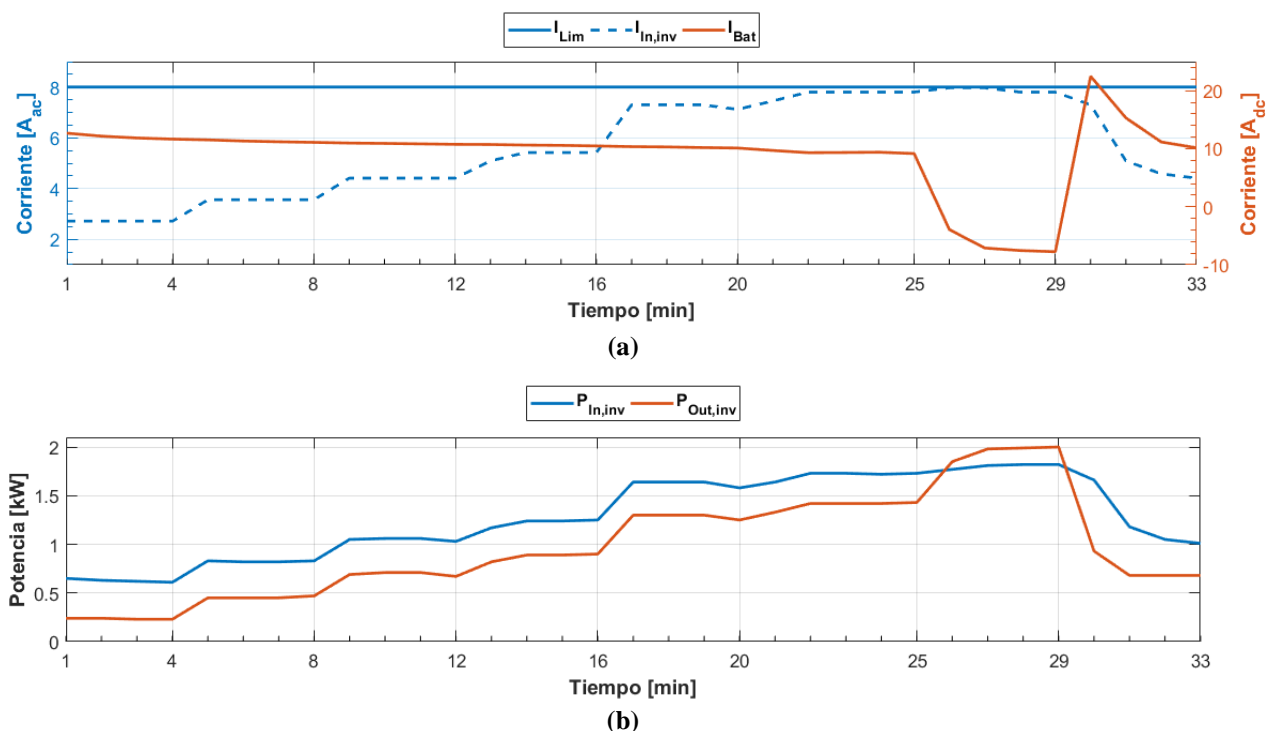


Fig. 7.5 Sistema “Smart Boost”. Fuente: Elaboración propia

(a) flujo de corriente continua y corriente alterna en inversor-cargador vs potencia demandada; (b) potencia de entrada vs potencia de salida en inversor-cargador

De la Fig. 7.5 (b) se aprecia como la potencia de entrada al inversor-cargador es inferior a la potencia de salida hasta antes del minuto 25, pasado este minuto la potencia de salida es tal que implica una demanda de corriente de entrada que supera el límite impuesto como se ve en la Fig. 7.5 (a), donde si bien se alcanza este límite, nunca es superado.

La corriente circulante del banco de baterías es más bien constante y positiva hasta instantes previos a la activación de la función “Smart Boost”, luego de activado esta en el minuto 25, es posible apreciar lo comentado en la teoría, es decir, una vez se alcanza el límite de corriente impuesto en la fuente de entrada y la demanda en AC-OUT es tal que necesita de una corriente superior a este límite, el banco de baterías a través de su energía almacenada, entrega esta diferencia, implicando un flujo de corriente negativo, tal como sucede entre los minutos 25 y 29.

7.3. Refuerzo de fase, aislados de la red

Esta aplicación permite conectar hasta 3 inversores-cargadores en paralelo con el fin de aumentar la potencia de salida del sistema debido a un aumento en los consumos. A modo de gestionar la eficiencia, 1 de los inversores se configura automáticamente como “maestro” controlando el encendido de los demás inversores-cargadores cuando la potencia de salida del “maestro” supere un 75% de su capacidad nominal.

En la prueba realizada se implementó un sistema aislado conformado por 3 inversores-cargadores en modo monofásico tal como se presenta en la Fig. 4.4, en los que se fue aumentando gradualmente la potencia demandada hasta superar la potencia de encendido (P_{on}) de los inversores-cargadores en modo “esclavo”. Los resultados experimentales se muestran en la Fig. 7.6.

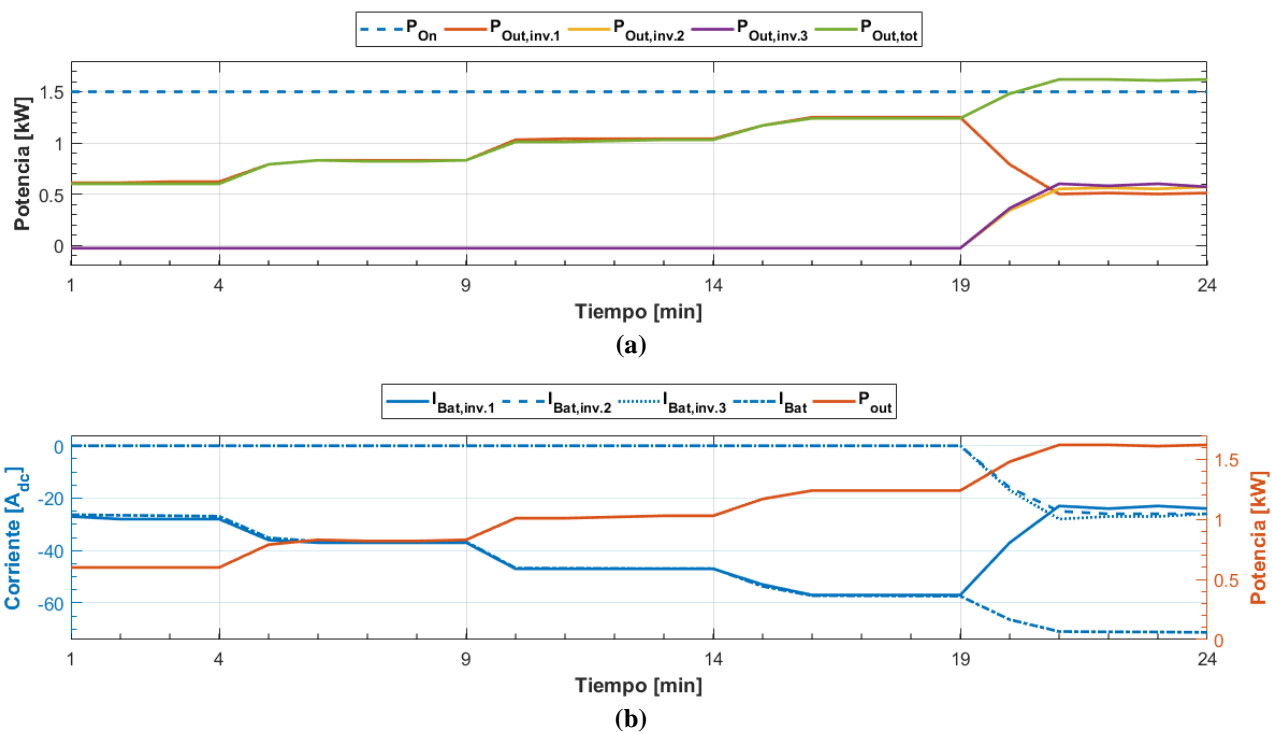


Fig. 7.6 Refuerzo de fase. Fuente: Elaboración propia

(a) potencia de entrada vs potencia de salida en inversor-cargador; (b) corriente de batería inversores vs tiempo

De la Fig. 7.6(b) es posible notar como la corriente total del banco de baterías es igual a la corriente de batería del inversor 1, el cual actúa como “maestro”, esta situación se presenta hasta instantes previos al minuto 19; luego de superado este tiempo, tal como se aprecia en la Fig. 7.6(a) la potencia de salida total supera el límite de 1.5[kW] (3/4 capacidad nominal) por lo que los inversores-cargadores 2 y 3 se encienden, dividiéndose entre los 3 la potencia de salida.

Si bien la eficiencia en esta prueba no es la óptima ya que los 3 inversores-cargadores se encuentran trabajando bajo su potencia nominal, esto fue realizado para comprobar dicha aplicación, por lo que en casos reales en los que se tengan consumos superiores que justifiquen la ampliación del sistema, esta aplicación y configuración toma real importancia.

7.4. Puesta en marcha automática de generador diésel

Tanto la puesta en marcha como el apagado de un grupo electrógeno puede ser controlada mediante señales entregadas por el inversor-cargador por medio de los Contactos Auxiliares [2] los cuales pueden ser programados según múltiples funciones como pueden ser eventos simples, planificados o sobre un nivel.

En estas pruebas se realizará la programación en base a 3 niveles, en los cuales, cuando se cumplan las condiciones impuestas, el contacto NO conmutara a NC y le entregará la orden al generador diésel para que entre en operación, luego cuando se cumplan nuevas condiciones el contacto auxiliar conmutara nuevamente a NO y el generador se apagara. En los resultados presentados esto será representado por medio $1=NC$ y $0=NO$.

El sistema implementado para estas pruebas es del tipo aislado trifásico y con cargas resistivas balanceadas. El diagrama de conexión se realizó en base a lo presentando en la Fig. 4.5, pero contando solo con el generador diésel como fuente ac de entrada.

7.4.1 Activación por sobrepaso de potencia

En esta prueba se establece una potencia de salida del inversor-cargador y un tiempo mínimo sobre la cual se debe mantener para que el contacto auxiliar 1 se active y encienda el generador. Con esta prueba se busca optimizar el punto de trabajo del generador mejorando así su eficiencia.

La potencia de activación establecida fue de 40% de la capacidad nominal del inversor-cargador, es decir 800[W] por fase o 2400[W] trifásico, y un tiempo de activación inmediato.

Como se presenta en la Fig. 7.7(a), en la que pasado el minuto 12 la potencia de salida por fase supera el límite impuesto y el contacto auxiliar se activa, luego de esto se presenta una potencia trifásica en la entrada del sistema y que pertenece a lo entregado por el GD.

Tras la activación del generador, la corriente del banco de baterías que antes era negativa al estar entregando su energía a las cargas, pasa ahora a ser positiva implicando una carga del banco, tal como se muestra en la Fig. 7.7(b).

Por contraparte y según lo programado, cuando la potencia de salida sea menor a un 20% de la capacidad nominal y este valor se mantenga por un tiempo de 5 minutos el contacto auxiliar se desactivará.

En base a lo anterior y como se aprecia en la Fig. 7.7(b), en el minuto 23 el consumo disminuye de los 1200[W] y se mantiene así hasta pasado el minuto 28, a partir de esto el contacto conmuta a NO (valor 0 en la Fig. 7.7(a)) y la potencia disponible en la entrada disminuye a 0[W], implicando un apagado del grupo electrógeno. Si bien el descenso de la potencia de salida monofásica respecto al límite inferior impuesto se presenta entre los minutos 22 y 23, esto se debe a que el tiempo de muestreo al ser de 1[min] produce una recta, pero el valor real de descenso se produce en el minuto 23.

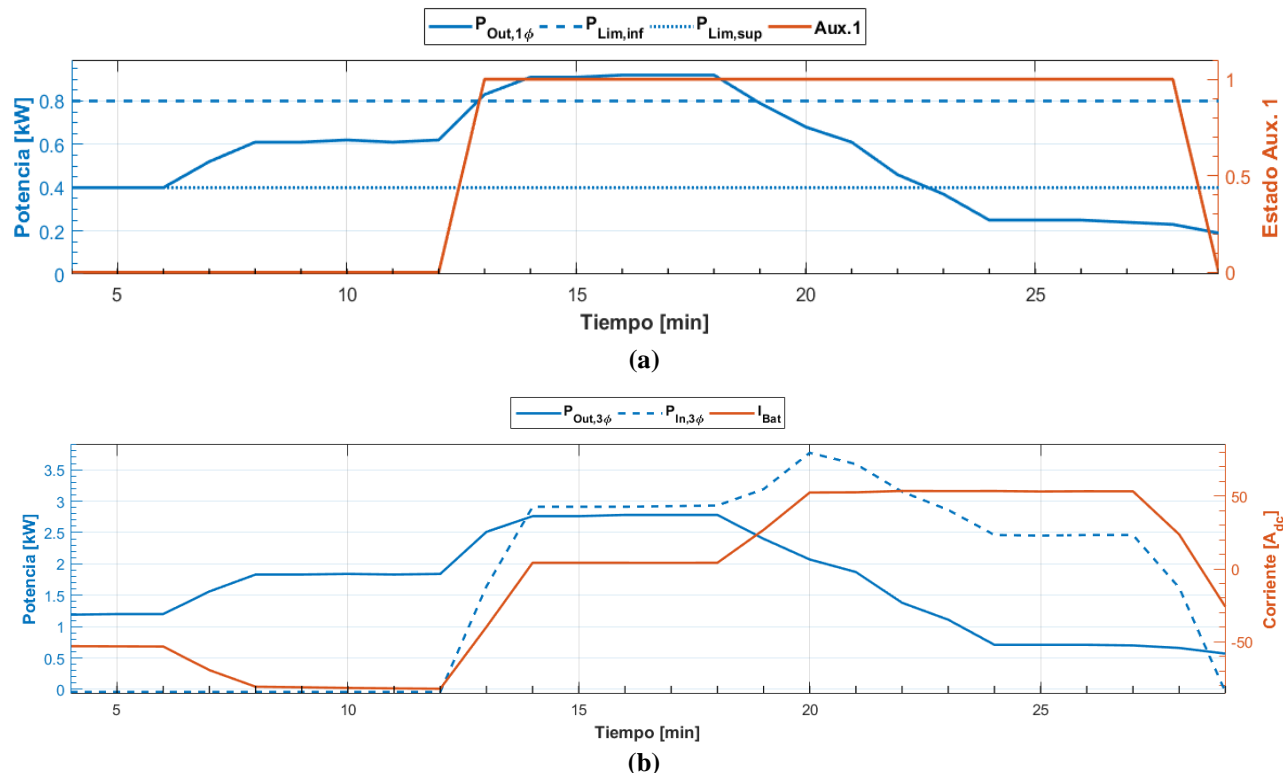


Fig. 7.7 Activación de generador por sobrepaso de potencia. Fuente: Elaboración propia

(a) estado de contacto auxiliar 1 en función de la potencia 1ϕ demandada; (b) corriente banco de baterías vs flujo de potencia in/out red 3ϕ

7.4.2 Activación en función del SoC banco de baterías

El control del SoC del banco de baterías es fundamental para no someter este a descargas excesivas que pongan en riesgo su vida útil, es por eso que en esta prueba se implementa un nivel de estado de carga mínimo sobre el cual el generador diésel se activa y comienza a cargar las baterías, luego, cuando se alcance un SoC máximo este deberá apagarse.

En esta prueba experimental el límite inferior programado fue de un 85% con un tiempo de activación inmediato y un límite superior de 90% con un tiempo de desactivación también inmediato.

A partir de lo mostrado en la Fig. 7.8(b) se distingue como en tiempos donde no hay potencia de entrada (AC-IN) el banco de baterías es el encargado de abastecer los consumos, al mantener una demanda constante, la corriente I_{bat} mantiene de igual manera un ritmo de descarga sin variación, presentando este comportamiento hasta el minuto 24, instante en el que se alcanza la restricción de SoC y se comienza a recibir potencia a la entrada de los inversores, los que suplen la demanda y además cargan el banco de baterías.

En el minuto 44 se supera el límite del 90% de carga del banco de baterías, desactivándose inmediatamente el contacto auxiliar, apagándose de esta manera el generador diésel y volviendo el banco a ser el encargado de suplir la demanda de potencia impuesta.

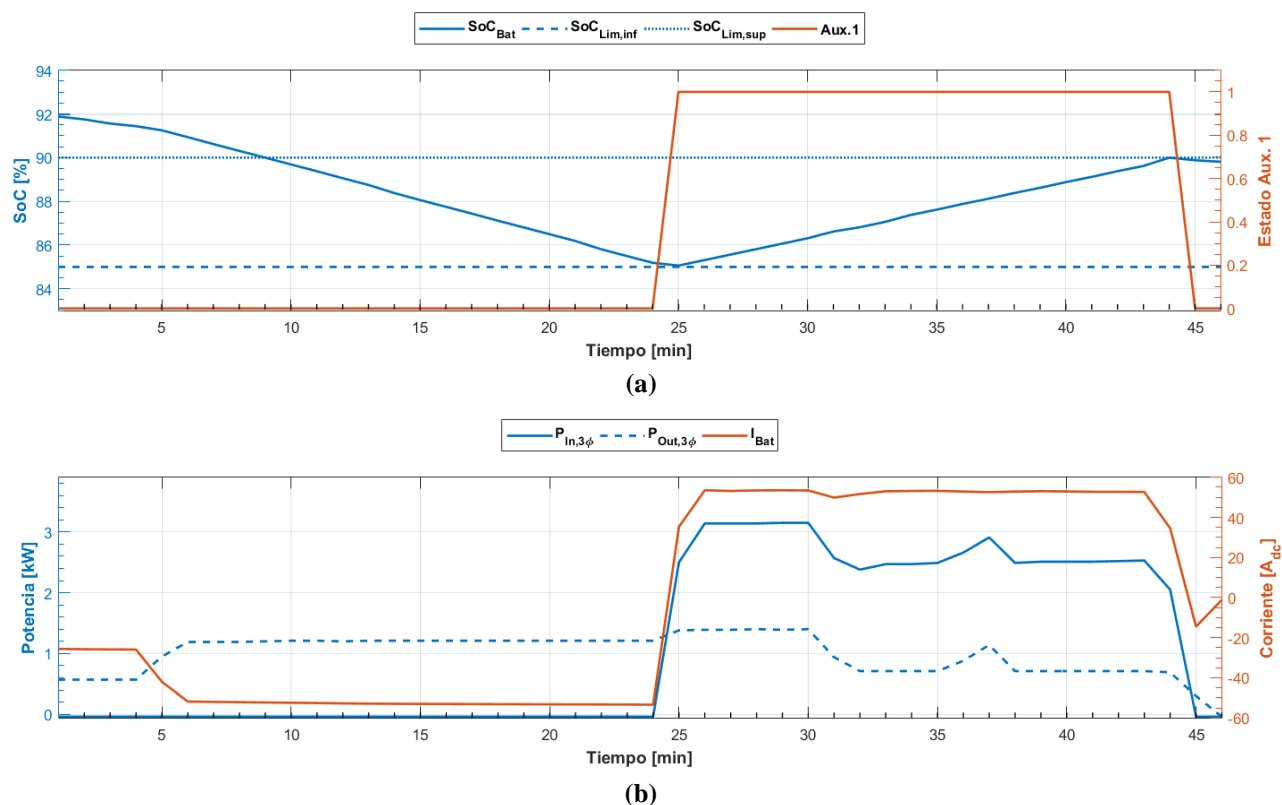


Fig. 7.8 Activación del generador diésel en función del SoC banco de baterías. Fuente: Elaboración propia

(a) estado de contacto auxiliar 1 en función del SoC banco de baterías; (b) corriente banco de baterías vs flujo de potencia in/out red 3ϕ ; (c) corrientes de entrada "R", "S", "T" a inversores-cargadores

7.4.3 Activación en función del voltaje de operación del banco de baterías

Otro parámetro relevante de controlar es el voltaje entre terminales del banco de baterías, poniendo atención sobre este a que no supere ciertos niveles de seguridad. En la Fig. 7.9 se presentan los resultados de la puesta en marcha y apagado del grupo electrógeno en función de estos voltajes.

Esta aplicación es interesante de analizar puesto que el estado del voltaje entre terminales del banco de baterías se ve afectado notoriamente frente a impactos de carga elevados, si bien en esta evaluación no se analizan impactos de carga agresivos ya que el fin es activar el generador frente a un nivel de voltaje mínimo, si es posible de apreciar esto en lo mostrado en la Fig. 7.11(c). Logrando con

esta activación en función del voltaje, evitar someter al banco de baterías a corrientes y velocidades de descarga elevadas.

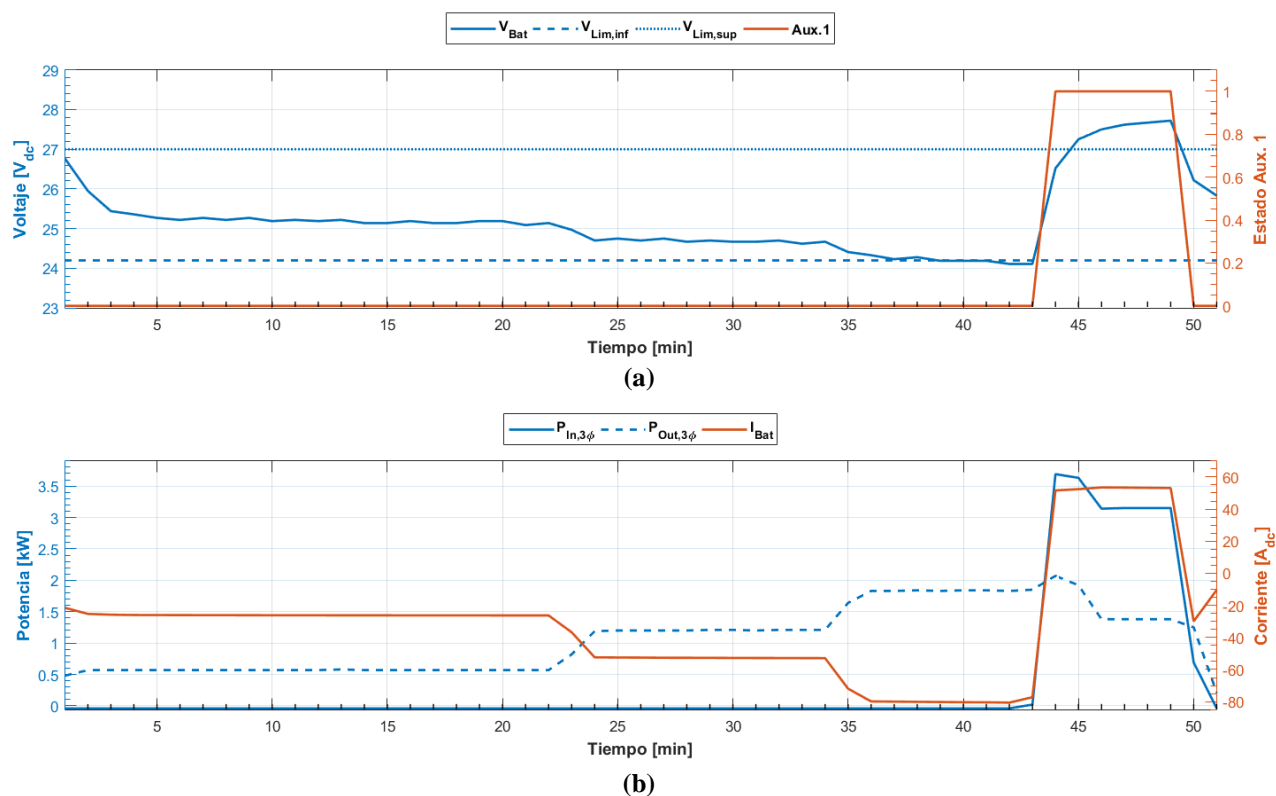


Fig. 7.9 Activación de generador diésel en función de voltaje del banco de baterías. Fuente: Elaboración propia

(a) estado de contacto auxiliar 1 en función del voltaje de operación del banco de baterías medido por inversor-cargador; (b) corriente banco de baterías vs flujo de potencia in/out red 3ϕ

Para la realización de esta prueba se programó un voltaje límite inferior de 24.2[V_{dc}] y un tiempo bajo esta condición de 3 minutos; para la desactivación se estableció un voltaje límite superior de 27[V_{dc}] y un tiempo sobre esta condición de 5 minutos.

De las Fig. 7.9 (a) y Fig. 7.9 (b) es claro notar como frente a una descarga del banco de baterías, el voltaje entre terminales de este comienza a disminuir, disminución que presenta un comportamiento más bien lineal debido a que la demanda impuesta por los consumos no sufre mayores variaciones.

En el minuto 40 se traspasa el límite inferior y se mantiene así hasta el minuto 43, instante en el que se activa el generador y comienza a cargar el banco, pudiendo apreciar como luego de transcurrido este evento el voltaje en terminales V_{Bat} comienza a aumentar. Pasado el minuto 44 el voltaje sobrepasa el límite superior impuesto y se mantiene sobre este los 5 minutos establecidos como

restricción, por lo que en el minuto 49 el contacto auxiliar conmuta a “0” y la potencia de entrada disminuye a 0[W].

7.5. Entrada monofásica salida trifásica

El esquema base para esta evaluación se presentan en la Fig. 4.5, pero teniendo disponibilidad solo de una de las fases de la entrada ac. En esta prueba se demuestra la posibilidad de implementar un sistema trifásico a partir de una entrada de corriente alterna monofásica en la fase “R”, siendo en este caso la red eléctrica. Se implementan variaciones en la demanda a modo de analizar el flujo de potencia del lado dc, los resultados gráficos se muestran en la Fig. 7.10.

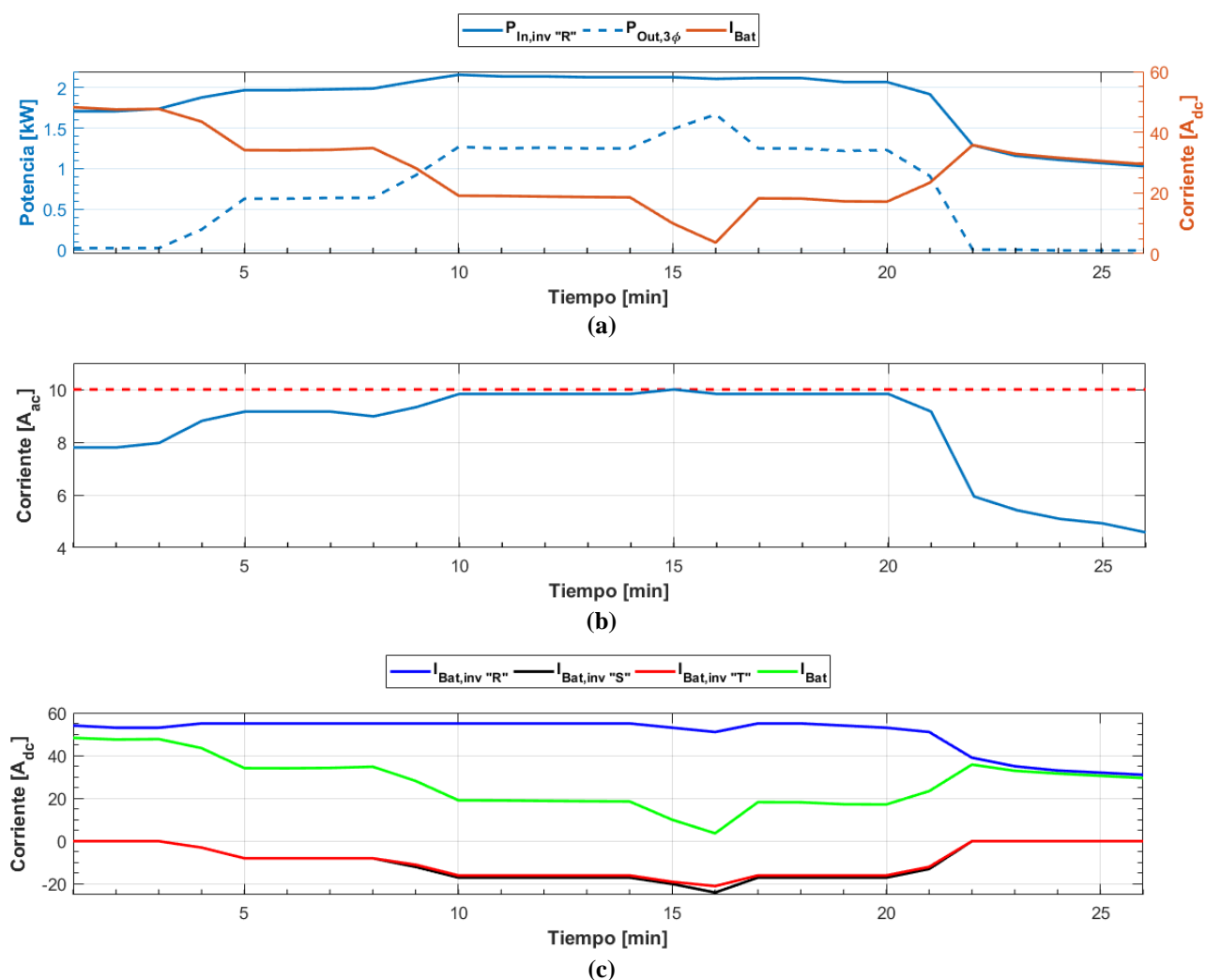


Fig. 7.10 Entrada monofásica, salida trifásica. Fuente: Elaboración propia

(a) estado de corriente banco de baterías vs flujo de potencia inversores-cargadores red 3ϕ ; (b) corriente de entrada inversor fase "R" vs limite corriente de entrada establecido; (c) flujo de corriente de batería en inversores-cargadores red 3ϕ vs corriente medida por BSP

Los flujos de corriente de batería en los inversores-cargadores presentados en la Fig. 7.10(c) dan cuenta de la disponibilidad solo de una fuente de potencia de entrada en el inversor “R”, esto ya que es el único de los 3 que posee un flujo de corriente positivo.

El flujo de corriente total visto por el banco de baterías en esta prueba siempre es positivo ya que como se aprecia en la Fig. 7.10(a) la potencia de salida trifásica nunca supera a la potencia de entrada del inversor “R”, por lo que no es necesario descargar el banco por medio de la función “Smart Boost”. Por el contrario, en caso de que la potencia de salida fuese superior a la potencia de entrada y esta superase su límite impuesto, el flujo de corriente del banco de baterías sería negativo, implicando una descarga de este, tal como lo presentado en la evaluación del sistema “Smart Boost”.

7.6. Flujo de potencias solo con energía solar

A diferencia del caso anterior donde a partir de una fuente monofásica se implementó una red trifásica, en esta prueba se demuestra como a partir de una red aislada y con el uso de 3 inversores-cargadores es posible implementar un sistema trifásico. Los resultados se muestran en la Fig. 7.11.

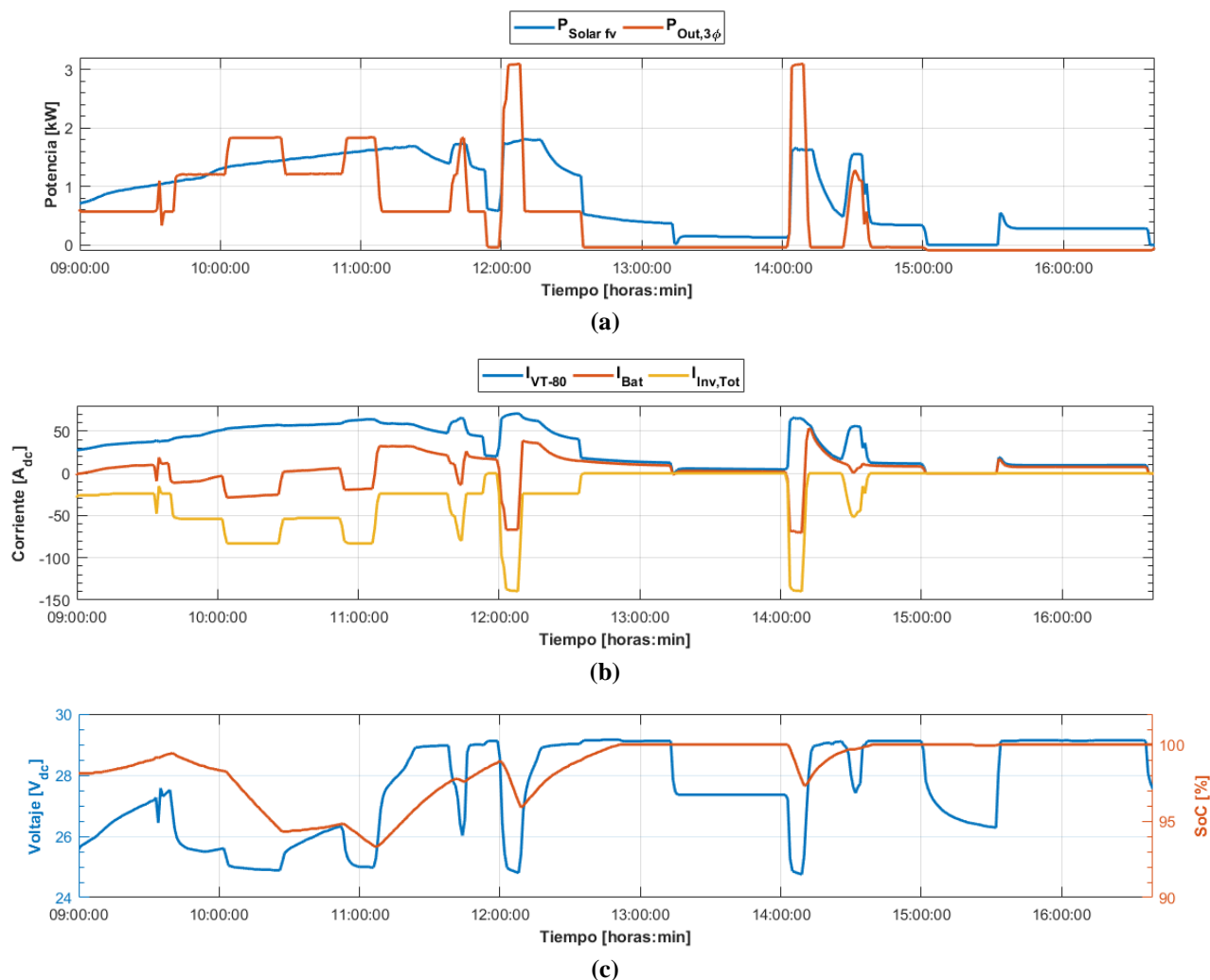


Fig. 7.11 Flujo de potencia del sistema en base a la producción de energía solar. Fuente: Elaboración propia

(a) producción de potencia solar fotovoltaica vs potencia de salida inversores-cargadores red 3ϕ ; (b) flujo de corrientes del sistema; (c) voltaje y SoC banco de baterías vs tiempo

De la Fig. 7.11(a) se puede notar como pasado las 09:00 hrs comienza a haber producción solar y esta al ser mayor que los consumos comienza a cargar el banco de baterías, aumentando de esta manera su SoC tal como se muestra en la Fig. 7.11(c), esta condición se presenta hasta las 09:30, hora en que los consumos superan a la producción solar y el banco de baterías comienza a entregar de su energía almacenada, disminuyendo tanto el voltaje entre terminales como su SoC; a las 11:10 la demanda de potencia disminuye a 600[W] por lo que al haber mayor producción solar, nuevamente se comienza a cargar el banco de baterías.

Es interesante comentar lo sucedido a las 12:00 y 14:05, instantes en los que se produce un impacto de carga superior a los 3[kW] y la producción fotovoltaica no es capaz por si sola de suplir

esta demanda, por lo que el banco de baterías es el que debe cubrir este brusco cambio, pasando de estar cargándose a $20[A_{dc}]$ a entregar $70[A_{dc}]$, cambios que se reflejan inmediatamente en el voltaje medido en sus terminales disminuyendo de $29.12[V_{dc}]$ a las 11:59 a $24.8[V_{dc}]$ a las 12:08.

Otro hecho a analizar es lo que ocurre con la corriente que entrega el regulador de carga en periodos donde los consumos tienden a $0[W]$, hay producción solar y el banco de baterías se encuentra en valores cercanos al $100[\%]$ de SoC, dicha corriente tiende a valores cercanos a 0 producto de que la energía producida en los paneles solares no tiene ningún ente demandante de la misma, por lo que al no poder utilizarse estos excesos de producción el regulador de carga actuara en modos cercanos a un circuito abierto.

Los flujos de corriente mostrados en la Fig. 7.11(b) ayudan a entender de manera más gráfica el comportamiento general del sistema, donde en instantes en que la corriente entregada por el regulador de carga sea mayor a la demandada por los 3 inversores-cargadores, se producirá un flujo positivo en la corriente que ve el banco de baterías; en caso contrario, el flujo será negativo e implicara una descarga de este.

7.7. Ciclos de carga de banco de baterías

Con la realización de esta prueba experimental se busca analizar el actuar de las variables del sistema frente a una carga del banco de baterías. Primeramente, se analiza el comportamiento teórico esperado según diagrama de ciclos presentando por el fabricante del regulador cargador e inversor-cargador y que se muestra en la Fig. 7.12, para luego realizar la prueba experimental correspondiente.

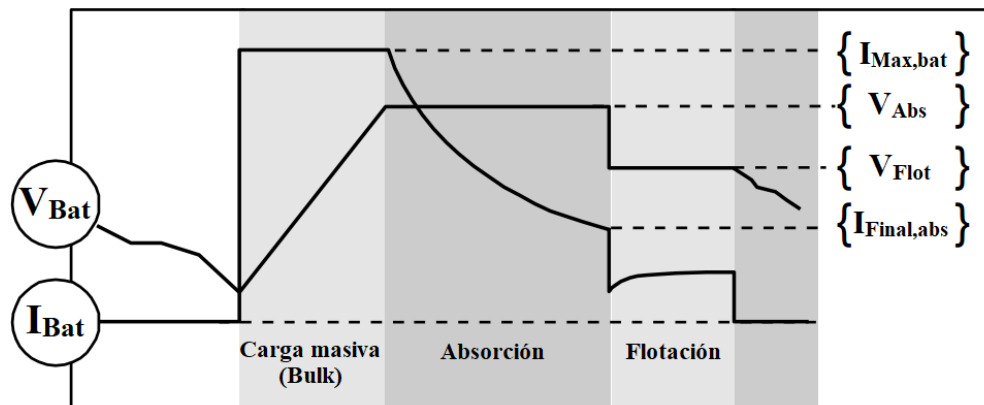


Fig. 7.12 Ciclo de carga de batería programado en inversor-cargador y regulador de carga. Fuente: Fabricante

A partir de la Fig. 7.12 y según lo mencionado en [2] y [5] un ciclo comienza por la fase “Bulk”, en la cual se carga el banco a corriente constante, donde su valor se encuentra dado por la corriente máxima que puede recibir ($100[A]$ en nuestro caso), lo anterior se realiza hasta alcanzar la tensión de absorción; luego de alcanzar dicho valor entra en la fase que lleva su mismo nombre por un tiempo establecido de 2 horas o hasta que la corriente alcanza el valor final de absorción programado de fábrica en $4[A_{dc}]$; cumplida la fase anterior, el voltaje del banco de baterías disminuye a un valor V_{Flot} programado de $27.2[V_{dc}]$ y se mantiene constante en el, la corriente por su parte disminuye a valores mínimos; con esto la batería se considera completamente cargada y gracias a esta tensión constante se impide la auto-descarga.

A modo de aislar los resultados, el sistema implementado cuenta solo con el regulador de carga, entrada fotovoltaica y el banco de baterías, los inversores-cargadores se mantuvieron apagados y la red eléctrica desconectada.

Previo a la toma de datos, el banco de baterías se descargó hasta un 77% de su estado de carga para permitir la fase de carga masiva.

Los resultados alcanzados tras implementar esta prueba se muestran en la Fig. 7.13, de la cual, los datos de irradiancia solar mostrados en la Fig. 7.13(c) fueron obtenidos a partir de una base de datos propia del Laboratorio MicroRed UCSC y guardados a través de un datalogger, el cual los extrae desde un sensor instalado en el Patio MicroRed.

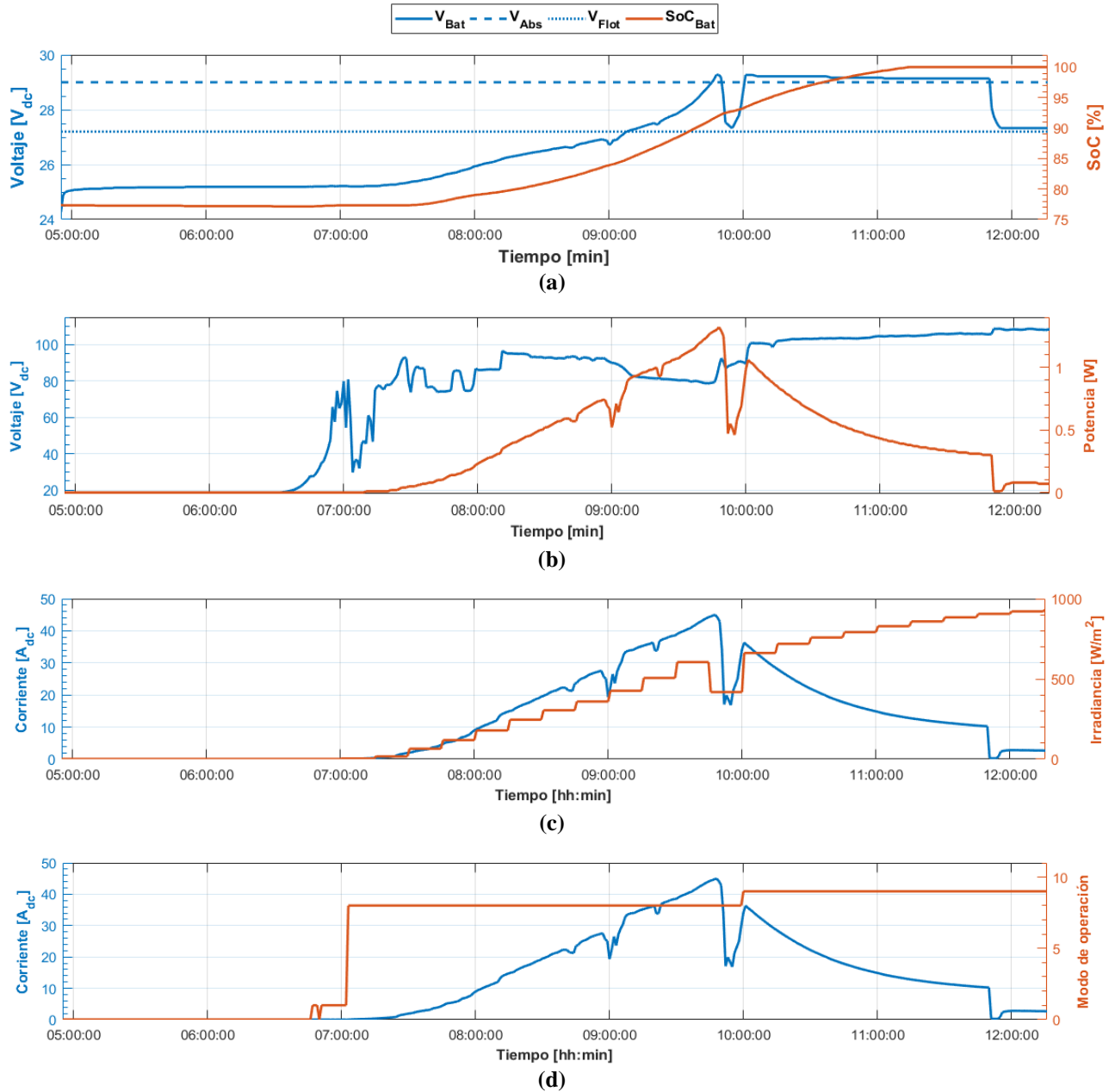


Fig. 7.13 Ciclos de carga en banco de baterías, a partir de energía solar disponible. Fuente:

Elaboración propia

(a) voltajes de absorción y flotación de banco de baterías vs SoC; (b) potencia y tensión fotovoltaica generada vs tiempo; (c) corriente de salida regulador de carga vs irradiancia solar; (d) corriente de carga vs modo de operación de VT-80 (0:Noche / 1:Arranque / 8:Cargador / 9:Carga U)

De la Fig. 7.13(a) es claro notar como el voltaje entre terminales del banco de baterías y su SoC se mantienen constantes hasta aproximadamente las 07:00 horas, debido a que durante este transcurso de tiempo la irradiancia solar es de 0 [W/m^2].

Cercano al valor de hora mencionado anteriormente el regulador de carga comienza a detectar una tensión suficiente para encender, entrando en modo “Arranque”, pero las condiciones ambientales no son las suficientes para producir energía.

Pasado las 07 AM la irradiancia comienza a aumentar, activándose el modo “cargador” y el regulador comienza a trabajar en el punto máximo de generación solar, cargando el banco de baterías con la máxima corriente disponible, entrando de esta manera a su fase de carga masiva, si bien no se obtiene una corriente de carga constante como lo mostrado en el diagrama de la Fig. 7.12 esto es debido a que la fuente de alimentación solar durante la mañana posee un comportamiento creciente, pero si se obtiene una carga a la máxima corriente capaz de suministrar.

A las 09:49 horas se alcanza la tensión de absorción, por lo que comienza a transcurrir el periodo de 2 horas programado, este tiempo de descuento se mantendrá activo siempre que el voltaje se mantenga por encima del valor de flotación, es por esto que si bien pasado las 9:50 hrs se produce un descenso en la tensión del banco ocasionado por una disminución en la corriente de carga, dado por una baja en la irradiancia, el contador de tiempo sigue su operación normal.

Tal como se presenta en el diagrama de ciclos de carga, al activarse la fase de absorción, el voltaje del banco permanece constante, pero la corriente de carga comienza a disminuir pese a que se tienen las condiciones de irradiancia para que siga aumentando.

A las 11:49 y transcurrido el periodo de 2 horas programado, el voltaje del banco de baterías desciende a su valor de flotación y la corriente de carga disminuye a un mínimo de $2.7[A_{dc}]$ manteniéndose constante en este valor, alcanzando el banco de baterías un estado de carga del 100[%].

A partir de lo obtenido experimentalmente se logró comprobar lo que era esperado en un principio a partir de las bases teóricas, logrando registrar el comportamiento de las distintas fases de carga.

7.8. Evaluación sin prioridad de energías renovables

Para la realización de esta prueba se estableció un sistema trifásico con disponibilidad de red y de energía solar fotovoltaica, y se programó el modo “sin batería como fuente de energía prioritaria”; se realizaron variaciones en las demandas de potencia impuestos por los bancos de carga resistivos para analizar el comportamiento general del sistema. El esquema de implementación seguido para esta evaluación es el presentado en la Fig. 4.5, pero considerando sol la red eléctrica como fuente de corriente alterna de entrada a los inversores-cargadores.

Los resultados de esta prueba experimental se muestran en la Fig. 7.14.

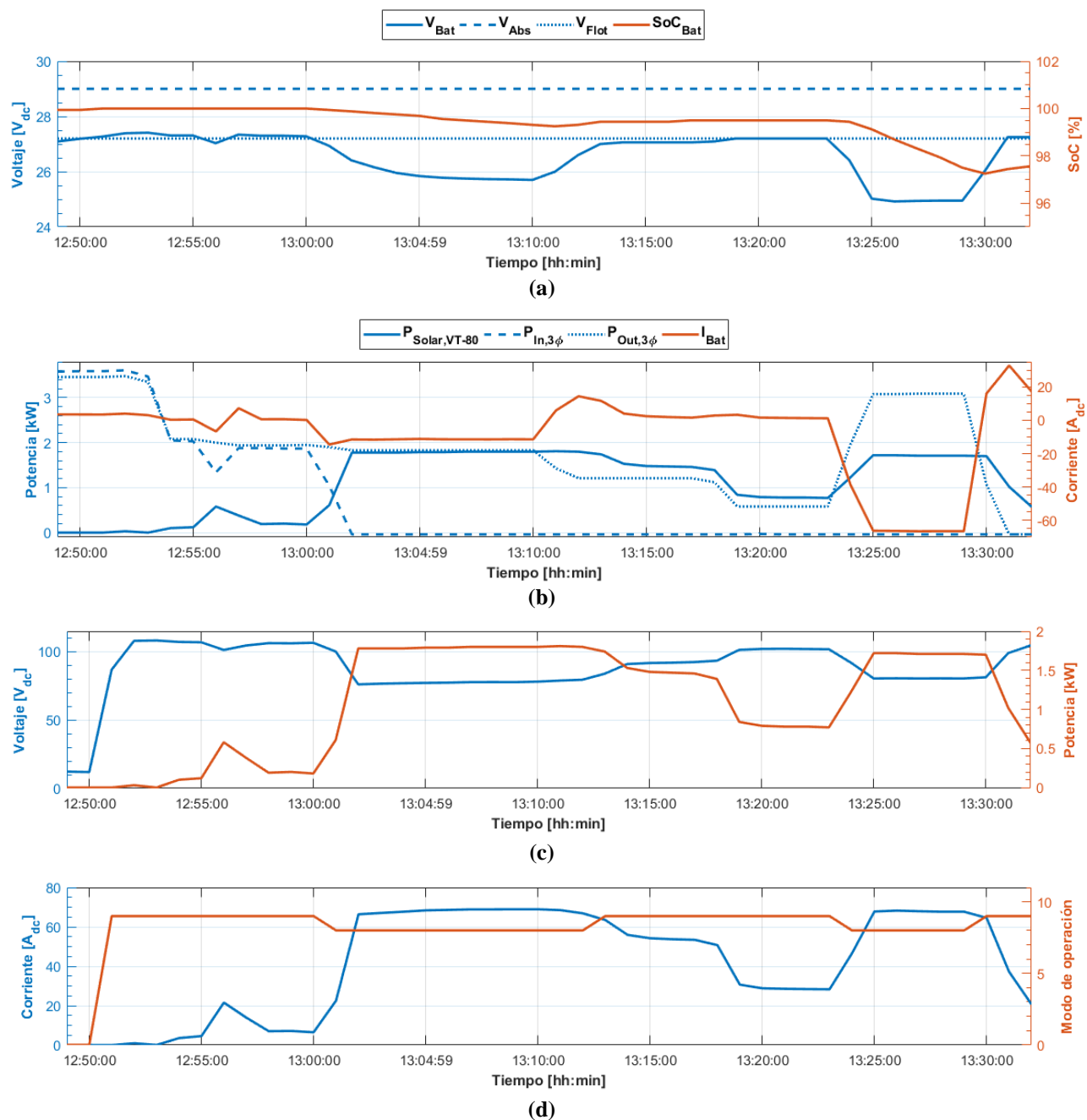


Fig. 7.14 Evaluación de sistema sin “Prioridad de energías renovables”. Fuente: Elaboración propia

(a) voltaje de operación en banco de baterías vs SoC; (b) flujo de potencias del sistema vs corriente de banco de baterías; (c) potencia y tensión fv generada; (d) corriente de carga vs modo de operación de VT-80 (0:Noche / 8:Cargador / 9:Carga U)

En esta prueba tal como se aprecia en la Fig. 7.14(c) se comienza con los strings de paneles desconectados a la entrada del regulador de carga, puesto que el voltaje presente de $11[V_{dc}]$ pertenece al almacenado en el condensador de este equipo; luego a las 12:51 se activa esta entrada rotando la

maneta del desconectador bajo carga a posición “on” y el voltaje medido por el regulador comienza a aumentar, automáticamente, el regulador mide el voltaje del banco de baterías y este al estar en el rango de flotación como se muestra en la Fig. 7.14(a) activa el modo de operación “Carga U”, el cual es asociado a una regulación de tensión para los estados de flotación o absorción, por lo que la corriente de carga de batería es llevada a valores mínimos.

A las 12:56 se genera un micro corte de red producido manualmente mediante la puesta en off del interruptor termomagnético principal, pero el tiempo de muestreo al ser de 1[*min*] no alcanza a detectarlo por completo, es por esto que la potencia de entrada trifásica no llega a 0[W]. Al producirse un instante donde esta entrada ac no se encuentra presente, la función sin prioridad de renovables se desactiva y el regulador comienza a suministrar potencia desde los paneles solares mientras se mantenga esta condición, tal como se aprecia en la Fig. 7.14(c).

Es interesante comentar como en el intervalo desde las 12:51-13:00 hrs. pese al haber un voltaje superior a los 100[V] en la entrada del regulador de carga, la potencia de salida de este se mantiene en valores cercanos a 0 debido a la función programada.

A las 13:02 se desactiva la entrada de red eléctrica a los inversores-cargadores, a partir de esto entra en operación nuevamente el regulador de carga conmutando al modo de operación “Cargador”, modo en el cual opera con normalidad en el punto óptimo de potencia del generador solar [5].

De lo anterior, es claro notar como mientras se mantenga desactivada la opción “batería como fuente de energía prioritaria” o simplemente “prioridad de energías renovables”, aunque se cuente con las condiciones para producción de energía solar fotovoltaica, esta no será suministrada por la salida del regulador de carga.

Este modo si bien no es eficiente en sistemas que presenten una entrada fotovoltaica, ya que tal como se aprecia no aprovecha la energía solar disponible, si es relevante en sistemas donde solo se disponga del banco de baterías a modo de respaldo de la fuente de potencia de entrada (red o grupo electrógeno), como pueden ser aplicaciones de sistemas UPS, en los que el banco de baterías siempre debe estar cargado y preparado para entrar en operación frente a un corte del suministro.

7.9. Batería como fuente de energía prioritaria

El sistema implementado para la realización de esta prueba considera las mismas conexiones que la anterior, pero el parámetro “batería como fuente de energía prioritaria” fue activado, trayendo asociado una “tensión de prioridad batería” de 25.8[V_{dc}], la cual implica que mientras se opere con una tensión superior a este valor el regulador entregara la máxima potencia de producción solar y

admisible por el sistema, minimizando la potencia tomada de la red a un mínimo de 0.22[kW]. Según lo indicado por fabricante; una vez se descienda de este valor, la red aumentara su potencia suministrada y apoyara la producción solar. El esquema de conexión se mantiene respecto a la evaluación anterior, según la Fig. 4.5. Los resultados obtenidos se presentan en la Fig. 7.15.

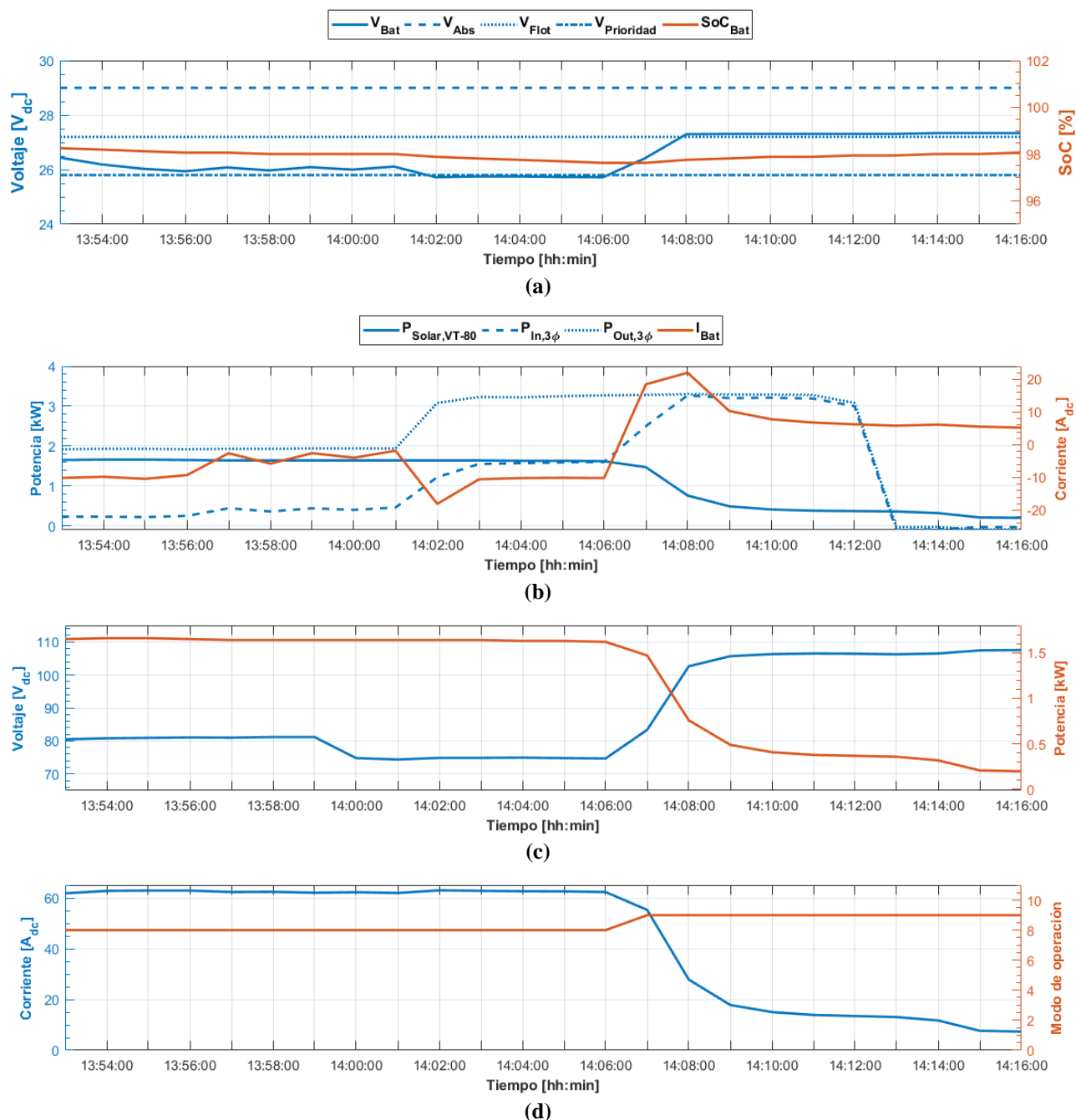


Fig. 7.15 Evaluación de sistema en modo “Prioridad de energías renovables”. Fuente: Elab. propia

(a) voltaje de operación en banco de baterías vs SoC; (b) flujo de potencias del sistema vs corriente de banco de baterías; (c) potencia y tensión fv generada; (d) corriente de carga vs modo de operación de VT-80 (8:Cargador / 9:Carga U)

En el periodo 13:53-14:01 hrs. se mantiene una demanda constante cercana a los 2[kW], valor que es suministrado en su mayoría con la máxima potencia solar disponible según el modo de operación “Cargador” del regulador mostrado en la Fig. 7.15(d); la potencia restante es tomada de la energía almacenada en el banco de baterías, esto es notado en base al valor negativo que toma I_{bat} en Fig. 7.15(b) y desde la red eléctrica.

A las 14:01 horas se aumenta la potencia demandada a un valor de 3.2[kW], al aplicar este impacto de carga el voltaje en terminales del banco de baterías desciende del nivel límite $V_{prioridad}$ por lo que la red eléctrica aumenta su suministro de potencia, pero manteniendo aun en el sistema la máxima potencia solar producida de 1.65[kW].

A las 14:06 hrs. se desactiva manualmente por programación en el RCC-03 el parámetro “batería como fuente de energía prioritaria”, tras esto el regulador entra en modo “Carga U” disminuyendo la corriente suministrada al sistema, siendo la red eléctrica ($P_{in,3\phi}$) la encargada de cubrir la demanda de potencia ($P_{Out,3\phi}$) y de cargar el banco de baterías.

Es interesante mencionar como después de las 14:08 hrs. al contar con la red eléctrica como fuente principal, la corriente de carga al banco de baterías no se lleva al máximo disponible producto de que este se encuentra en fase de flotación, tal como se aprecia en la Fig. 7.15(a).

Capítulo 8. Conclusiones

8.1. Resumen final

En este trabajo se comenzó presentando la ubicación espacial tanto del montaje de los paneles fotovoltaicos como del equipamiento implementado en el Laboratorio MicroRed UCSC.

Se siguió con una revisión bibliográfica a las aplicaciones típicas que se dan tanto a redes off grid, híbridas y las conectadas a red, pero sin inyección a la misma. Dentro de lo anterior se complementó con información obtenida desde la SEC respecto a los aspectos técnicos y legales que conlleva una implementación de este tipo de redes.

Se realizó un levantamiento y descripción de los equipos disponibles al momento de comenzar con el PHP, los cuales fueron utilizados para la implementación de los distintos tipos de redes.

De modo general y en base a la revisión bibliográfica se presentaron las múltiples aplicaciones posibles de implementar en las redes analizadas.

Se revisaron y modificaron los diagramas unilineales de los tableros eléctricos presentes en el laboratorio, realizando además el diseño e implementación de un sistema eléctrico de protección para la operación segura de los equipos disponibles en el Laboratorio MicroRed UCSC por medio del TDCC“MR”, cumpliendo con lo expresado tanto en la normativa como lo recomendado por el fabricante de los equipos. Además, a cada tablero eléctrico disponible, se le realizaron las modificaciones correspondientes, quedando operativos para la realización de todas las pruebas de aplicación experimentales propuestas.

Un paso importante antes de implementar las evaluaciones experimentales, es realizar una etapa previa de simulación que pueda entregar directrices respecto a lo que se espera obtener; para esto, se definió y realizó un set de actividades de simulación a través del software HOMER Pro, el cual se eligió por sobre el entorno de programación visual de Matlab, Simulink, debido a los mayores rangos de operación y de variables permitidas para simular, además de su amigable entorno de programación. Dichas simulaciones se realizaron considerando restricciones y parámetros posibles de implementar en el Laboratorio.

Se diseñó e implementó un sistema de comunicaciones para la medición y registro de variables provenientes del equipamiento disponible en el Lab. Microred UCSC, dicho sistema otorga la posibilidad de monitoreo y control de los parámetros del sistema.

Finalmente, en el capítulo de evaluaciones experimentales, se desarrollaron las aplicaciones proyectadas en base a las 3 redes que se analizaron, utilizando los múltiples equipos disponibles en el Laboratorio.

8.2. Conclusiones

A partir de la revisión bibliográfica se encontró una gran versatilidad en las redes analizadas, pudiendo estas estar presentes en cualquier sistema de la actualidad, sea residencial o industrial, monofásico o trifásico, teniendo disponibilidad de red o solo la presencia de un grupo electrógeno, etc.

Respecto a las modificaciones realizadas en los tableros eléctricos y el diseño del propio TDCC“MR”, si lo anterior no se hubiese hecho, la implementación de todas las evaluaciones experimentales que actualmente se pueden ejecutar, no serían posible de realizar.

A partir del set de actividades de simulación evaluados a través del software HOMER Pro se pueden concluir los siguientes puntos para dichas simulaciones:

- Pese a las limitaciones propias del software en torno al control del apagado del generador, los resultados obtenidos muestran como en periodos donde se alcanza un nivel de SoC establecido como mínimo, y no se presenten las condiciones fotovoltaicas para cargar el banco de baterías, el generador entra en operación y comienza la carga a la máxima potencia aceptada por el banco, en la que a niveles de SoC menores, será mayor; supliendo además la demanda de consumo.
- En periodos donde la demanda supere a la producción solar y se cuente con energía almacenada en las baterías, tal que el nivel de SoC es mayor al mínimo, el banco entregara de su potencia para suplir esta diferencia, comenzando de esta manera a descargarse.
- En periodos de máxima irradiancia en los que la suma de la potencia demandada con la máxima potencia de carga aceptada por el banco sea menor a la producción solar, se generarán excesos de energía, los cuales, si no se cuenta con algún sistema externo de almacenamiento que aproveche dicha energía, como puede ser utilizar esta en acumuladores de energía térmica, estos excesos se perderán.
- Se demuestra además a partir de la simulación 3, como frente a una mal programación se puede obtener una entrega de resultados errados, que no representan lo realmente esperado.

- A partir de las 3 simulaciones y para el perfil de carga implementado como la capacidad del banco utilizado, se concluye que frente a niveles de irradiancia mayores, el comportamiento del sistema será el mismo, debido a que el banco de baterías durante el día siempre es cargado a su máxima capacidad, por lo que el que generador diésel seguirá entrando en operación, tomando relevancia solo la capacidad de descarga del banco, en donde a mayores descargas de este, la dependencia del grupo electrógeno será menor.

A partir de lo comentado en los puntos anteriores, dichas simulaciones permitieron formar una idea clara de lo que se espera obtener en un sistema real implementado, respecto a los flujos de potencia del mismo; esto, frente a variaciones en los perfiles carga, producción solar, SoC de baterías, excesos de producción y puestas en marchas del generador, y que son posibles de validar a partir del equipamiento del Laboratorio MicroRed UCSC.

En base al sistema de comunicaciones y registro de variables implementado se concluye lo siguiente:

- La limitante del tiempo de muestreo de 1 minuto provoca una pérdida de resolución en la toma de datos, por ejemplo, cuando se realizó el micro corte de red, en el cual no fue posible registrar este mismo en el momento que alcanza los 0[W] de potencia de entrada entregada al inversor-cargador.
- A pesar de lo anterior, el sistema de comunicaciones y registro es una herramienta potente que permite realizar un monitoreo general, registrando los datos usados en las evaluaciones, donde si bien no se cuenta con una visualización en tiempo real del modo “Datalogs”, puesto que los datos son subidos al sistema al final de cada día (pasado las 00:00 del día en curso), es de gran ayuda en casos donde un posible usuario no se encuentre cerca del RCC-03 y requiera tener una noción del comportamiento de su instalación en tiempos anteriores.

A partir de las actividades de laboratorio diseñadas se pueden establecer las siguientes conclusiones:

- Mientras más rápido sea el tiempo de detección de pérdida de red y la entrada a modo inversor, durante los primeros ciclos de la señal de voltaje obtenida a la salida de este, se pueden alcanzar valores transientes de amplitud elevada, tal es el caso del modo “Rápido” en el que se supera el valor nominal por fase en un 23%, donde si bien el tiempo de pérdida de voltaje AC-OUT es nulo o mínimo, dicho valor de amplitud puede provocar un posible daño en equipos

sensibles a repentinos sobrevoltajes. Siendo recomendable la utilización de un protector de sobretensión para dichos equipos.

- El uso de la función “Smart Boost” otorga un mayor grado de libertad a los usuarios con fuentes AC-IN limitados en potencia, permitiendo salvaguardar la actuación de las protecciones térmicas frente a sobrecargas en la misma. Pudiendo así, aumentar sus requerimientos de consumo sin problemas, siempre cuando el sistema diseñado de “on grid sin inyección a red” se encuentre bien dimensionado para sobrellevar dicho aumento en la demanda, sin implicar un deterioro repentino de las baterías.
- A partir del control del encendido y apagado del generador en base a requerimientos propios del sistema, se pudieron implementar actividades como la regulación del SoC, voltaje en terminales y potencia máxima de descarga, del banco de baterías; parámetros principales a controlar a modo de extender la vida útil del sistema de almacenamiento.
- A partir de la evaluación experimental “sin prioridad de energías renovables” es posible concluir que presenta bajos rangos de eficiencia en sistemas con entradas fotovoltaicas, ya que no se aprovecha dicha energía, pero si es relevante en sistemas donde solo se disponga del banco de baterías a modo de respaldo de la fuente de potencia de entrada, ya que con esto, al no “tomar” energía desde las baterías, dicho sistema de almacenamiento conserva siempre su máximo estado de carga y se encuentra preparado frente a repentinos requerimientos.
- Por el contrario, el uso de un sistema con el modo “batería como fuente prioritaria” programado, otorga en cada momento la máxima potencia disponible en los módulos fotovoltaicos, lo anterior se presenta mientras la suma de la potencia demandada con la máxima potencia de carga aceptada por el banco de baterías sea mayor o igual a la generada por los módulos, de lo contrario se producirían excesos de energía que no podrían ser aprovechado (esta situación se genera cuando teniendo condiciones de irradiancia para entregar la máxima potencia, el regulador de carga aumenta el voltaje recibido desde los paneles solares y disminuye la corriente de carga al mínimo) al igual que lo obtenido en las simulaciones.
- A partir de la evaluación experimental de los ciclos de carga, fue posible comprobar lo que se esperaba obtener teóricamente en base a lo presentado por el fabricante. Pudiendo, a partir del equipamiento disponible en el Laboratorio, establecer el esquema de los ciclos de carga del banco de baterías, solo con energía solar fotovoltaica.

A modo general, se puede apreciar la gran diversidad de aplicaciones de las redes off grid, on grid sin inyección e híbridas; además, es posible notar que:

- Se requiere un conocimiento técnico detallado tanto para la realización de las simulaciones como para las evaluaciones experimentales, ya que, de no contar con este, se pueden cometer graves errores, como por ejemplo en la configuración de los equipos. Además, de no tener la infraestructura presente en el Laboratorio, sería muy difícil transferir dicho conocimiento a personal que se quiera especializar en la materia, como pueden ser: estudiantes, académicos, etc.
- El dimensionamiento del banco de baterías es fundamental para una relación costo/eficiencia óptima de las mismas, en donde, el establecer un perfil de carga adecuado, juega un gran papel para no incurrir en excesivo sobredimensionamiento o encontrarse por muy bajo de este.
- La mayoría de las evaluaciones requiere de un largo periodo de tiempo en la toma de datos, los cuales pueden ir desde horas a por ejemplo 1 día completo, periodo que sale de los rangos de tiempo establecidos para una actividad de laboratorio convencional, por lo que algunas de las evaluaciones presentadas en dicho documento solo podrán ser mostradas como casos de estudio, más que como actividades para estudiantes.
- A partir de la comparación entre los resultados obtenidos mediante simulación y lo experimental, se puede apreciar como frente a una descarga dada del banco de baterías (SoC), el generador es el que suple esta demanda y comienza a cargar al banco, desprendiéndose de esto la necesidad de un correcto dimensionamiento del grupo electrógeno a modo de no someter a este a posibles sobrecargas. Otro punto posible de analizar es como a partir de lo obtenido mediante la evaluación del sistema sin preferencia de energías renovables, se producen instantes en que pese a contar con niveles de irradiancia considerables para la producción de energía, esta no es aprovechada por el sistema ni para cargar el banco de baterías como así también para suplir la demanda impuesta; generándose excesos no aprovechados, tal como lo acontecido en los periodos de máxima irradiancia y perfil de carga inferior a la generación, obtenido en las evaluaciones por simulación.
- La implementación del set de actividades en cursos de energía solar fotovoltaica, requiere de personal permanente, que se encuentre calificado para supervisar dichas evaluaciones. Lo anterior, ya que al ser muchas las posibilidades de programación o conexión posibles, el incurrir en algún error puede poner en riesgo la vida de quien realiza dicha actividad, como así también dañar los propios equipos.

8.3. Trabajo futuro

- Analizar el comportamiento de los distintos sistemas frente a cargas inductivas, capacitivas y cargas no lineales, esto con el fin de evaluar los distintos parámetros relevantes, como por ejemplo: cambios en los flujos de potencia frente a lo ocurrido con cargas puramente resistivas, velocidades de carga y descarga del banco de baterías, y variaciones en la señal de voltaje.
- Implementar sistema AC-coupling con inversor Fronius Primo 3.0-1, ya que permitiría ver, como se mencionó anteriormente, las ventajas, limitaciones o consideraciones propias que se deben tener al momento de trabajar con estos sistemas. Completando así, todas las posibles aplicaciones que se presentan en las redes aisladas, híbridas u on grid sin inyección.
- A modo de complemento, implementar un sistema de monitoreo y toma de datos con un menor tiempo de muestreo que el entregado por el RCC-03, el cual es de 1 minutos, con esto se lograrían realizar análisis dinámicos respecto al comportamiento de las variables de interés del sistema, como las mencionadas en el primer punto de este apartado, frente a comportamientos transientes como el micro-corte de red realizado en el punto 7.8.

Bibliografía

- [1] C. Espinoza, "El 17% de la energía producida en Chile proviene de fuentes renovables no convencionales", *La Tercera*, 2018. [Online]. Available: <http://www2.latercera.com/noticia/17-la-energia-producida-chile-proviene-fuentes-renovables-no-convencionales/>. [Accessed: 28- Sep- 2018].
- [2] S. Innotec SA, "*Manual de usuario Xtender, Equipo combinado inversor, cargador de batería y sistema de transferencia*". 2018.
- [3] Ministerio de Energía, "Minuta explicativa Ley N° 20.571 para la Generación Distribuida", 2014.
- [4] "Descubre cómo funciona el regulador solar mppt - Regulador Solar MPPT", *Regulador Solar MPPT*, 2018. [Online]. Available: <https://www.reguladorsolarmppt.com/descubre-como-funciona-el-regulador-solar-mppt/>. [Accessed: 28- Sep- 2018].
- [5] S. Innotec SA, "*Manual para usuario VarioTrack Regulador de carga solar MPPT*". 2018.
- [6] F. Bertua "Análisis y selección de un sistema de energía renovable híbrido en la zona de Valencia utilizando el Proceso Analítico Jerárquico (AHP)," Trabajo fin de grado, Ingeniería en Tecnologías Industriales, Junio 2017, Universidad Politécnica de Valencia.
- [7] J. Hernández "Instalación híbrida fotovoltaica-grupo electrógeno para el suministro eléctrico de riego agrícola," Trabajo fin de grado, Ingeniero Eléctrico, Sep. 2016, Universidad Politécnica de Cartagena.
- [8] F. Enero "Diseño e implementación de un sistema híbrido PV-MCI-Batería para realización de ensayos en laboratorio de energías renovables (LER) USM," Memoria de Título, Ingeniero Civil Mecánico, Sep. 2016, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad Técnica Federico Santa María.
- [9] "Descubre como funciona el regulador solar mppt - Regulador Solar MPPT", *Regulador Solar MPPT*, 2018. [Online]. Available: <https://www.reguladorsolarmppt.com/descubre-como-funciona-el-regulador-solar-mppt/>. [Accessed: 31- Oct- 2018].
- [10] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, "Declaración de instalaciones fotovoltaicas sin inyección de energía a la red e instalaciones fotovoltaicas aisladas."
- [11] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, "Actualización RGR N° 02/2017."

- [12] "Capacidad instalada – Energía Abierta | Comisión Nacional de Energía", *Energiaabierta.cl*, 2018. [Online]. Available: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>. [Accessed: 30- Nov- 2018].
- [13] "Eficiencia del panel solar -Paneles solares fotovoltaicos.org, *todo sobre los paneles solares*, 2018. [Online]. Available: <https://panelessolaresfotovoltaicos.org/paneles-solares-fotovoltaicos/eficiencia-del-panel-solar/>. [Accessed: 30- Nov- 2018].
- [14] "Gama Xtender", *Studer-innotec.com*, 2018. [Online]. Available: <http://www.studer-innotec.com/es/productos/gama-xtender/>. [Accessed: 30- Nov- 2018].
- [15] ABB, "Catalogo técnico SACE FORMULA - Nuevos interruptores automáticos en caja moldeada de baja tensión de hasta 630A."
- [16] J. Muñoz, *Proyecto fin de carrera - Bus de corriente continua (DC)*.
- [17] "Low-voltage electrical installations-Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment - Wiring systems", *INTERNATIONAL STANDARD*, no. 3, 2009.
- [18] "Installations électriques à basse tension", *Norme française*, no. 15-100, p. 215, 2002.
- [19] "Instalaciones de consumo en baja tensión", *NCH Elec. 4/2003*, 2003.
- [20] "Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 4: Protección para garantizar la seguridad. Capítulo 43: Protección contra las sobrintensidades", *UNE 20460-4-43:2003*, ERRATUM: 2006.
- [21] Studer Innotec SA, "UPS back-up system at Kenya's First Green Cerfied Building Dunhill Towers."
- [22] Studer Innotec SA, "Telecom // VIVA."
- [23] Studer Innotec SA, "Sistema de Vídeo Vigilancia en Terralta MÉXICO."
- [24] Studer Innotec SA, "Self-Consumption System, Sirsi, Karnataka, India."
- [25] Studer Innotec SA, "Apoyo a la red eléctrica, España."
- [26] Studer Innotec, "Sistema Aislado / Visviri 4100 metros sobre el nivel del mar, CHILE."
- [27] Studer Innotec, "Prioridad solar en viviendas, Chile."
- [28] "Compact NSX, Compact INS/INV and Masterpact NW DC-DC PV", *Power Circuit breakers and switch disconnectors direct current from 16 to 4000A*, 2018.
- [29] "AC Coupling with Xtender", *Application Note 008*, no. 1.1.
- [30] P. Moix and C. Ruchet, "Partial AC-coupling in Mini-grids."
- [31] "Operation manual, Polymer Gel Standby Battery", *MPG Series*, no. 4.7.
- [32] *Datasheet Solar12-200*. Narada.

- [33] *Manual de usuario Controlador del estado de carga de batería BSP*, 1st ed. Studer Innotec SA, 2018.
- [34] *Control remoto y módulo de programación RCC-02 y RCC-03 para Xtender*, 4th ed. Studer Innotec SA, 2018.
- [35] *Anexo 1, Manual utilizador Xtender*, 4th ed. Studer Innotec SA.

Anexo A. Diagramas de tableros eléctricos

En este anexo se presentan los diagramas asociados a cada tablero eléctrico, así como también las modificaciones a realizar para la implementación de los tipos de redes propuestos.

A.1. TTA

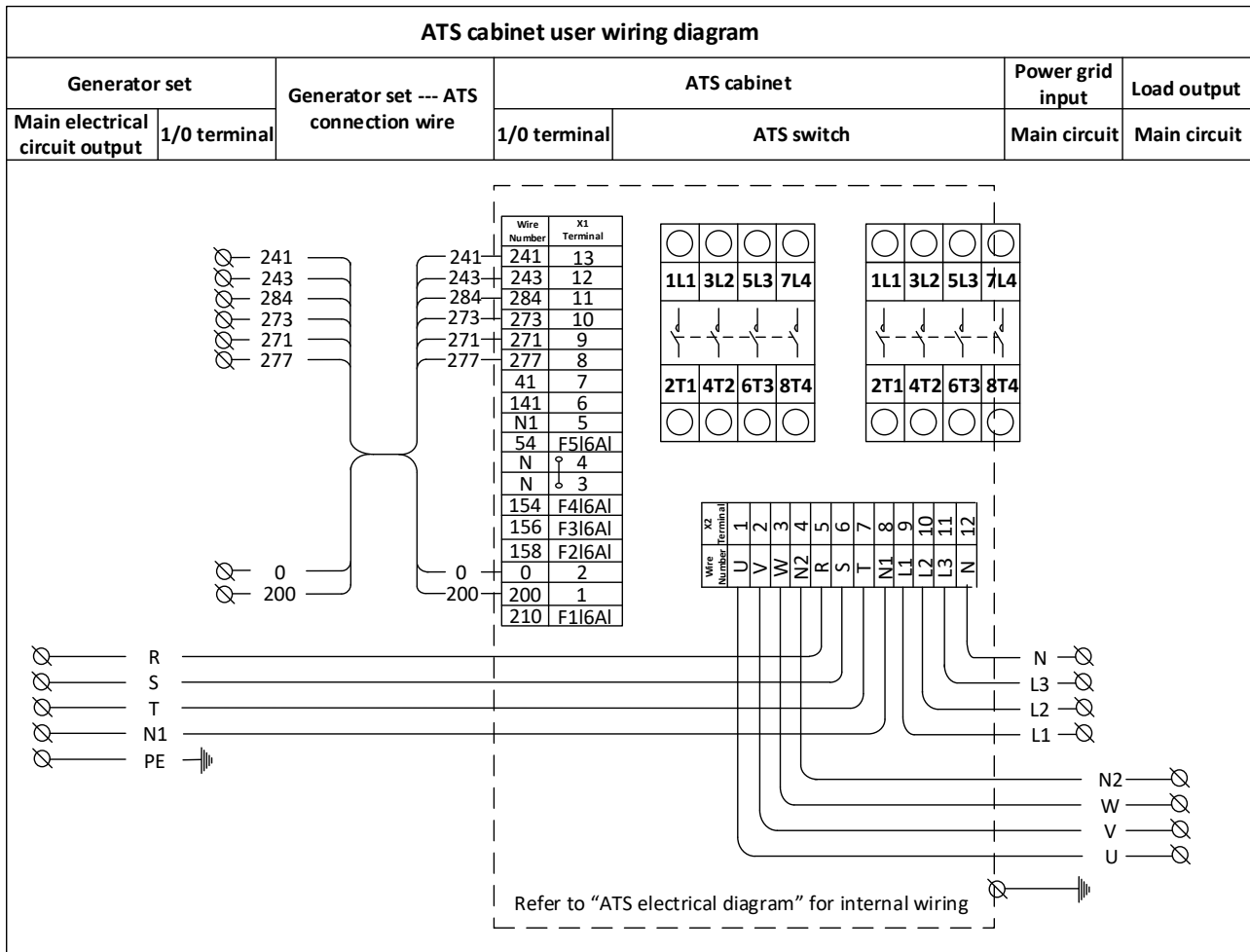


Fig. A.1 Diagrama de conexión TTA. Fuente: Fabricante

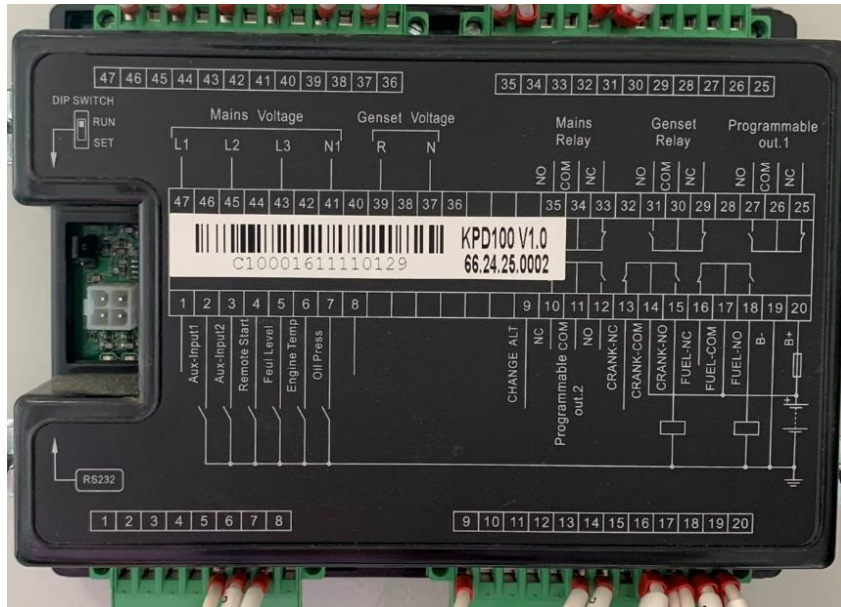
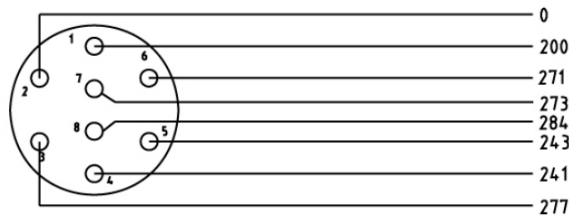


Fig. A. 2 Panel de control interno TTA. Fuente: Elaboración propia



Wiring definition of 8-core aviation plug(socket):

- 1#pin--positive source (wire No. 200)
- 2#pin--negative source (wire No. 0)
- 3#pin--remote start (wire No. 277)
- 4#pin--electric door lock remote operation (wire No. 241)
- 5#pin--electric door lock starting (wire No. 243)
- 6#pin--low oil pressure (wire No. 271)
- 7#pin--high water temperature (wire No. 273)
- 8#pin--fuel level (wire No. 284)

Fig. A. 3 Diagrama de pines de control conector generador-TTA. Fuente: Fabricante

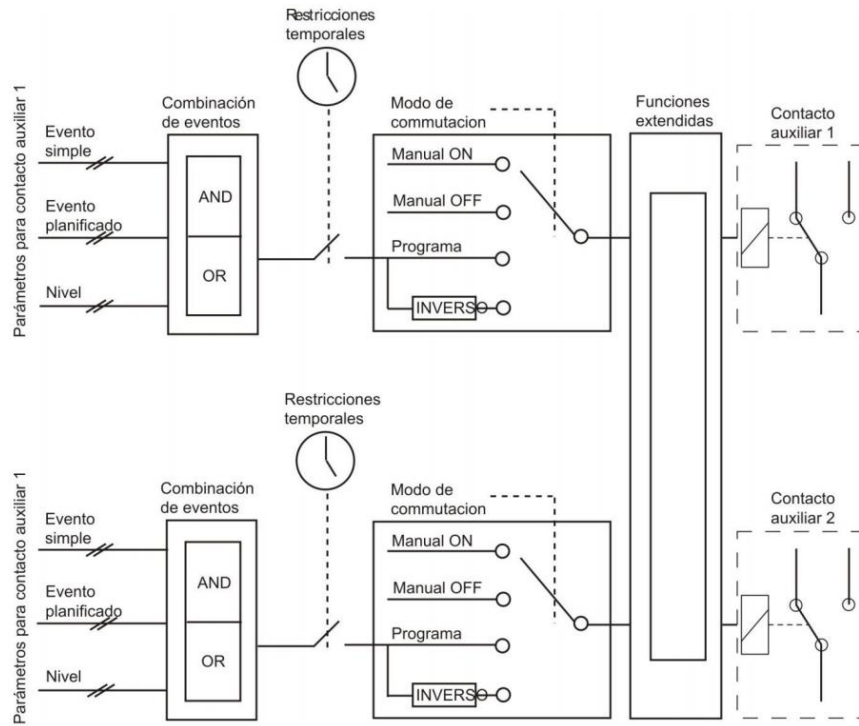


Fig. A. 4 Diagrama de operación de Contactos Auxiliares en inversor-cargador. Fuente: Fabricante

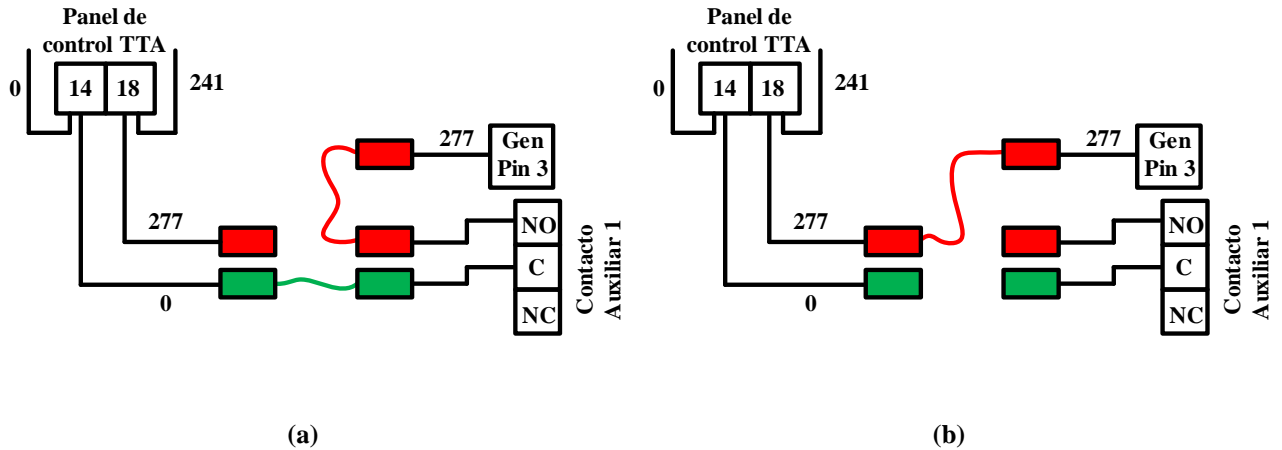


Fig. A. 5 Diagrama de conexión interno en TTA según modo de partida de generador. Fuente: Elaboración propia

(a) generador controlado por inversor-cargador; (b) generador controlado automáticamente por TTA

A.2. Tableros off grid

En esta sección se presentan los diagramas unilineales del tablero inversores off grid en función de la aplicación realizada, ya sea entrada monofásica-salida trifásica o entrada monofásica-salida monofásica.

A.2.1 Entrada monofásica y salida trifásica

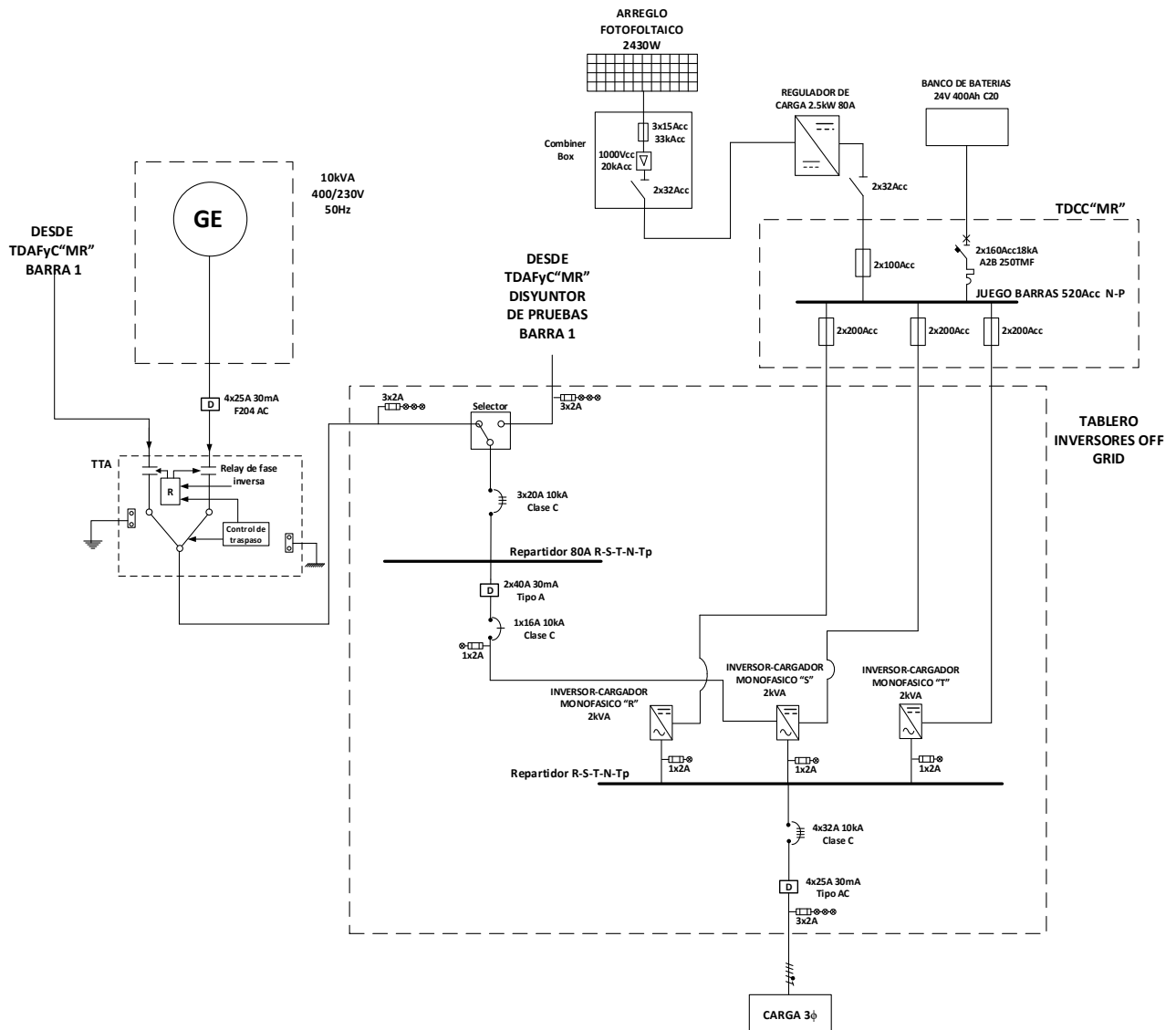


Fig. A. 6 Diagrama unilineal tablero inversores off grid considerando In 1φ-Out 3φ. Fuente: Elaboración propia

A.2.2 Refuerzo de 1 fase

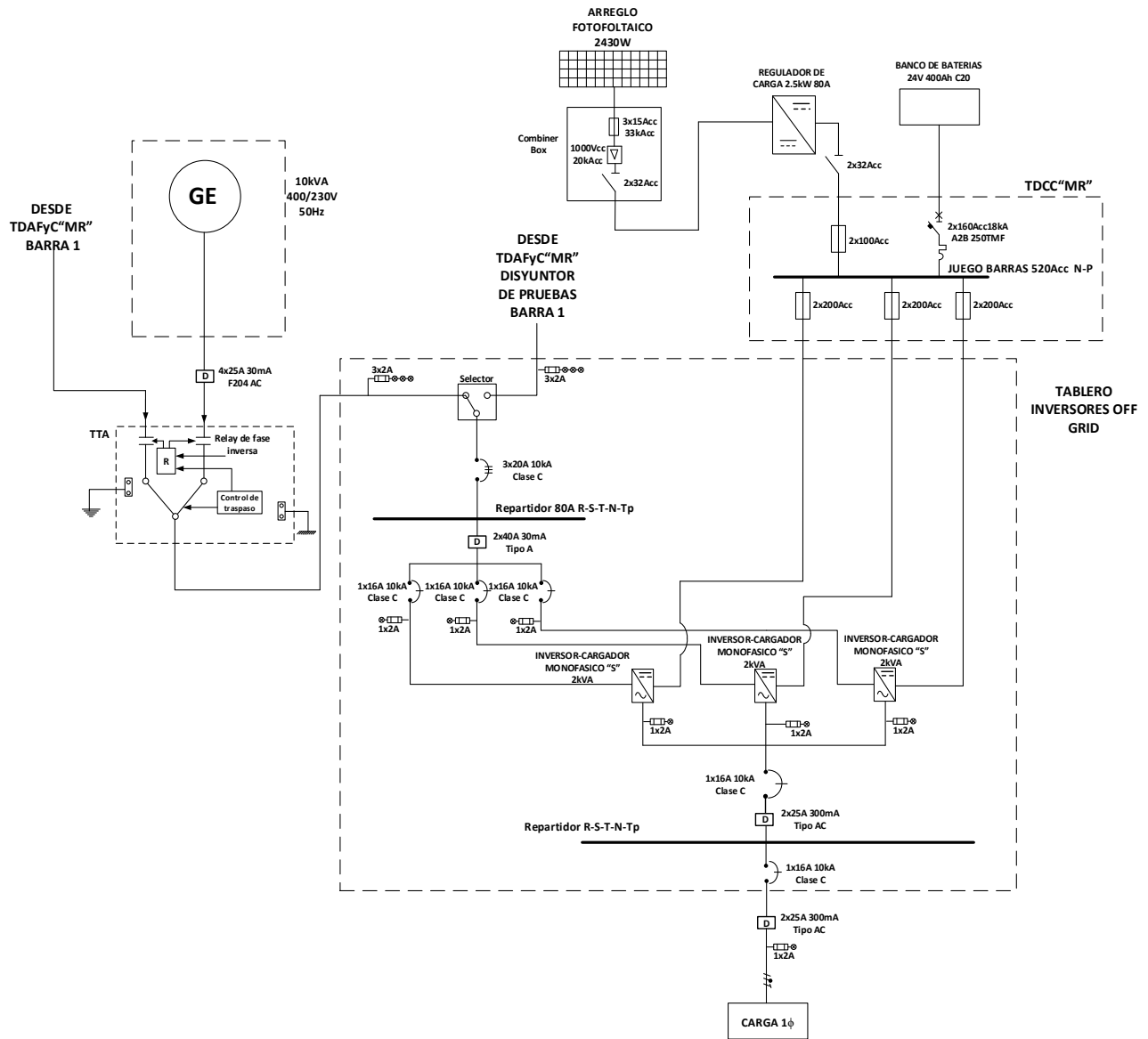


Fig. A. 7 Diagrama unilineal tablero inversores off grid considerando In 1φ-Out 1φ. Fuente: Elaboración propia

A.3. Diagrama conexionado interno tablero off grid

Los interruptores diferenciales de entrada en el Tablero inversores off grid son del tipo A, con un nivel de sensibilidad de 30[mA] de acuerdo a lo recomendado por fabricante y a lo expresado en [11], mientras que el ID a la salida de cargas se mantiene del tipo AC debido a que en el diseño se optimizo de mejor manera los elementos existentes.

Se recomienda en un futuro modificar los ITM unipolares, por bipolares [11] y los ID de salida tipo AC, por tipo A 30[mA], además de agregar un ITM tetrapolar aguas abajo del repartidor 80[A], y el ITM general tripolar modificarlo por uno tetrapolar de igual manera, lo anterior a modo de respetar lo establecido en [11].

Nota: Dichas modificaciones no fueron realizadas en este proyecto al estar sujeto a disponibilidad máxima de capital, por lo que se priorizo la compra de otros componentes.

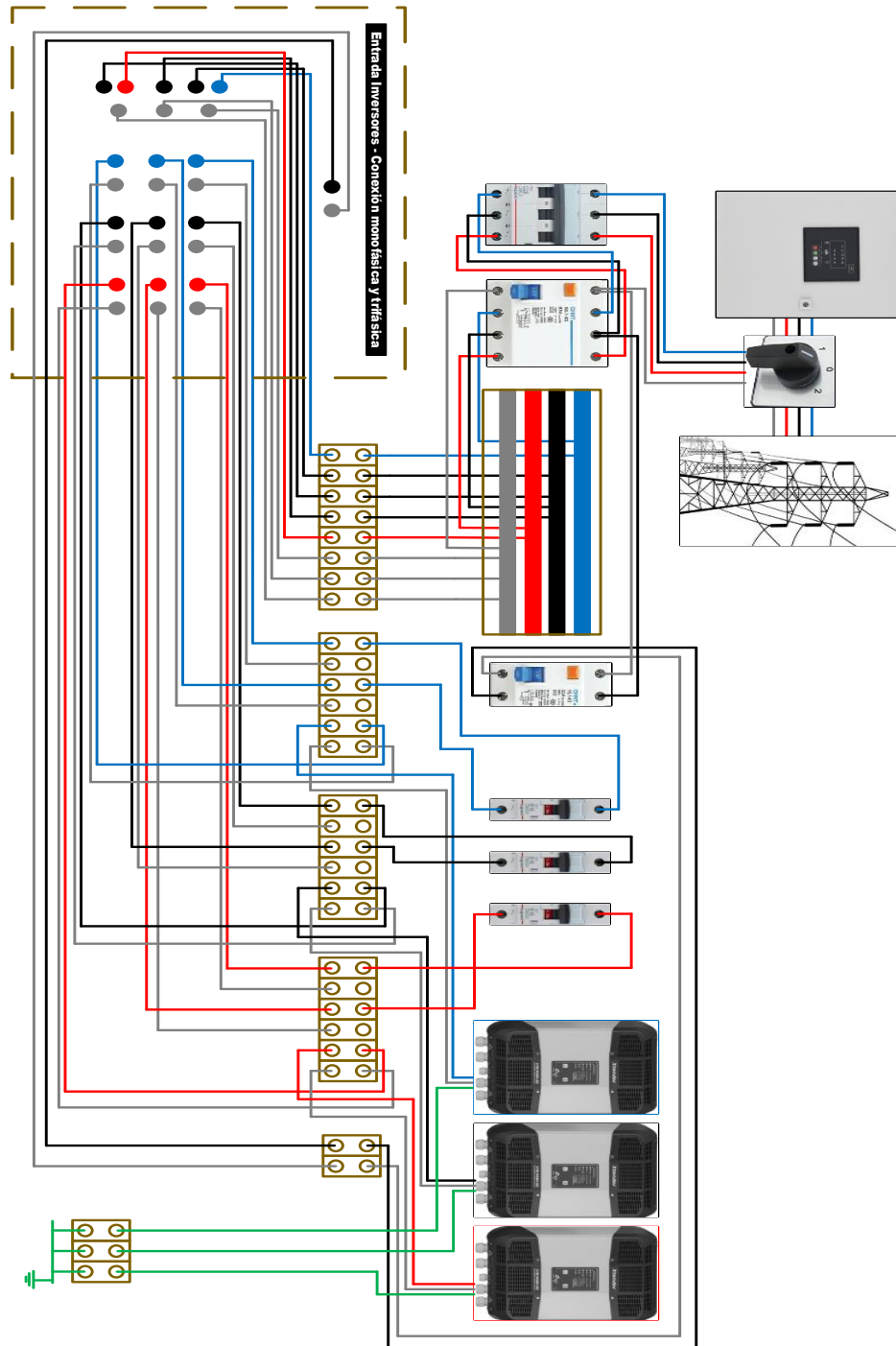


Fig. A. 8 Diagrama conexonado interno tablero inversores off grid, lado AC-IN. Fuente: Elaboración propia

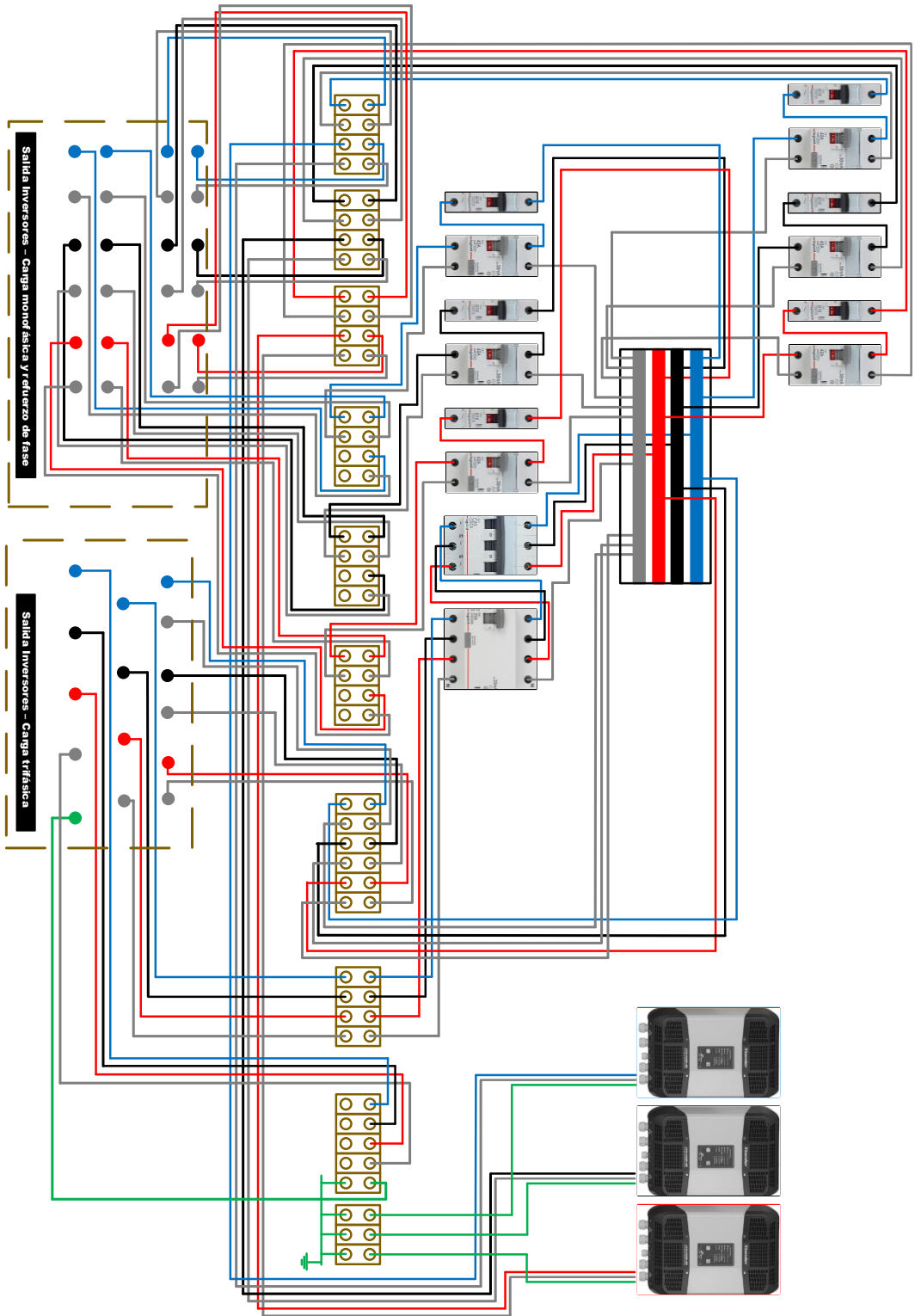


Fig. A. 9 Diagrama conexionado interno tablero inversores off grid, lado salida inversores. Fuente: Elaboración propia

Anexo B. Cálculos diseño TDCC“MR”

B.1. Tablero distribución corriente continua propuesto

En la Fig. 5.14 se presenta el modelo de conexión implementado en base a las condiciones de espacio disponibles en el Laboratorio.

Los conductores entre pletina-entrada (+) (-) del inversor-cargador se canalizaron mediante escalerillas metálicas, los conductores “positivos” de los 3 inversores van juntos, y separados por una distancia superior al doble de la sección de cada conductor respecto a los “negativos”, esto a modo de distinguir los diferentes polos, tal como se establece en [11].

Es importante mencionar que por temas de espacio, esta canalización comparte la misma escalerilla con otros conductores durante la mitad del tramo total, por lo que forma una segunda capa de conductores dispuestos, debiendo aplicar los factores de corrección correspondientes que se mencionan en el apartado B.2. La distancia total del tramo de un solo polo es de 5.5[m] en la peor condición.

Los conductores entre regulador de carga-pletinas van separados por una distancia total mayor al doble del diámetro del cable, la distancia del tramo de un polo es de 2[m].

La distancia del tramo de un polo entre banco de baterías-pletinas es de 1.8 [m] y los conductores van separados por una distancia superior al doble del diámetro de estos.

El punto de conexión es mediante pletinas de cobre estañadas, se tiene 1 para el polo positivo y 1 para el polo negativo, estas se encuentran montadas en soportes aislantes tipo escaleras.

En base a las especificaciones técnicas de los equipos, se establecieron los valores máximos de operación que se muestran en la TABLA B. 1, la corriente máxima de descarga del banco de baterías se estableció en consideración del uso de 3 inversores cargadores, ya sea reforzando 1 fase o en modo de conexión trifásica, este valor de descarga se seleccionó en base a lo indicado en la TABLA 3.6 y se mantendrá por un tiempo máximo de 10 minutos, esto con el fin de no llevar al banco a una descarga excesiva que afecte su rendimiento.

Si bien el valor máximo de corriente continua de extracción para cada inversor seleccionado fue de 100[A], con el uso de 3 inversores se tendría una corriente total de extracción de 300[A], valor comparado con los parámetros mostrados en la TABLA 3.6 que implicaría una descarga de las baterías demasiado excesiva (considerando 150[A] ya que al tener 2 strings la corriente total se divide idealmente en partes iguales), por lo que se opta por valores de descarga inferiores a este,

seleccionando un valor de extracción cercano a capacidad C2, de 68.1[A] por rama, es decir 136.2[A] en total, llegando a un voltaje final por celda de 1.8[V] [32].

Por su parte, la corriente del inversor se establece como máxima cuando se utilice solo 1 inversor, este valor se mantendrá por un tiempo máximo de 30 minutos, esto según especificaciones de fabricante.

TABLA B. 1 Corrientes máximas de operación

Equipo	Magnitud
Inversor-cargador	100 A
Regulador de carga	80 A
Banco de baterías*	136 A

Fuente: Elaboración propia

* Valor de corriente que se obtendrá cuando los 3 inversores cargadores estén demandando una corriente equivalente inferior a su valor nominal, dicho valor de descarga será establecido para tiempos cortos de operación, esto a modo de no someter al banco de baterías a una descarga excesiva.

La temperatura ambiente se establecerá en 25 [°C], se selecciona este valor ya que al contar con un equipo de aire acondicionado siempre mantendrá este nivel de temperatura en el Laboratorio.

B.2. Selección de conductores

B.2.1 Corriente admisible

Para la elección de los conductores se considerará que la canalización de estos en el laboratorio será realizada mediante escalerillas metálicas que recorrerán todo el trayecto proyectado, por lo que habrán secciones en los que se contara con más de una capa de conductores dispuestos en escalerilla, al revisar la Normativa Chilena no se encontró algún factor de corrección que regulara este parámetro, por lo que al recurrir a la Normativa Internacional se encontró que en la Norma Francesa NF C 15-100 parte 5-52 [18] se establecen los coeficientes que se muestran en la TABLA B. 2; además, según el tipo y modo de canalización la Norma IEC 60364-5-52 [17] en su Tabla B.52.21 establece factores de reducción más específicos que los factores presentados en la NCH Elec. 4/2003 [19], por lo que para los cálculos que involucren el factor f_n se privilegiara el uso de la Norma Internacional.

TABLA B. 2 Coeficientes de corrección por número de capas en un sistema de canalización

Numero de capas	2	3	4 o 5	6 a 8	9 o más
Coefficientes	0,8	0,73	0,7	0,68	0,66

La capacidad de corriente de los conductores viene establecida para temperaturas ambientes de operación de 30°C, por lo que en casos donde esta varié del valor nominal, se aplicara un factor de corrección f_i , factor que se encuentra establecido tanto en la IEC 60364-5-52 como la NCH Elec. 4/2003, pero la Norma Chilena solo establece los valores para conductores con aislación de PVC, mientras que el conductor a utilizar será del tipo Notox con aislación XLPE de la marca Covisa, tipo de aislación que la Norma Internacional si establece dentro de su factor en la Tabla B.52.14, por lo que se hará uso de esta.

En base a las Normas mencionadas es posible establecer las siguientes ecuaciones de diseño:

$$I_{adm} > I_{max} F_s \quad (1)$$

Donde:

I_{adm} = Corriente admisible del conductor según tipo de aislación presentado en el catálogo del fabricante y que se muestra en la TABLA B. 3.

I_{max} = Corriente de diseño del circuito.

F_s = Factor de corrección de sobredimensionamiento.

Considerando además los factores de temperatura, cantidad de conductores por canalización y número de capas, que afectan la capacidad de corriente del conductor, la ecuación (1) queda como:

$$I_{adm} f_i f_n f_k > I_{max} F_s \quad (2)$$

Donde:

f_i = Factor de corrección en función de la temperatura ambiente.

f_n = Factor de corrección en función de la cantidad de conductores.

f_k = Factor de corrección en función del número de capas de conductores dispuestos en la escalerilla.

De la ecuación (2) despejando la corriente admisible que debe soportar el conductor, tendremos:





$$I_{adm} > \frac{I_{max} F_s}{f_i f_n f_k} \quad (3)$$

El factor de sobredimensionamiento se establecerá en $F_s=1.25$ con el fin de otorgar un rango de holgura a la estimación, por lo tanto la ecuación (3) se reduce a:

$$I_{adm} > \frac{1.25I_{max}}{f_t f_n f_k} \quad (4)$$

Los valores asociados a cada factor indicados en las Normas se muestran en las TABLA B. 3, TABLA B. 4 y TABLA B. 5.

TABLA B. 3 Capacidad de corriente del conductor en función del método de instalación

DISPOSICION DE LOS CONDUCTORES TENDIDO AEREO A 30°C				
SECCION MM²				
1.5	32	24	25	32
2.5	43	32	34	42
4	57	42	44	56
6	72	53	57	71
10	99	73	77	96
16	131	96	102	128
25	177	130	139	173
35	218	160	170	212
50	266	195	208	258
70	338	247	265	328
95	416	305	326	404
120	487	355	281	471

Fuente: Fabricante

TABLA B. 4 Factor de corrección en función de la temperatura ambiente

Table B.52.14 – Correction factor for ambient air temperatures other than 30 °C to be applied to the current-carrying capacities for cables in the air

Ambient temperature ^a °C	Insulation			
	PVC	XLPE and EPR	Mineral ^a	
			PVC covered or bare and exposed to touch 70 °C	Bare not exposed to touch 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

^a For higher ambient temperatures, consult the manufacturer.

Fuente: IEC 60364-5-52

TABLA B. 5 Factor de reducción en función del número de conductores por canalización

Table B.52.21 – Reduction factors for groups of one or more circuits of single-core cables to be applied to reference current-carrying capacity for one circuit of single-core cables in free air – Method of installation F in Tables B.52.8 to B.52.13

Method of installation in Table A.52.3			Number of trays or ladders	Number of three-phase circuits per tray or ladder			Use as a multiplier to current-carrying capacity for
				1	2	3	
Perforated cable tray systems (note 3)	31		1	0,98	0,91	0,87	Three cables in horizontal formation
			2	0,96	0,87	0,81	
			3	0,95	0,85	0,78	
Vertical perforated cable tray systems (note 4)	31		1	0,96	0,86	–	Three cables in vertical formation
			2	0,95	0,84	–	
Cable ladder systems, cleats, etc. (note 3)	32 33 34		1	1,00	0,97	0,96	Three cables in horizontal formation
			2	0,98	0,93	0,89	
			3	0,97	0,90	0,86	
Perforated cable tray systems (note 3)	31		1	1,00	0,98	0,96	Three cables in trefoil formation
			2	0,97	0,93	0,89	
			3	0,96	0,92	0,86	
Vertical perforated cable tray systems (note 4)	31		1	1,00	0,91	0,89	
			2	1,00	0,90	0,86	
Cable ladder systems, cleats, etc. (note 3)	32 33 34		1	1,00	1,00	1,00	
			2	0,97	0,95	0,93	
			3	0,96	0,94	0,90	

Fuente: IEC 60364-5-52

B.2.2 Caída de potencial

Para estimar la caída de potencial de cada conductor se hará uso de la ecuación (5) la cual, relaciona los términos de longitud del tramo en que se usará este conductor, sección del conductor, corriente nominal que circulará en el tramo y resistividad del material de fabricación del conductor.

Donde, para corriente continua tendremos:

$$\Delta V = \frac{\rho 2LI_{max}}{V_{dc}S} 100[\%] \quad (5)$$

Donde:

ρ = Resistividad del conductor (cobre=0.018[$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$]).

L = Longitud del tramo.

V_{dc} = Tensión de operación del tramo.

S = Sección del conductor [mm^2]

B.2.3 Selección conductores inversores-cargadores

Al igual que como ocurre con la elección de las protecciones, el fabricante de estos equipos establece en su manual de usuario las secciones que debe contemplar el conductor para cada modelo de equipo, en este caso al contar con el modelo Xtender XTM 2400-24 la sección que se indica es de 50 [mm^2], de igual manera se comprobaba que esta sección es capaz o no de soportar la corriente máxima circulante, en base a los criterios anteriormente mencionados.

A partir de la ecuación (4) y teniendo en consideración:

- Temperatura ambiente de 25°C,
- Par de conductores (+)(-) de 1 inversor separados una distancia mayor a 2 veces su diámetro nominal, de lo demás inversores,
- 2 capas de conductores,
- Corriente máxima de 100 [A].

Al establecer la distancia de separación mayor a 2 veces el diámetro del cable entre conductores (+) y (-), el uso de 1 escalerilla, y considerando 3 circuitos distintos para cada inversor, según la Tabla B.52.21 de la IEC 60364-5-52 no es necesario aplicar un factor de corrección para el número de conductores, por lo tanto, $f_n=1$, con esto tendremos:

$$I_{adm} > \frac{1.25 * 100[\text{A}]}{1.07 * 0.8} > 146.025 [\text{A}]$$

La corriente admisible debe ser mayor a 146.025 [A] y comparando este valor con lo presentado en la TABLA B. 3 tendremos:

$$I_{adm} > I_{max} \Leftrightarrow 208[A] > 146.025[A]$$

Por lo tanto, la sección del conductor es adecuado.

Respecto a la caída de potencial haciendo uso de la ecuación (5) y reemplazando los valores, tendremos:

$$\Delta V = \frac{0.018 * 2 * 5 * 100}{24 * 50} 100[\%] = 1.5[\%]$$

Obteniendo que la sección del conductor es adecuada igualmente en términos de caída de voltaje.

B.2.4 Selección conductor regulador de carga

El fabricante del regulador establece una sección para el cable conductor de 25 [mm²], teniendo en consideración:

- Temperatura ambiente de 25°C,
- Cable (+) separado una distancia mayor a 2 veces el diámetro nominal del cable (-),
- 1 capa de cables,
- Corriente máxima de 80 [A].

Y haciendo uso de la ec. (4) se tiene:

$$I_{adm} > \frac{1.25 * 80[A]}{1.07} > 93.46 [A]$$

De la TABLA B. 3 la corriente admisible del conductor con aislación XLPE de 25[mm²] de sección es de 177[A], por lo tanto esta sección de conductor es adecuada.

La caída de potencial queda establecida como:

$$\Delta V = \frac{0.018 * 2 * 2 * 80}{24 * 25} 100[\%] = 0.96[\%]$$

Obteniendo un 0.96%, valor que cumple con la restricción impuesta anteriormente, comprobando de esta manera que la sección es adecuada.

B.2.5 Selección conductor banco de baterías

Para la elección de la sección de estos cables se tienen las siguientes consideraciones iniciales:

- Temperatura ambiente de 25°C,
- Cable (+) separado una distancia mayor a 2 veces el diámetro nominal del cable (-),
- 1 capa de cables,
- Corriente máxima de 136 [A].

$$I_{adm} > \frac{1.25 * 136[A]}{1.07} > 158.88[A]$$

Por lo tanto, el conductor debe ser capaz de soportar una corriente mayor a 158.88[A], yendo a la TABLA B. 3 encontramos que según el método de canalización que usaremos la sección de 50[mm²] admite 266[A]; se seleccionara esta por sobre la de 35[mm²] que otorga una capacidad de 218[A], lo anterior a modo de otorgarle un rango mayor de holgura.

Reemplazando ahora los valores encontrados en la ecuación de la caída de potencial, tendremos:

$$\Delta V = \frac{0.018 * 2 * 1.8 * 136}{24 * 50} 100[\%] = 0.734[\%]$$

Valor de 0.734% que cumple con los criterios establecidos, comprobando que la sección de 50[mm²] es adecuada para el uso en las condiciones impuestas.

B.3. Cálculo de protecciones

Para el cálculo y diseño de las protecciones se considerará la Norma IEC 60364-4-43 sobre instalaciones eléctricas. Se establece que cada protección debe de cumplir los siguientes requisitos:

- Para sobrecarga:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (6)$$

Donde:

I_b = Corriente de diseño del circuito

I_n =Corriente nominal del dispositivo de protección

I_z =Corriente admisible del conductor

- Para cortocircuito:

$$I_{cc}^2 t = KS^2 \quad (7)$$

Donde:

I_{cc} = Corriente de cortocircuito del elemento protegido

t = Tiempo de la protección

K = Constante para el tipo de conductor utilizado igual a 20473 (para conductor con aislación XLPE)

S = Sección del conductor utilizado

B.3.1 Protecciones inversor-cargador y regulador de carga

El fabricante de estos equipos en su manual de usuario establece que para el modelo del inversor-cargador Xtender XTM 2400-24 se debe utilizar una protección con un valor nominal de 200[A], mientras que para el regulador de carga Variotrack VT-80 recomienda una protección con corriente nominal de 100 [A].

Para el diseño del TDCC“MR” respetando las recomendaciones del fabricante, se protegerá el polo positivo y negativo de cada equipo mediante un fusible de la capacidad mencionada por estos, lo anterior en base a respetar las condiciones de garantía frente cualquier tipo de falla.

A partir del conductor seleccionado en la sección anterior y haciendo uso de la ecuación (6), se tiene para el inversor-cargador que:

$$125 \leq 200 \leq 208$$

Cumpliendo de esta manera con la restricción, la protección usada será un fusible del tipo Mega de una capacidad de 200[A], marca Littelfuse.

Mientras que para el regulador de carga se tendrá:

$$100 \leq 100 \leq 177$$

Cumpliendo de igual manera con la restricción de sobrecargas, la protección usada será un fusible del tipo Mega de una capacidad de 100[A], marca Littelfuse.

B.3.2 Protecciones para banco de baterías

Para el banco de baterías se seleccionará una protección que permita desconectar estas bajo carga, y a que además cumplan con los criterios de sobrecarga y cortocircuito, para esto, se utilizará una protección termomagnética, la cual, debe tener como corriente nominal una capacidad cercana a la máxima corriente que se podrá obtener del banco, valor de 136[A] que se indicó anteriormente.

Para la corriente de cortocircuito se tiene un valor de 4187 [A] indicado a partir del datasheet [33], este valor es considerado para 1 string de baterías, por lo que al tener 2 ramas en paralelo, este valor se amplía al doble, obteniendo:

$$I_{sc} = 4187[A] * 2 = 8.374[kA]$$

A partir de la ecuación (7) tenemos que el tiempo de actuación de la protección frente al cortocircuito debe ser de:

$$(8.374[kA])^2 t = 20473(50)^2$$

$$t = \frac{20473(50)^2}{(8.374[kA])^2} = 0.73[s]$$

Con las características que debe cumplir la protección ya establecidas, dentro del folleto de ABB se elige el modelo Formula A2B 250 TMF 160[A] de 3 polos, este modelo tiene la opción de operar en corriente continua y posee una corriente nominal de 160[A] por polo.

A partir de la Fig. B. 1 se puede apreciar como para una corriente de cortocircuito de $8374[A]/136[A]$ interviene la protección magnética instantánea con un tiempo inferior a los $20[ms]$, valor menor a los $730[ms]$, por lo que se cumple con la restricción de cortocircuito, mientras que la de sobrecarga queda como:

$$136 \leq 160 \leq 266$$

Cumpliendo de igual manera, demostrando que este modelo de protección cumple con nuestros requerimientos.

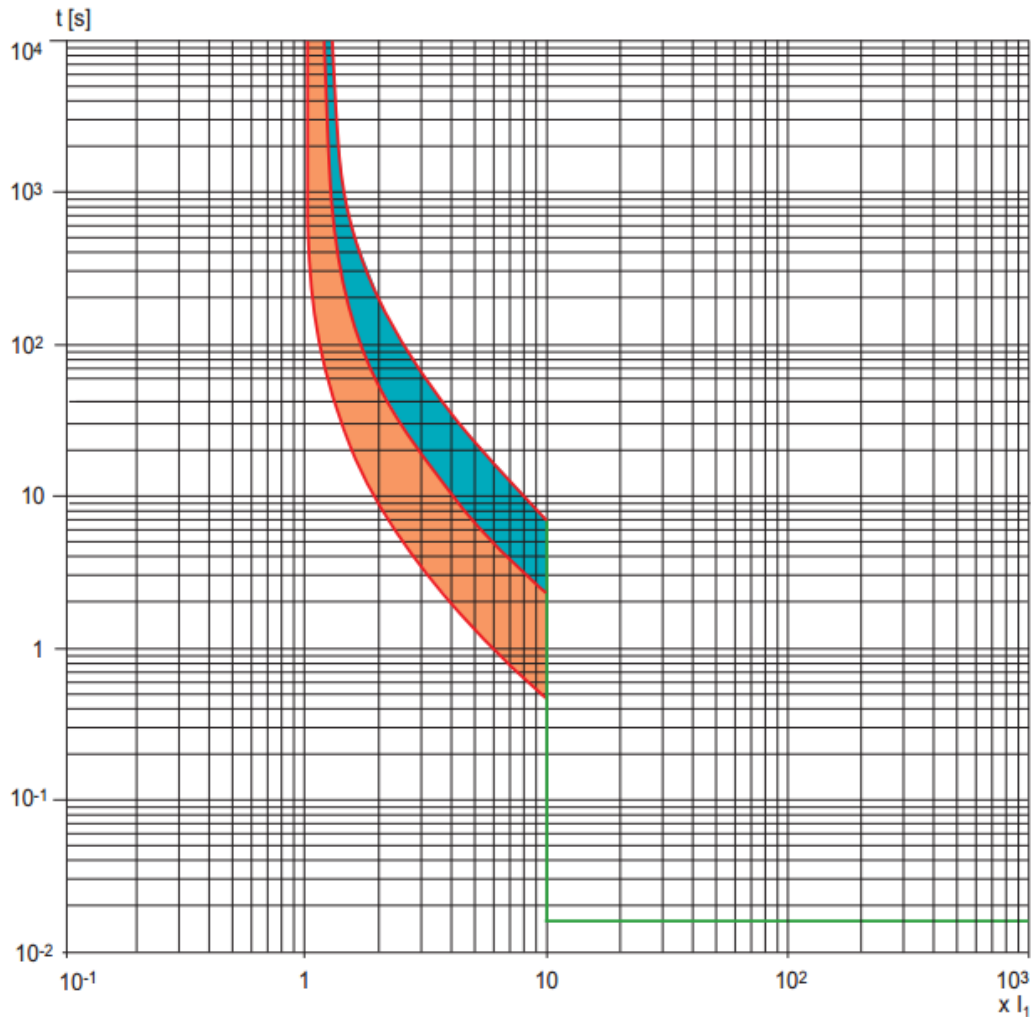


Fig. B. 1 Curva de actuación A2B 250 TMF. Fuente: Fabricante

Anexo C. Conexiones para pruebas experimentales

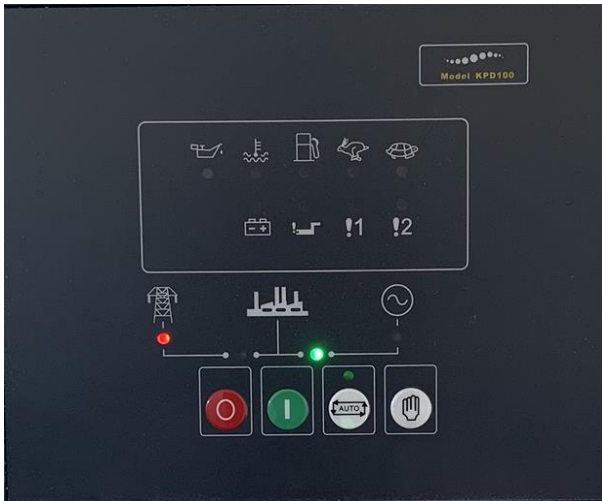
Los parámetros configurados como las principales conexiones fueron realizados en base a lo presentado en la guía de control del RCC-03 [34] y el manual de usuario de Studer [35].

C.1. Diagramas de conexión

Se presentan a continuación los diagramas de conexión implementados para la realización de los distintos tipos de pruebas, así como una vista general del módulo de pruebas implementado. Se indica además el procedimiento de activación de las protecciones tanto del TDCC“MR” como del Tablero Inversores off grid.

El procedimiento general a seguir para todos los tipos de aplicaciones y que se debe implementar luego de seguir los pasos indicados en los distintos tipos de conexiones, indicado en las secciones posteriores, debe ser el siguiente:

1. Elegir método activación de generador diésel e implementar diagrama de conexión mostrado en la Fig. A. 5; en caso de seleccionar activación de generador según requerimientos de inversor-cargador, establecer “modo automático” en panel de control del grupo electrógeno y “modo manual” en TTA, junto a lo anterior, la entrada de red se recomienda no conectar, para esto el interruptor termomagnético “Hacia TTA” del TDAFyC“MR” se debe establecer en posición de desconexión, en la Fig. C. 1 se muestra lo dicho anteriormente; en caso de seleccionar activación automática del generador, fijar “modo automático” tanto en panel de control del generador como del TTA y activar interruptor termomagnético “Hacia TTA” en TDAFyC“MR”, un ejemplo de esto es lo presentando en la Fig. C. 2.
2. Ubicar puentes de selección de inversores-cargadores según tipo de aplicación; para aplicación con salida monofásica ubicar los puentes de cada inversor en posición L1; para aplicación con salida de carga trifásica, los puentes de inversores 1,2 y 3 (R,S,T) deben ir en L1,L2 y L3, respectivamente. Un puente de selección situado en L1, se muestra en la Fig. C. 3.
3. Activar interruptor termomagnético del banco de baterías, y esperar que enciendan inversores-cargadores y regulador de carga.
4. Activar entrada de potencia fotovoltaica a regulador por medio del seccionador bajo carga.
5. En caso de requerir alimentación a entrada AC-IN de inversores-cargadores fijar selector en posición “1”, en caso contrario fijar en “0”.



(a)



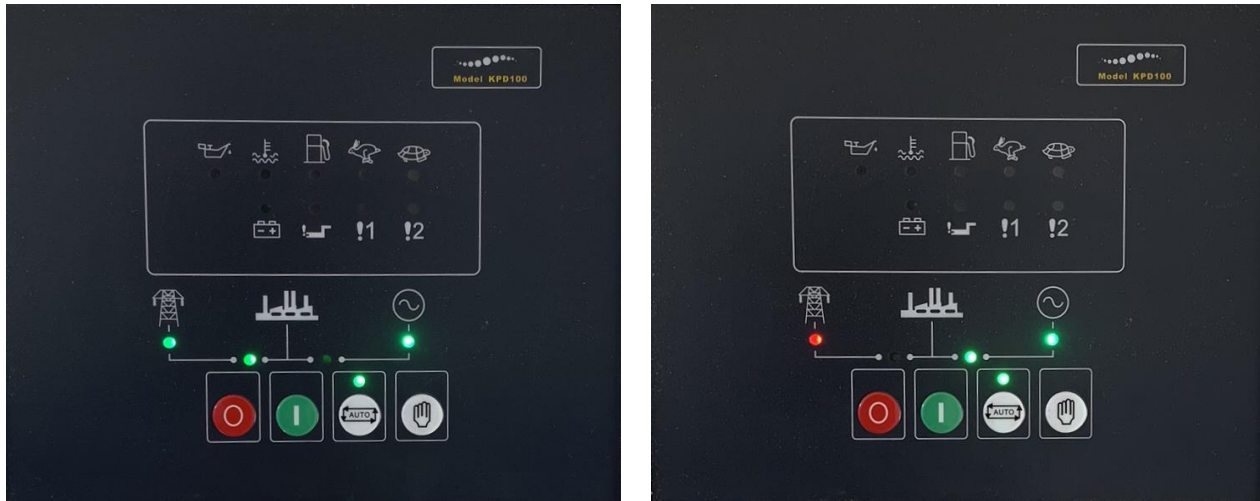
(b)



(c)

Fig. C. 1 Puesta en marcha de generador según requerimientos de inversor-cargador. Fuente: Elaboración propia

(a) generador disponible, pero sin entrega de potencia ; (b) generador disponible, entregando potencia a inversor-cargador; (c) modo automático seleccionado en panel de control de generador



(a)

(b)



(c)

Fig. C. 2 Puesta en marcha automática de generador por medio de control en TTA. Fuente: Elaboración propia

(a) red y generador disponibles, con entrega de potencia por parte de la red; (b) red no disponible y generador disponible, entrega de potencia por parte del generador diésel; (c) modo automático seleccionado en panel de control de generador



Fig. C. 3 Puente de selección de fase en inversor-cargador. Fuente: Elaboración propia

C.1.1 Vista general módulo de pruebas

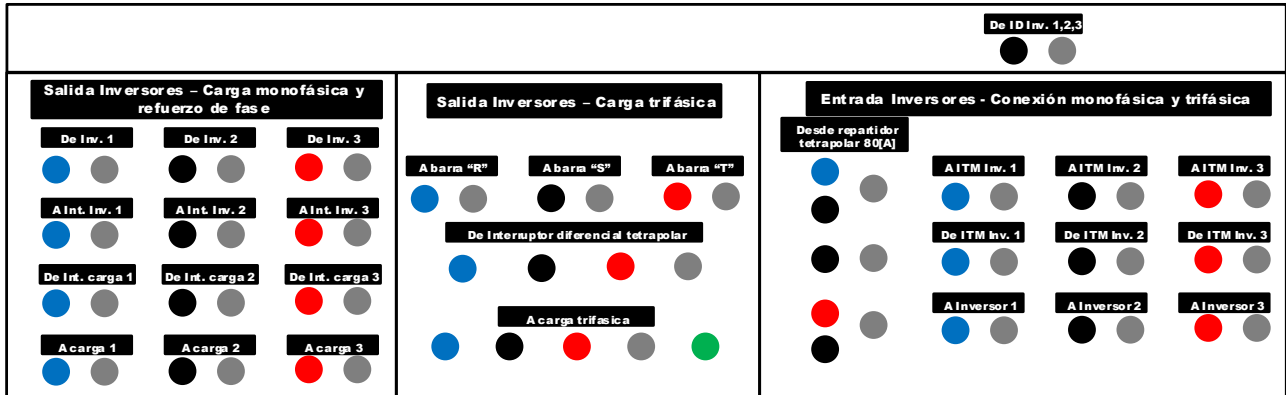


Fig. C. 4 Módulo de pruebas sin conexionado. Fuente: Elaboración propia

C.1.2 Conexionado entrada monofásica-salida monofásica

Para todas las pruebas o aplicaciones en las que se requiera de una entrada y salida monofásica, como por ejemplo el “refuerzo de fase” se implementará la conexión mostrada en la Fig. C. 5. Luego, se sigue el procedimiento indicado en C.1 y el interruptor general termomagnético del tablero inversores off grid se activa, siguiéndole el interruptor diferencial bipolar, y por último los interruptores termomagnéticos asociado a cada inversor-cargador.

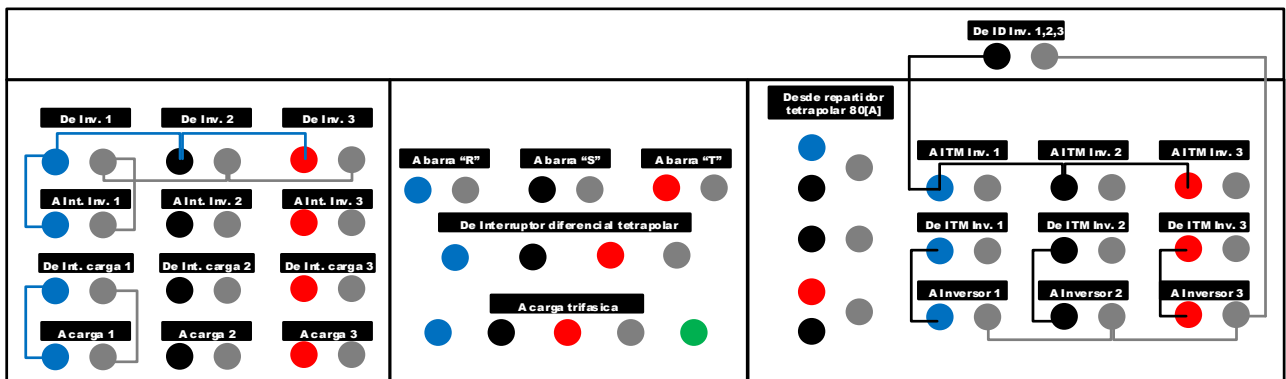


Fig. C. 5 Módulo de pruebas para aplicaciones entrada y salida monofásica. Fuente: Elaboración propia

C.1.3 Conexionado entrada trifásica-salida trifásica

Para este tipo de aplicación se sigue el procedimiento de conexión mostrado en la Fig. C. 6. Luego, se sigue el procedimiento indicado en C.1 y el interruptor general termomagnético del tablero inversores off grid se activa, siguiéndole el interruptor diferencial tetrapolar aguas abajo.

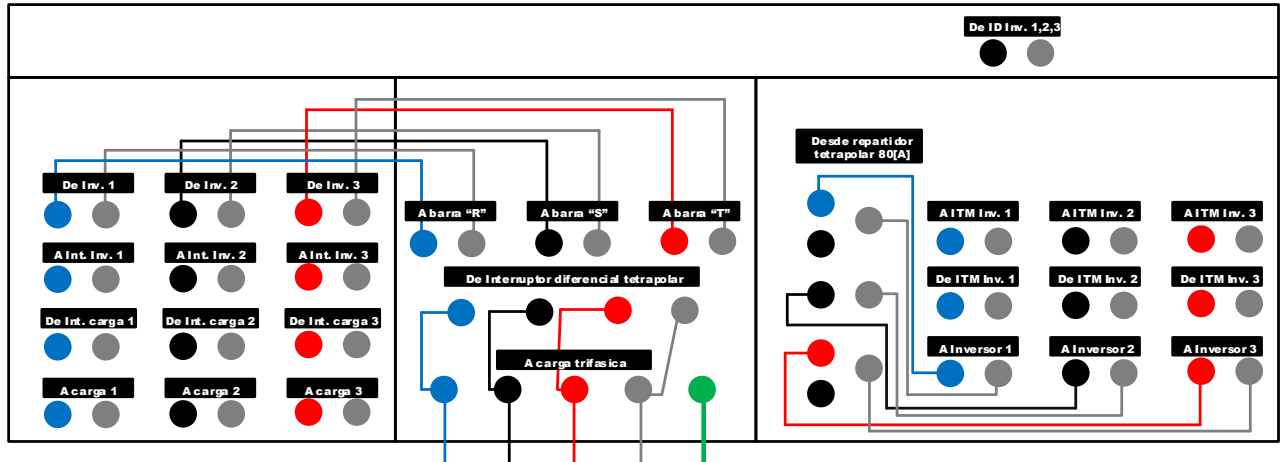


Fig. C. 6 Módulo de pruebas “entrada 3 ϕ salida 3 ϕ . Fuente: Elaboración propia

C.1.4 Conexionado entrada monofásica-salida trifásica

Para esta aplicación se debe implementar la conexión mostrada en la Fig. C. 7. Luego, se sigue el procedimiento indicado en C.1 y el interruptor general termomagnético del tablero inversores off grid se activa, siguiéndole el interruptor diferencial bipolar, y por último el interruptor termomagnético asociado al inversor-cargador fase “R”.

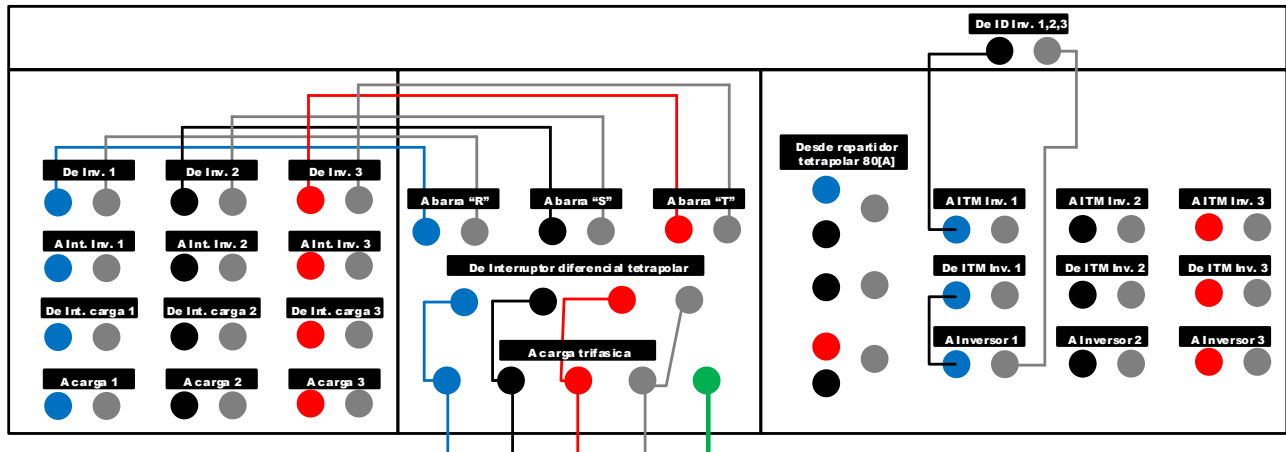
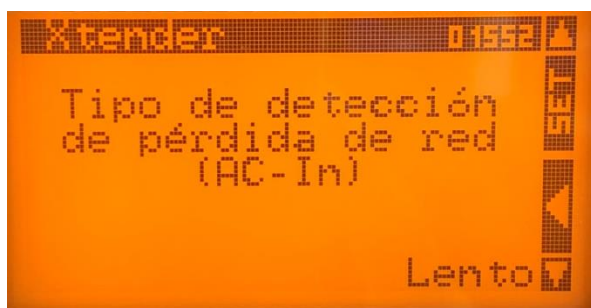


Fig. C. 7 Módulo de pruebas “entrada 1 ϕ salida 3 ϕ . Fuente: Elaboración propia

Anexo D. Parámetros de operación del sistema

En este anexo se indican los parámetros de operación establecidos para los distintos tipos de pruebas realizados, dichos parámetros fueron seteados por medio del módulo de programación RCC-03, además se presentan fotografías generales de las conexiones implementadas.

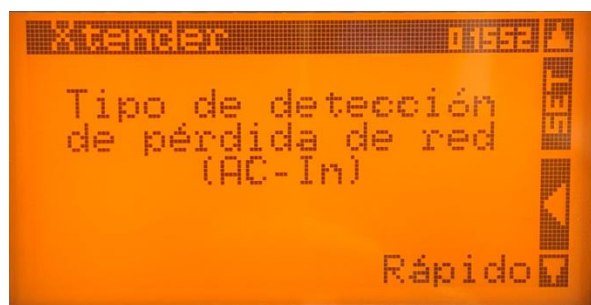
D.1. Modo detección de pérdida de red



(a)



(b)



(c)

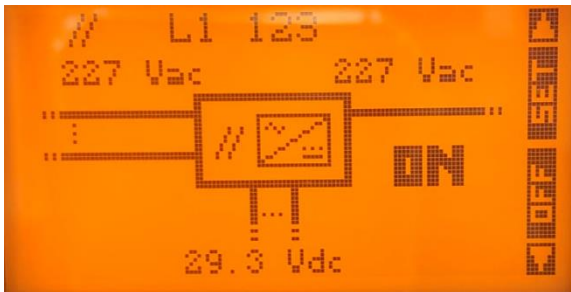
Fig. D. 1 Parámetros establecidos en “Modo detección pérdida de red”. Fuente: Elaboración propia

(a) modo lento; (b) modo tolerante; (c) modo rápido

D.2. Sistema “Smart Boost”



Fig. D. 2 Sistema implementado para aplicación “Smart Boost”. Fuente: Elaboración propia



(a)



(b)



(c)



(d)

Fig. D. 3 Visualización del estado de operación sistema “Smart Boost” en RCC-03

- (a) sinóptico sistema con inversores en paralelo; (b) relé de transferencia activado en L1; (c) límite de corriente de entrada alcanzado; (d) función de apoyo a la fuente o “Smart Boost” activada

D.3. Refuerzo de fase, aislados de la red



Fig. D. 4 Sistema implementado para aplicación “Refuerzo de fase”. Fuente: Elaboración propia



(a)



(b)



(c)



(d)

Fig. D. 5 Visualización del estado de operación sistema “Refuerzo de fase” en RCC-03. Fuente:

Elaboración propia

(a) sinóptico sistema con inversores en paralelo, aislado de la red eléctrica; (b) estado de operación inversor 1; (c) estado de operación inversor 2; (d) estado de operación inversor 3



(a)



(b)

Fig. D. 6 Vista general del estado de operación de inversores en modo “Refuerzo de fase”. Fuente:
Elaboración propia

(a) estado previo activación “refuerzo de fase”; (b) estado posterior a la activación de “refuerzo de fase”

D.4. Puesta en marcha automática del generador diésel

D.4.1 Activación por sobrepaso de potencia

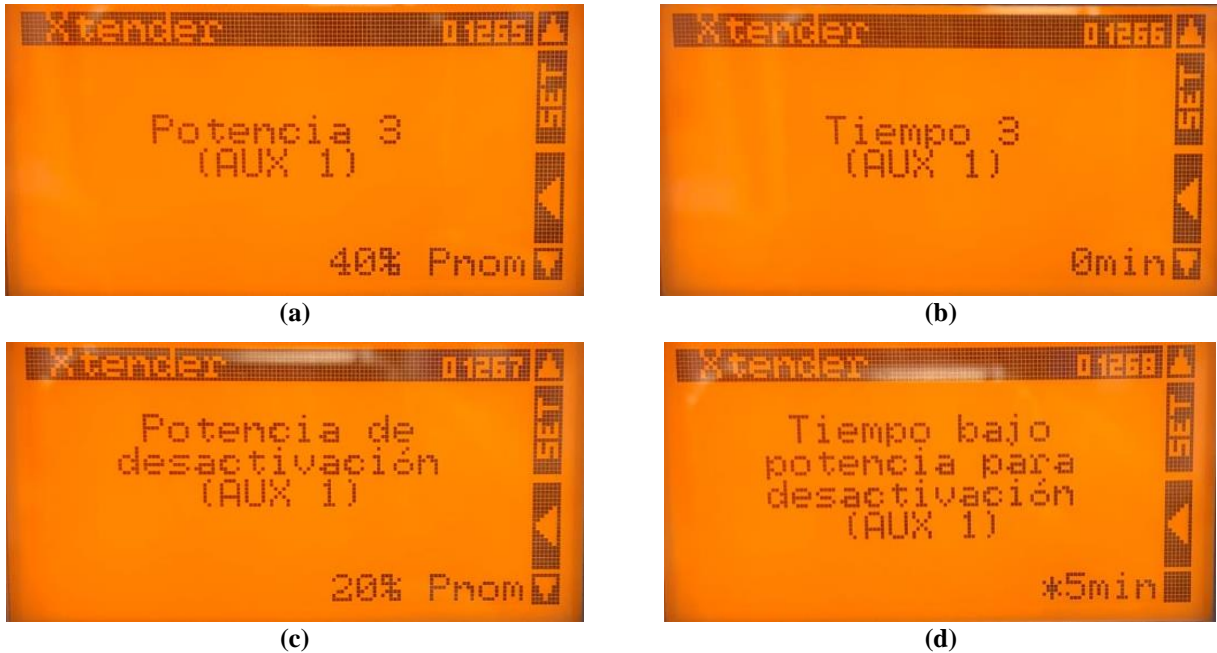


Fig. D. 7 Parámetros establecidos en activación por “Sobrepaso de potencia”. Fuente: Elaboración propia

(a) nivel de potencia por sobre el cual se activa el contacto auxiliar 1; (b) tiempo de sobrepotencia antes de activar el contacto auxiliar; (c) nivel de potencia para desactivación del contacto auxiliar; (d) tiempo bajo el nivel de potencia (c) antes de desactivar el contacto auxiliar

D.4.2 Activación en función del SoC banco de baterías

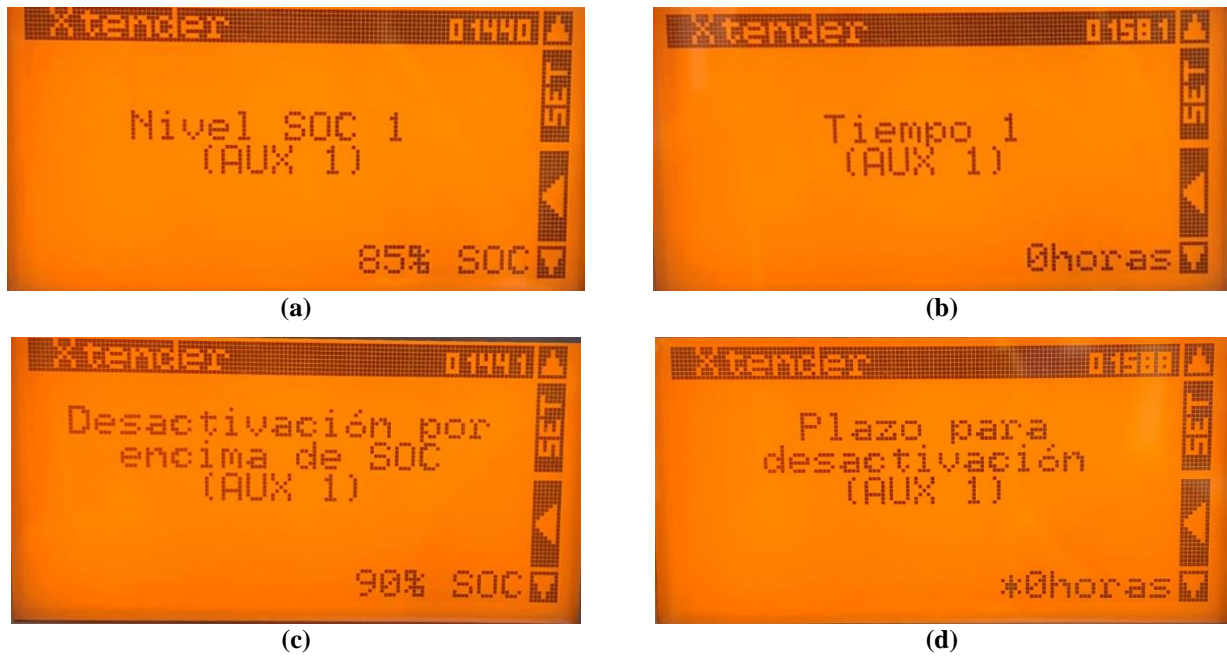


Fig. D. 8 Parámetros establecidos en activación por “SoC banco de baterías”. Fuente: Elaboración propia

(a) nivel de SoC bajo el cual se activa el contacto auxiliar 1; (b) tiempo antes de activar el contacto auxiliar bajo la condición de SoC anterior; (c) nivel de SoC para desactivación del contacto auxiliar; (d) tiempo sobre el nivel de SoC anterior antes de desactivar el contacto auxiliar

D.4.3 Activación en función del voltaje de operación del banco de baterías

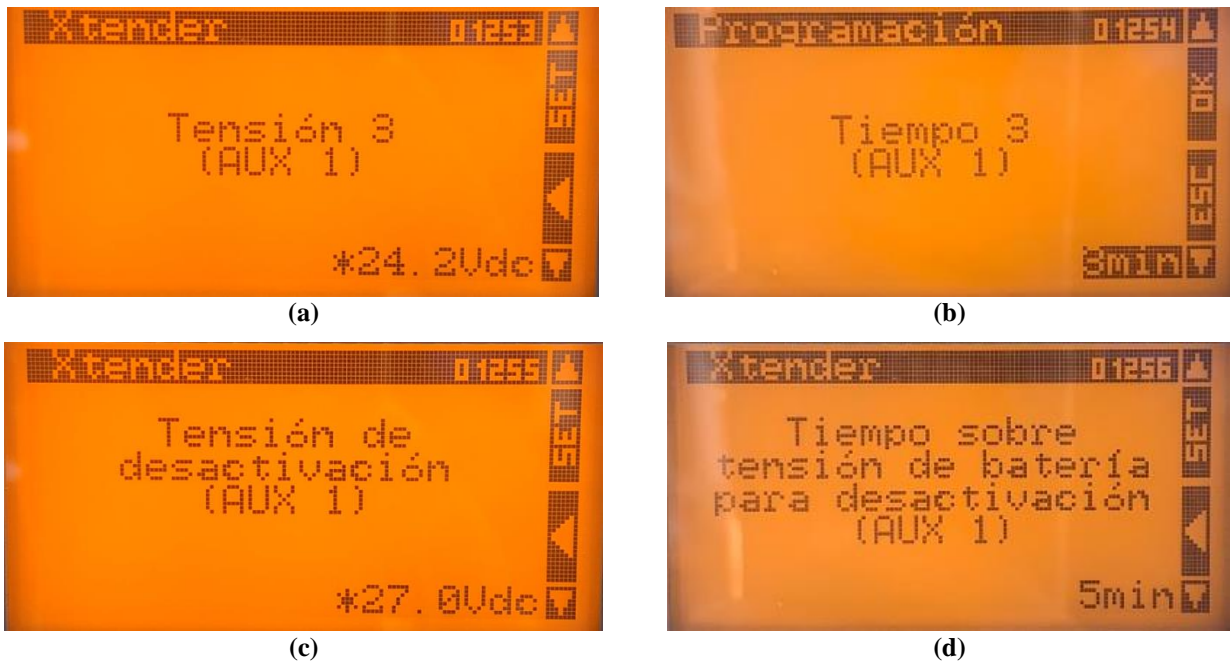


Fig. D. 9 Parámetros establecidos en activación por “Voltaje de operación del banco baterías”.

Fuente: Elaboración propia

(a) nivel de tensión bajo el cual se activa el contacto auxiliar 1; (b) tiempo antes de activar el contacto auxiliar bajo la condición de tensión anterior; (c) nivel de tensión para desactivación del contacto auxiliar; (d) tiempo sobre el nivel de tensión anterior antes de desactivar el contacto auxiliar

D.5. Entrada monofásica salida trifásica



Fig. D. 10 Sistema implementado para aplicación “Entrada 1ϕ -salida 3ϕ ”. Fuente: Elaboración propia

(a) sistema operativo con carga 3ϕ desconectada; (b) sistema operativo con carga 3ϕ conectada

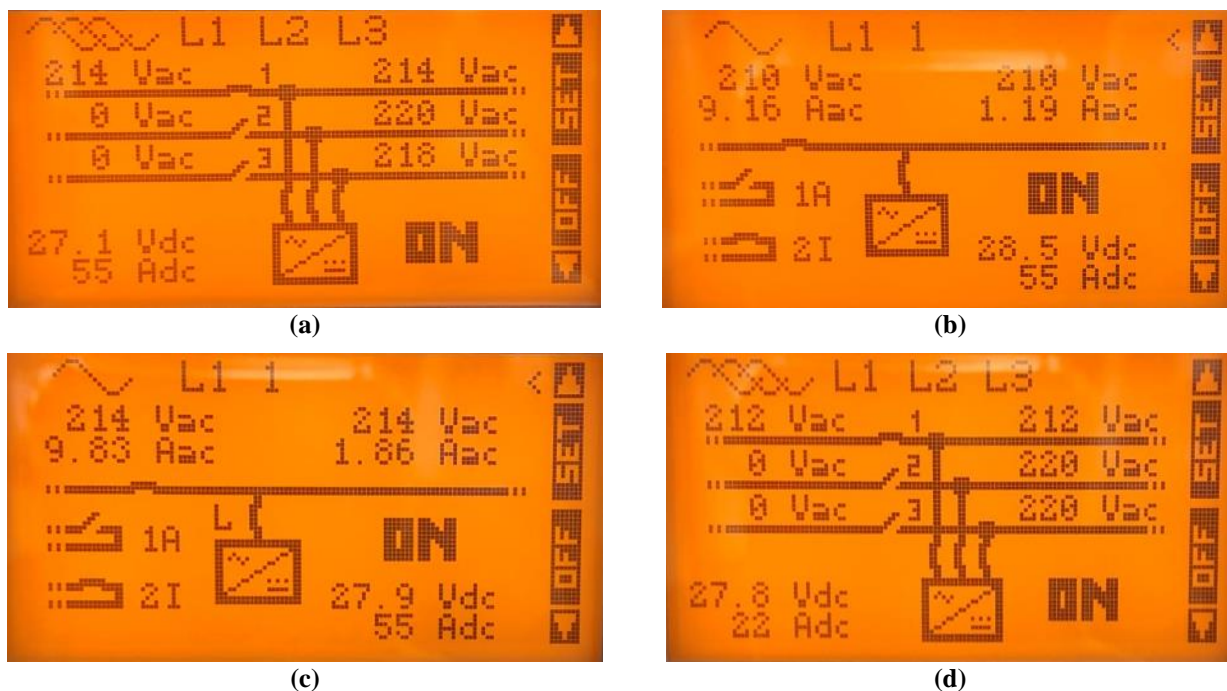


Fig. D. 11 Visualización del sistema en aplicación “Entrada monofásica-salida trifásica”. Fuente: Elaboración propia

(a) sinóptico sistema inicial con carga desconectada; (b) estado de operación inversor 1; (c) límite en corriente de entrada AC-IN alcanzado; (d) sinóptico sistema con carga 3 ϕ conectada 3

D.6. Flujo de potencia solo con energía solar



Fig. D. 12 Sistema implementado con base en la energía solar. Fuente: Elaboración propia

(a) sistema implementado: salida 3 ϕ a partir de energía solar y apoyo del banco de baterías ; (b) sinóptico del sistema fotovoltaico en momento de máxima generación

D.7. Sin prioridad de energías renovables

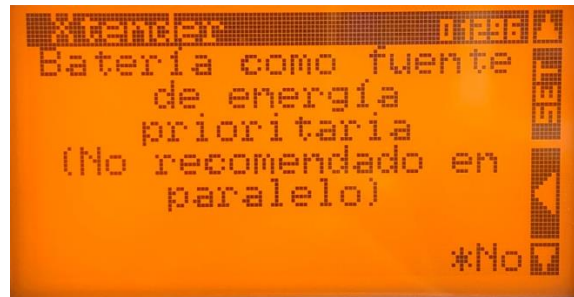
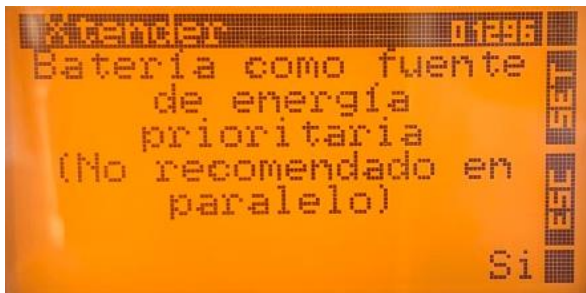


Fig. D. 13 Parámetro establecido en operación “Sin prioridad de energías renovables”. Fuente: Elaboración propia

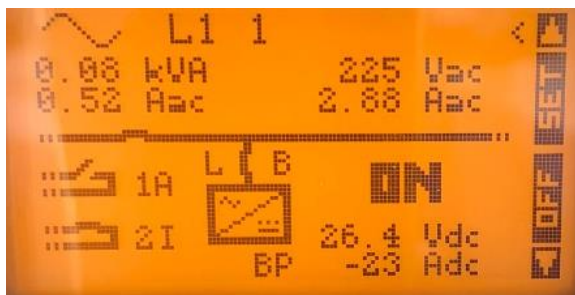
D.8. Batería como fuente de energía prioritaria



(a)



(b)



(c)

Fig. D. 14 Parámetros establecidos en aplicación “Batería como fuente prioritaria”. Fuente: Elaboración propia

(a) batería como fuente de energía prioritaria; (b) tensión de prioridad batería; (c) sinóptico inversor 1 (fase “R”)

D.9. Ciclos de carga banco de baterías

Para la realización de esta prueba se debe seguir lo indicado en D.8, previo a haber realizado una descarga del banco de baterías, tal que ronde en un SoC cercano al 75%, con la finalidad de lograr apreciar de mejor manera las distintas etapas de carga.

Anexo E. Sistema de monitoreo Online implementado

Para la implementación del sistema de toma de datos RCC-03 y del monitoreo online Xcom-LAN se siguió el procedimiento establecido en sus manuales de aplicación. Realizando el conexionado de control de cada equipo mediante una conexión en cadena.

A partir de lo anterior, del set Xcom-LAN implementado mostrado en la Fig. E.1 es posible realizar un monitoreo y control de los parámetros del sistema, si bien el monitoreo no permite una visualización en tiempo real, puesto que los datos son subidos al sistema al final de cada día (pasado las 00:00 del día en curso), es de gran ayuda en casos donde el usuario del sistema no se encuentre cerca del RCC-03 y quiera tener una noción del comportamiento de su instalación en tiempos anteriores. Lo que sí es interesante mencionar son: la capacidad ofrecida por el portal de Suder Innotec de realizar un control y modificación de los parámetros propios de configuración de cada equipo que componga el sistema; realizar el envío de alertas configurables al propio móvil o e-mail, respecto a niveles de operación, como por ejemplo un mensaje de alerta que indique cuando se baje de un cierto nivel de voltaje o SoC del banco de baterías; permitir el apagado y encendido tanto de los inversores-cargadores, como del regulador de carga.

En la Fig. E. 2 se muestra un sinóptico en tiempo real del sistema mostrado por el portal. En la Fig. E. 3 se aprecia una vista general del control a distancia entregado por el portal Studer. Por su parte, en las Fig. E. 4 y Fig. E. 5 se muestra un Datalogs de los parámetros más relevantes del sistema en un periodo de operación transcurrido entre el 28/08/2019 00:00 y 31/08/2019 23:59, cabe mencionar que en los intervalos donde no se presentan datos fue debido a que el sistema se mantuvo apagado.



Fig. E.1 Set de comunicación Xcom-LAN. Fuente: Elaboración propia

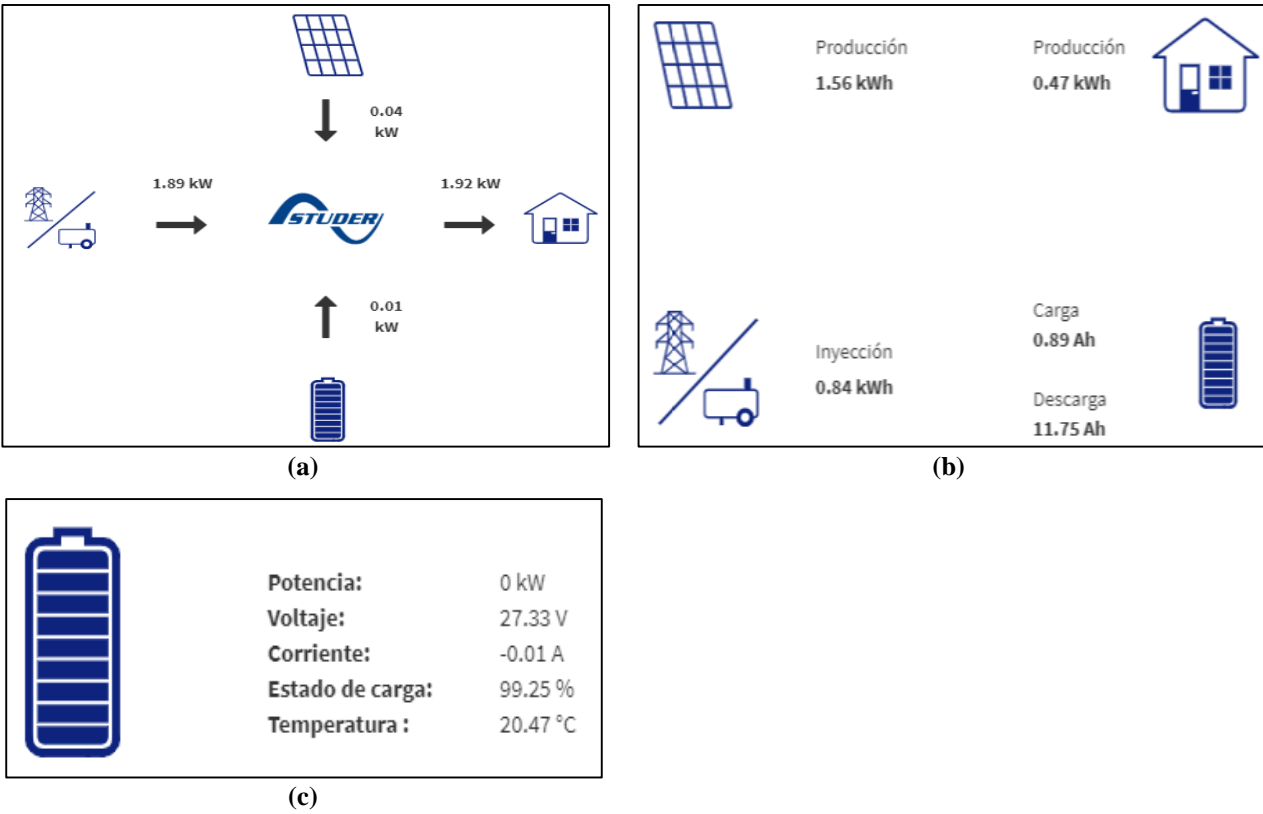
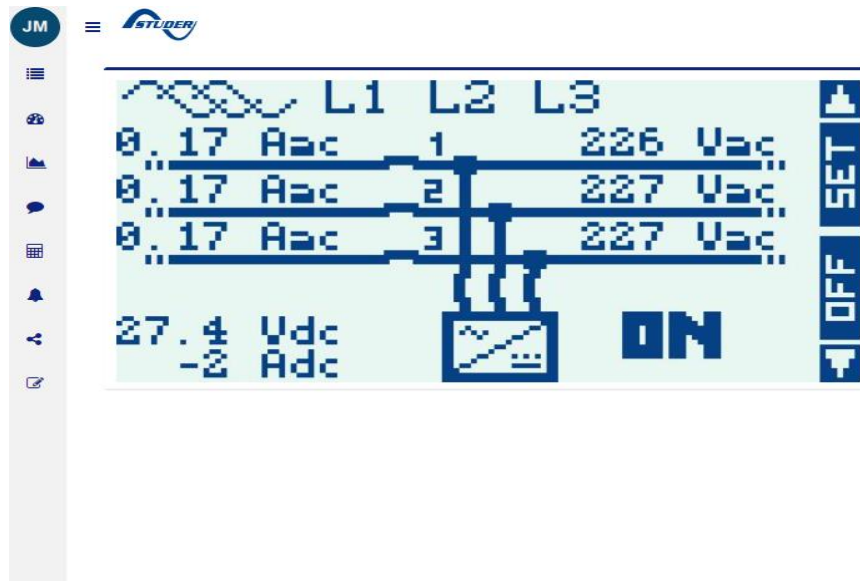


Fig. E. 2 Sinóptico general del sistema implementado en tiempo real. Fuente: Elaboración propia
 (a) flujos de potencia; (b) energía del día; (c) información del banco de baterías



(a)

(b)

Fig. E. 3 Control a distancia disponible en portal Studer. Fuente: Elaboración propia

(a) sinóptico pantalla principal RCC-03 modo online; (b) apartado búsqueda personalizada de parámetros

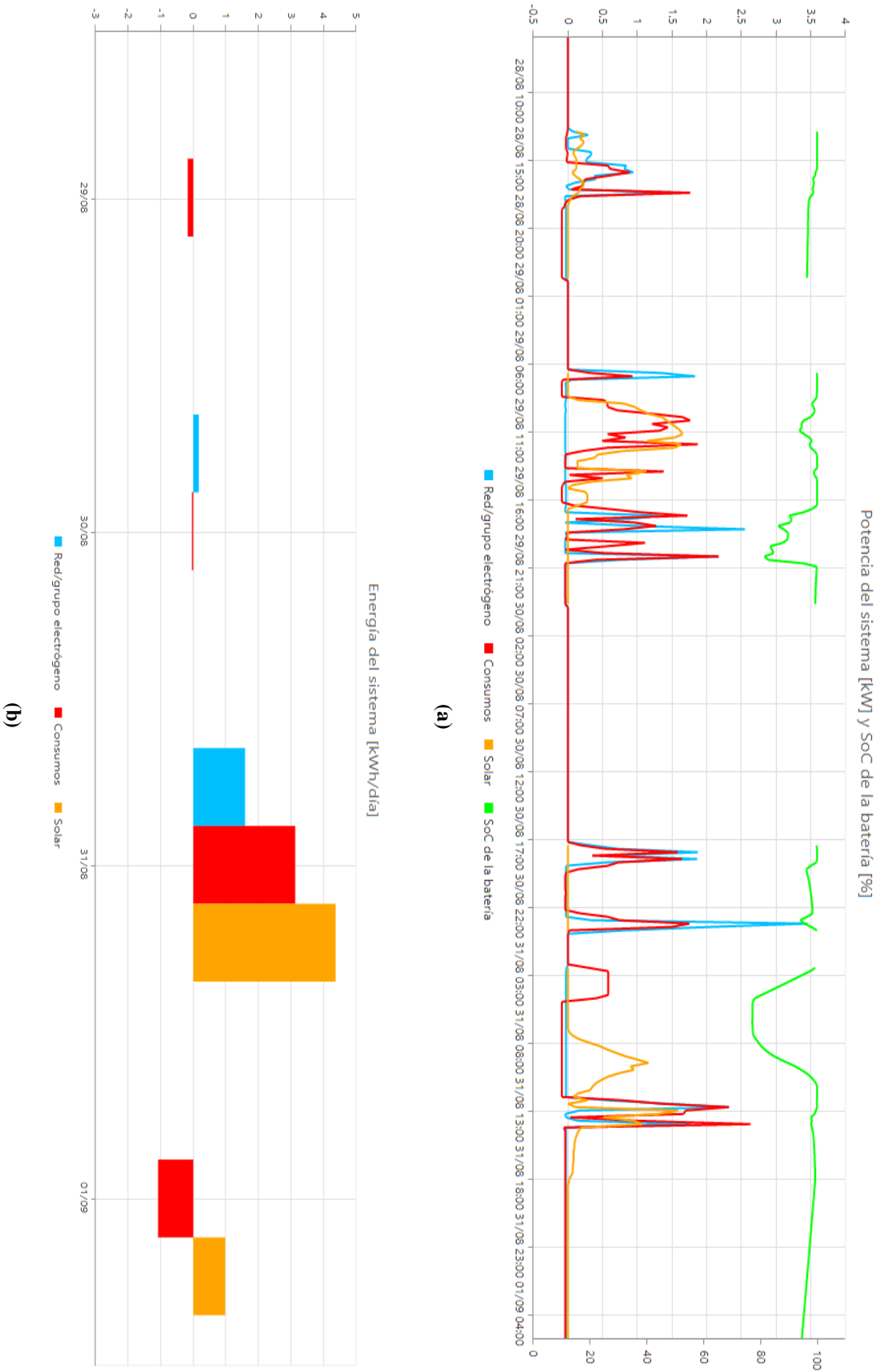
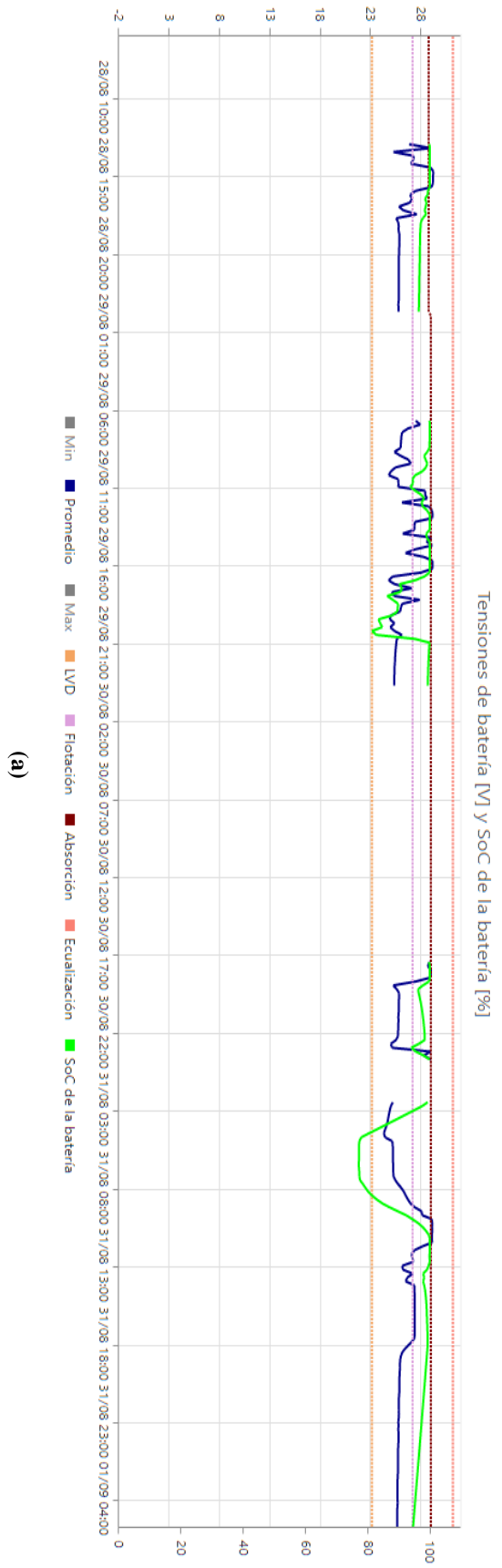
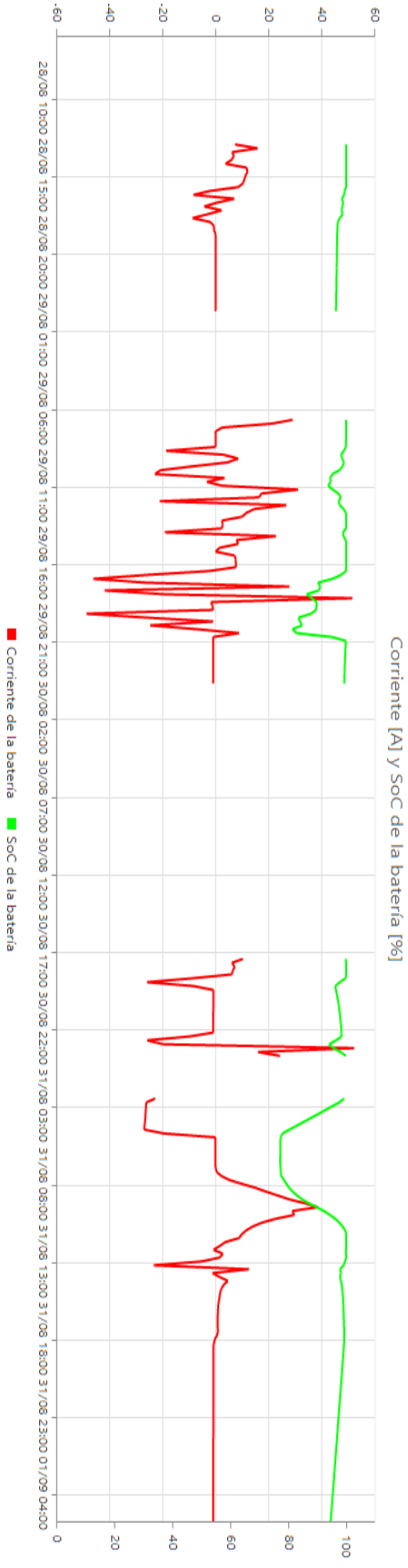


Fig. E. 4 Datalogs de parámetros del sistema ofrecidos por el portal Studer Innotec Parte 1. Fuente: Elaboración propia
(a) potencia del sistema [kW] y SoC de la batería [%]; **(b)** energía del sistema [kWh/día]



(a)



(b)

Fig. E. 5 Datalogs de parámetros del sistema ofrecidos por el portal Studer Imotec Parte 2. Fuente: Elaboración propia

(a) tensiones de la batería [V] y Soc de la batería [%]; (b) corriente [A] y Soc de la batería [%]