

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD



**DISEÑO DE UNA FUENTE DE ALIMENTACIÓN SEGURA Y
EFICIENTE PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y
CONTROL DE LAS ESTACIONES Y SUBESTACIONES
DEL SISTEMA CENTRO DE LA ANDE**

ROBERTO MERCADO GIMENEZ

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2021

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

**DISEÑO DE UNA FUENTE DE ALIMENTACIÓN SEGURA Y
EFICIENTE PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y
CONTROL DE LAS ESTACIONES Y SUBESTACIONES
DEL SISTEMA CENTRO DE LA ANDE**

Elaborado por

ROBERTO MERCADO GIMÉNEZ

Tutor

RAMON ROBERTO MERCADO ARZAMENDIA

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y
Tecnologías de la Universidad Nacional de Caaguazú,
como requisito para la obtención del título de
Ingeniero en Electricidad

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2021

PÁGINA DE APROBACIÓN

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero Electricista aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Dedicado a:

Dios y a la Virgen de Caacupé, por la fortaleza espiritual que me han dado siempre y en especial durante mi formación académica.

Mi querida madre Romualda y a mi apreciado padre Gregorio, quienes con mucho sacrificio me dieron la oportunidad de una formación académica y que con humildad e integridad me enseñaron a sobrellevar los desafíos de la vida.

Mis hermanas/os y familiares, quienes confiaron en mí y contribuyeron de alguna manera para que pueda llegar a la meta.

Mis amigos, quienes me apoyaron y alentaron en los momentos más difíciles.

Agradecimientos:

A Dios y a la Virgen de Caacupé, por haber bendecido mi vida.

Al Ing. Ramón Roberto Mercado Arzamendía, por su colaboración como tutor, contribución de sus sabios conocimientos y el apoyo desinteresado para la elaboración de este proyecto.

Al Ing. Cesar Ferreira, por su exigencia y dirección para la corrección de este proyecto.

A todos los docentes de la Facultad de Ciencias y Tecnología, que contribuyeron en mi formación académica, personal e integral.

DISEÑO DE UNA FUENTE DE ALIMENTACIÓN SEGURA Y EFICIENTE PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE LAS ESTACIONES Y SUBESTACIONES DEL SISTEMA CENTRO DE LA ANDE

ROBERTO MERCADO GIMÉNEZ

RESUMEN

El proyecto consiste en el diseño de una fuente segura y eficiente para la alimentación en 110 Vcc de los sistemas de protección y control de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE con el objeto de aumentar la confiabilidad de dichos sistemas.

Para el logro del objetivo perseguido, se efectuaron una serie de análisis, consistentes en primer lugar en la selección de un local como referencia donde desarrollar el diseño. Posteriormente se han evaluado las condiciones actuales identificándose los inconvenientes a ser mejorados. A partir de la elaboración de una lista de soluciones posibles, se ha seleccionado la alternativa considerada más apropiada desde el punto de vista de seguridad y eficiencia, habiéndose considerado también el impacto ambiental a la hora de la selección correspondiente. Finalmente se ha desarrollado el diseño, identificando los principales elementos para la implementación, los cuales fueron representados en planos, y se realizaron también el dimensionamiento correspondiente de dichos elementos.

Mediante la implementación de la solución propuesta se logrará un sistema totalmente redundante, dada la incorporación automática de un sistema fotovoltaico, con lo cual se podrá abastecer las exigencias energéticas requeridas en caso de la pérdida de la alimentación principal. Además se actualizarán las protecciones de los elementos más importantes del sistema de Servicios Auxiliares.

El análisis financiero del proyecto indica que el mismo resulta viable para un periodo de tiempo de 10 años.

Palabras claves: Subestación, Servicios Auxiliares, Sistemas Fotovoltaicos, Sistema de Protección, Sistema de Control.

**DESIGN OF A SAFE AND EFFICIENT POWER SUPPLY FOR THE
PROTECTION AND CONTROL SYSTEMS OF THE STATIONS AND
SUBSTATIONS OF THE ANDE CENTRAL SYSTEM**

ROBERTO MERCADO GIMÉNEZ

ABSTRACT

The project consists in the design of a safe and efficient source for the 110 Vdc power supply of the protection and control systems of the Stations and Substations of the Central System of the ANDE in order to increase the reliability of them.

To achieve the objective pursued, a series of analyzes were carried out, consisting first of all in the selection of a place as a reference where to develop the design. Subsequently, the current conditions have been evaluated, identifying the drawbacks to be improved. Based on the preparation of a list of possible solutions, an alternative considered the most appropriate from the point of view of safety and efficiency has been selected, having also considered the environmental impact in the alternative selected. Finally, the design was developed, identifying the main elements for implementation, which were represented in plans, and the corresponding dimensioning of that elements was also carried out.

By implementing the proposed solution, a fully redundant system will be achieved, because of the automatic incorporation of a photovoltaic system, with which the required energy requirements can be supplied in case of lost of the main source. In addition, the protections of the most important elements of the auxiliary services system will be updated.

The financial analysis of the project indicates that it is viable for a period of 10 years.

Key Words: Substation, Auxiliary Services, Photovoltaic Systems, Protection System, Control System.

2.3.4.	Transformadores de medida.....	16
2.4.	SISTEMAS DE CONTROL	17
2.4.1.	Tipos de control	18
2.4.2.	Dispositivos y elementos usados en control	18
2.5.	SISTEMAS DE PROTECCIÓN	21
2.5.1.	Protección primaria.....	21
2.5.2.	Protección secundaria o de respaldo	22
2.5.3.	Protección de respaldo remota.....	22
2.5.4.	Protección de respaldo local de interruptor	22
2.5.5.	Partes de una protección.....	22
CAPÍTULO 3	26
3.	SERVICIOS AUXILIARES	26
3.1.	DEFINICIÓN	26
3.2.	CONCEPTOS GENERALES	26
3.2.1.	Servicio de Estación.....	27
3.2.2.	Alumbrado.....	27
3.2.3.	Niveles y límites de tensión	27
3.2.4.	Fuentes de alimentación de los Servicios Auxiliares	29
3.2.5.	Devanados terciarios de transformadores de potencia	29
3.2.6.	Transformador reductor	29
3.2.7.	Líneas aéreas de distribución trifásicas urbanas o rurales.....	30
3.2.8.	Grupos electrógenos	30
3.2.9.	Rectificadores o cargadores de batería	31
3.2.10.	Banco de baterías	32
3.3.	CONFIGURACIONES DE SERVICIOS AUXILIARES DE SUBESTACIONES	32
3.3.1.	Configuración de media tensión (transformador reductor)	33

3.3.2.	Configuraciones de corriente alterna en baja tensión.....	34
3.3.3.	Configuraciones de corriente continua	43
3.3.4.	Configuración general para sistemas centralizados y distribuidos	51
3.4.	DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES	53
3.4.1.	Características generales	53
3.4.2.	Análisis de las cargas	53
3.4.3.	Consideraciones para el dimensionamiento del banco de baterías...	54
CAPÍTULO 4		56
4.	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	56
4.1.	Elementos de una instalación solar fotovoltaica.	57
4.1.1.	Módulos fotovoltaicos	57
4.1.2.	Baterías	61
4.1.3.	Métodos de carga de la batería	64
4.1.4.	Regulador o controlador	68
4.1.5.	Soportes	71
4.1.6.	Protecciones.....	71
4.1.7.	Cableado	74
4.2.	DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	74
4.2.1.	Paso 1. Estimación del consumo.....	75
4.2.2.	Paso 2. Cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los paneles.....	76
4.2.3.	Paso 3. Dimensionado del generador fotovoltaico	80
4.2.4.	Paso 4. Dimensionado del sistema de acumulación	81
4.2.5.	Paso 5. Dimensionado del regulador.....	82
4.2.6.	Paso 6. Dimensionado del inversor	83
4.2.7.	Paso 7. Dimensionado del cableado	84
4.2.8.	Paso 8. Distancia entre módulos	85

CAPÍTULO 5	86
5. EVALUACIÓN ECONÓMICA	86
5.1. GENERALIDADES SOBRE EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN.....	86
5.1.1. Flujo de caja proyectada o presupuesto de efectivo proyectado	86
5.1.2. Tasa interna de rentabilidad (TIR)	86
5.1.3. Valor actual neto (VAN)	88
5.1.4. Tiempo de recuperación de inversión (TRI).....	89
5.1.5. Relación beneficio – costo (B/C)	90
III. RESUMEN EJECUTIVO.....	92
6. CAPITULO 6.....	92
6.1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO.....	92
6.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas.....	92
JUSTIFICACIÓN.....	95
6.2. FINALIDAD DEL PROYECTO	96
6.3. Metas	96
6.4. OBJETIVOS.....	96
6.4.1. Objetivo general	96
6.4.2. Objetivos específicos.....	96
6.5. BENEFICIARIOS	97
6.6. PRODUCTO	97
6.7. LOCALIZACIÓN FÍSICA Y COBERTURA ESPACIAL.....	97
6.8. ESPECIFICACIONES DE ACTIVIDADES Y TAREAS REALIZADAS	100
6.9. FACTIBILIDAD TÉCNICA	100
6.10. FACTIBILIDAD ECONÓMICA.....	101
6.10.1. Beneficios	101
6.10.2. Costos	105

6.10.3. Evaluación económica.....	106
IV. INGENIERÍA DE DISEÑO	109
7. CAPÍTULO 7.....	109
7.1. DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES DE SERVICIOS AUXILIARES EN LAS ES Y SE	109
7.1.1. Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro	109
7.2. INCONVENIENTES ENCONTRADOS EN LAS ESTACIONES Y SUBESTACIONES EN CUANTO A SSAA	132
7.3. ANÁLISIS PARA SELECCIÓN DEL LA ESTACIÓN O SUBESTACIÓN DE REFERENCIA.....	133
7.3.1. Criterios para determinar la importancia del local dentro del Sistema Centro	133
7.3.2. Criterios para determinar el estado en que se encuentra el sistema de SSAA de las Estaciones y Subestaciones	138
7.4. ANÁLISIS DE LA CONDICIÓN ACTUAL DEL SSAA DE LA ES-COV145	
7.4.1. Transformadores de SSAA.....	145
7.4.2. Tablero de transferencia de Corriente Alterna RED-GGE	149
7.4.3. Grupo Generador de Emergencia (GGE)	152
7.4.4. Tablero de distribución de corriente alterna (TDCA)	154
7.4.5. Rectificador 110 Vcc.....	155
7.4.6. Banco de baterías	156
7.4.7. Tablero de distribución de corriente continua 110 Vcc TDCC	157
7.4.8. Sala de protección y control	159
7.5. RESUMEN DE PROBLEMAS EXISTENTES EN EL SISTEMA DE SSAA	162
7.6. CONCLUSIÓN SOBRE LA SEGURIDAD Y EFICIENCIA DEL SISTEMA ACTUAL.....	165
7.7. ALTERNATIVAS DE MEJORA	166

7.7.1. Criterios para la selección de alternativa	172
7.7.2. Comparación y selección de alternativas de mejora (Criterios técnicos y económicos)	173
7.8. DISEÑO DE LA CONFIGURACIÓN DE LA FUENTE DE CC DEL SSAA	177
7.8.1. Lista de elementos del proyecto	177
7.8.2. Dimensionamiento de los elementos del proyecto	187
7.8.3. Configuración o arreglo final.....	197
7.8.4. Consideraciones del sistema de puesta a tierra	200
7.8.5. Consideraciones de Ventilación	200
7.8.6. Mantenimiento	200
7.8.7. Trazado de planos.....	204
7.8.8. Descripción de funcionamiento.....	206
7.8.9. Verificación de solución de los problemas.....	206
7.8.10. Representación esquemática general del proyecto.....	211
V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	216
VI. CONCLUSIONES.....	218
VII. RECOMENDACIONES.....	219
VIII. BIBLIOGRAFIA.....	220
IX. APÉNDICE	223
Apéndice A: Resumen ejecutivo.....	223
Apéndice A.1: Ahorro por consumo de energía eléctrica.....	223
Apéndice A.2: Ahorro por energía no facturada por fallas en el sistema de control	223
Apéndice A.3: Ahorro de consumo de combustible del GGE por mantenimiento de los transformadores de SSAA.....	224
Apéndice A.4: Ahorro de consumo de combustible del GGE debido a fueros de servicios por fallas	224

Apéndice A.5: Ahorro de consumo de combustible por viajes programados ..	225
Apéndice A.6: Ahorro de horas hombre y viáticos por mantenimientos correctivos	225
Apéndice A.7: Detalle de costos	226
Apéndice A.8: Análisis de sensibilidad	229
Apéndice B: Ingeniería de diseño.....	231
Apéndice B.1: Diagrama mímico de ES y SE en estudio.....	231
Apéndice B.2: Características técnicas del módulo fotovoltaico	244
Apéndice B.3: Visor de acceso a datos de energía de la NASA (NASA POWER Data Access Viewer)	245
Apéndice B.4: Dimensionamiento de los elementos de protección	246
Tablero de transferencia RED-GGE	246
Dimensionamiento de la protección del rectificador.....	247
Dimensionamiento de la protección del tablero de distribución de corriente continua	248
Entrada del controlador de carga.....	248
Apéndice B.5: Diagramas del controlador de carga MPPT	249

LISTA DE FIGURAS

CAPITULO 2

Figura 2.1: Componentes de una Subestación Eléctrica.....	7
Figura 2.2: Barra sencilla	9
Figura 2.3: Barra principal y de transferencia.....	10
Figura 2.4: Doble barra	11
Figura 2.5: Doble barra más barra de transferencia.....	11
Figura 2.6: Interruptor y medio	13
Figura 2.7: Transformador de potencia	14
Figura 2.8: Interruptor de potencia	15
Figura 2.9: Seccionador	16
Figura 2.10: Circuito equivalente de un TP	16
Figura 2.11: Circuito equivalente de un TC	17
Figura 2.12: Conexión de un relevador diferencial.....	24
Figura 2.13: Dispositivo electrónico inteligente	25

CAPITULO 3

Figura 3.1: Generador de emergencia	30
Figura 3.2: Esquema radial y un solo alimentador de media tensión	35
Figura 3.3: Sistema de baja tensión c.a., barraje seccionado y un alimentador de media tensión.....	37
Figura 3.4: Sistema de baja tensión c.a., barras acopladas con dos alimentadores en media tensión.....	39
Figura 3.5: Sistema de baja tensión c.a. modificado, barras acopladas con un alimentador de media tensión	40
Figura 3.6: Sistema de baja tensión c.a., con barras acopladas con dos alimentadores de media tensión y dos grupos electrógenos.....	42

Figura 3.7: Sistema de baja tensión c.a. modificado, barraje seccionado con alimentador de media tensión y dos grupos electrógenos	43
Figura 3.8: Sistema de c.c., un cargador y banco de baterías con una barra de distribución	45
Figura 3.9: Sistema de c.c., barraje seccionado y dos cargadores de baterías ...	46
Figura 3.10: Sistema sencillo con KBY de baterías.....	47
Figura 3.11: Sistema rectificador sencillo	48
Figura 3.12: Sistema redundante con un banco de baterías	48
Figura 3.13: Sistema redundante con dos bancos de baterías	49
Figura 3.14: Sistema redundante con dos bancos de baterías con KBY	50
Figura 3.15: Sistema Servicios Auxiliares centralizado	52
Figura 3.16: Sistema Servicios Auxiliares distribuido	52

CAPITULO 4

Figura 4.1: Clasificación de aplicaciones fotovoltaicas.....	56
Figura 4.2: Módulos fotovoltaicos.....	58
Figura 4.3: Módulo fotovoltaico monocristalino	59
Figura 4.4: Módulo fotovoltaico policristalino.....	59
Figura 4.5: Módulo fotovoltaico amorfo	60
Figura 4.6: Módulos fotovoltaicos en serie [17]	60
Figura 4.7: Módulos fotovoltaicos en paralelo [17]	61
Figura 4.8: Módulos fotovoltaicos en serie-paralelo [17]	61
Figura 4.9: Banco de baterías	62
Figura 4.10: Elementos de baterías	64
Figura 4.11: Curvas de carga a intensidad constante	66
Figura 4.12: Curvas de carga a tensión constante	66
Figura 4.13: Conexión en paralelo de baterías.....	67

Figura 4.14: Conexión en serie de baterías	68
Figura 4.15: Conexión en serie-paralelo de baterías.....	68
Figura 4.16: Reguladores o controladores	69
Figura 4.17: Esquema eléctrico de un regulador de carga	70
Figura 4.18: Soporte de paneles solares.....	71
Figura 4.19: Interruptor magnetotérmico	72
Figura 4.20: Interruptor diferencial	72
Figura 4.21: Representación del ángulo de orientación	76
Figura 4.22: Representación del ángulo de inclinación	77
Figura 4.23: Representación de distancia entre módulos	85
CAPITULO 5	
Figura 5.1: Tasa Interna de Retorno	87
Figura 5.2: Restitución de la inversión	89
CAPITULO 6	
Figura 6.1: Vista general del Sistema Centro	98
Figura 6.2: Ubicación de la Estación de referencia	98
Figura 6.3: Localización de la Estación Coronel Oviedo	99
CAPITULO 7	
Figura 7.1: Vista de transformadores de SSAA.....	146
Figura 7.2: Elementos de transferencia de la RED	147
Figura 7.3: Vista TR-02 220/23 kV	148
Figura 7.4: Vista TR-03 220/23 kV	148
Figura 7.5: Ubicación de los transformadores de SSAA y transferencia RED-GGE	149
Figura 7.6: Tablero de transferencia de RED-GGE.....	150
Figura 7.7: Canaleta con conductores.....	150

Figura 7.8: Vista del interruptor termo-magnético	151
Figura 7.9: Banco de batería	157
Figura 7.10: Sala de protección y control	159
Figura 7.11: Panel de protección y control	161
Figura 7.12: Distribución de los elementos del sistema de SS.AA	162
Figura 7.13: Vista de perspectiva y vista lateral del soporte.....	181
Figura 7.14: Instalación del módulo fotovoltaico.....	182
Figura 7.15: Perspectiva de la sala de protección y control con la proporción de utilización proyectada y el espacio sin utilizar	189
Figura 7.16: Conexión de las baterías.....	191
Figura 7.17: Diagrama unifilar de la configuración final.....	198
Figura 7.18: Vista realista del emplazamiento de los módulos.....	199
Figura 7.19: Vista superior del emplazamiento de los módulos	199
Figura 7.20: Diagrama unifilar del sistema de SSAA propuesto.....	204
Figura 7.21: Diagrama unifilar de la propuesta.....	205
Figura 7.22: Diagrama de flujo de funcionamiento	210
Figura 7.23: Esquema general de SSAA.....	211
Figura 7.24: Esquema energía de la RED.....	212
Figura 7.25: Esquema energía alternativa	213
Figura 7.26: Esquema de transferencia en corriente continua	214
Figura 7.27: Esquema distribución de corriente continua	215

IX APÉNDICE

APÉNDICE B

Figura B.1: Diagrama mímico ES-COV	231
Figura B.2: Diagrama mímico SE-VIL	232
Figura B.3: Diagrama mímico ES-SES.....	233

Figura B.4: Diagrama mímico ES-SRO	234
Figura B.5: Diagrama mímico ES-ZCU	235
Figura B.6: Diagrama mímico SE-CZA.....	236
Figura B.7: Diagrama mímico ES-CYO	237
Figura B.8: Diagrama mímico SE-SPN	238
Figura B.9: Diagrama mímico ES-PPE.....	239
Figura B.10: Diagrama mímico ES-IRO	240
Figura B.11: Diagrama mímico ES-ABA.....	241
Figura B.12: Diagrama mímico ES-VAQ	242
Figura B.13: Diagrama mímico ES-BSP.....	243
Figura B.14: Curvas de corriente-voltaje	244
Figura B.15: Vistas y dimensiones del módulo fotovoltaico.....	244
Figura B.16: Interfaz principal.....	245
Figura B.17: Selección de parámetro – irradiancia solar mínima para superficies inclinadas hacia el Ecuador.....	245
Figura B.18: Acceso a datos puntuales de energía – formato ASCII estándar ..	246
Figura B.19: Resultado - energía incidente sobre una supercie inclinada apuntada hacia el ecuador	246
Figura B.20: Diagrama de cableado del sistema básico MPPT.....	249
Figura B.21: Diagrama de conexión en paralelo del controlador de carga MPPT	250

LISTA DE TABLAS

CAPITULO 3

Tabla 3.1: Tensión corriente continua 28

Tabla 3.2: Tensión corriente alterna..... 28

CAPITULO 4

Tabla 4.1: Tensiones de trabajo según potencia de instalación 62

CAPITULO 6

Tabla 6.1: Valoración de ahorro de consumo de energía eléctrica del sistema . 101

Tabla 6.2: Valoración de ahorro de la energía eléctrica no facturada 102

Tabla 6.3: Valoración de ahorro de consumo de combustible por mantenimiento
..... 102

Tabla 6.4: Valoración de ahorro de consumo de combustible por fuera de servicio
..... 103

Tabla 6.5: Valoración de ahorro de consumo de combustible por mantenimiento
correctivo..... 103

Tabla 6.6: Valoración de ahorro de horas hombre por mantenimiento correctivo
..... 104

Tabla 6.7: Valoración de ahorro de viáticos por mantenimiento correctivo 104

Tabla 6.8: Valoración anual de ahorro del sistema de SSAA por la implementación
de este proyecto..... 105

Tabla 6.9: Detalles de costo del proyecto 105

Tabla 6.10: Flujo de caja 106

Tabla 6.11: Flujo de caja con historial del VAN 107

Tabla 6.12: Representación del periodo de recuperación de la inversión 107

CAPITULO 7

Tabla 7.1: Características técnicas de la ES-COV 111

Tabla 7.2: Condicion del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-COV..... 112

Tabla 7.3: Características técnicas de la SE-VIL	112
Tabla 7.4: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la SE-VIL.....	113
Tabla 7.5: Características técnicas de la ES-SES.....	114
Tabla 7.6: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-SES	115
Tabla 7.7: Características técnicas de la ES-SRO	116
Tabla 7.8: Condición del sistema de SS.AA en CC y CA de la ES-SRO.....	117
Tabla 7.9: Características técnicas de la ES-CZU	118
Tabla 7.10: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-CZU	119
Tabla 7.11: Características técnicas de la SE-CZA.....	119
Tabla 7.12: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la SE-CZA	120
Tabla 7.13: Características técnicas de la ES-CYO	121
Tabla 7.14: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-CYO.....	122
Tabla 7.15: Características técnicas de la SE-SPN	123
Tabla 7.16: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la SE-SPN	123
Tabla 7.17: Características técnicas de la ES-PPE.....	124
Tabla 7.18: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-PPE	125
Tabla 7.19: Características técnicas de la ES-IRO	126
Tabla 7.20: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-IRO	127
Tabla 7.21: Características técnicas de la ES-ABA.....	127
Tabla 7.22: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-ABA	128
Tabla 7.23: Características técnicas de la ES-VAQ	128
Tabla 7.24: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-VAQ.....	129
Tabla 7.25: Características técnicas de la ES-BSP.....	130
Tabla 7.26: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-BSP	130
Tabla 7.27: Características técnicas de ES y SE en estudio.....	131
Tabla 7.28: Características técnicas del SSAA de ES y SE en estudio	132

Tabla 7.29: Características técnicas de los locales en estudio	136
Tabla 7.30: Resumen del estado de los locales en estudio	139
Tabla 7.31: Comparación de locales en estudio.....	142
Tabla 7.32: Características principales del TRSSAA-1	146
Tabla 7.33: Características principales del TRSSAA-2	146
Tabla 7.34: Características principales del GGE.....	152
Tabla 7.35: Consumo histórico por unidad de tiempo bajo prueba	153
Tabla 7.36: Características principales del TDCA.....	154
Tabla 7.37: Características principales del rectificador 110 Vcc	156
Tabla 7.38: Características en la pantalla del display.	156
Tabla 7.39: Características principales de la batería.....	157
Tabla 7.40: Características principales del TDCC.....	158
Tabla 7.41: Detalles de alternativas de mejoras.....	171
Tabla 7.42: Resumen alternativas de mejora.....	177
Tabla 7.43: Características técnicas del módulo fotovoltaico	180
Tabla 7.44: Dimensiones del soporte	181
Tabla 7.45: Características técnicas del regulador de carga.....	185
Tabla 7.46: Características técnicas del banco de baterías	186
Tabla 7.47: Promedio de energía incidente sobre una superficie inclinada apuntada hacia el ecuador kWh/m^2dia	188
Tabla 7.48: Detalle de componentes para la actualización de protecciones y señalizaciones.....	195
Tabla 7.49: Detalle de componentes del sistema fotovoltaico.....	195
Tabla 7.50: Detalle de componentes de conductores y puesta a tierra.....	196
Tabla 7.51: Detalle de componentes para la transferencia en corriente continua	197

IX APÉNDICE

APÉNDICE A

Tabla A.1: Cálculo de ahorro por consumo de energía eléctrica del sistema.....	223
Tabla A.2: Cálculo de ahorro de energía eléctrica no facturada.....	224
Tabla A.3: Cálculo de ahorro de consumo de combustible por mantenimiento..	224
Tabla A.4: Cálculo de ahorro de consumo de combustible por fuera de servicio	225
Tabla A.5: Cálculo de ahorro de consumo de combustible por mantenimiento correctivo.....	225
Tabla A.6: Ahorro de horas hombre por mantenimiento correctivo	226
Tabla A.7: Ahorro de costo de viáticos por mantenimiento correctivo	226
Tabla A.8: Costo de actualización protección y señalización	226
Tabla A.9: Costo del Sistema Fotovoltaico.....	227
Tabla A.10: Costo de conductores y puesta a tierra.....	228
Tabla A.11: Costo de transferencia en corriente continua.....	229
Tabla A.12: Flujo de caja para el escenario optimista	229
Tabla A.13: Flujo de caja para el escenario pesimista	230

LISTA DE ABREVIATURAS

SEP - Sistema Eléctrico de Potencia

SIN - Sistema Interconectado Nacional

ANDE - Administración Nacional de Electricidad

ES - Estación

SE - Subestación

ES-COV - Estación Coronel Oviedo

MT - Media Tensión

TR - Transformador

SSAA - Servicios Auxiliares

TDCA - Tablero de distribución de corriente alterna

TDCC - Tablero de distribución de corriente continua

Ni-Cd - Níquel Cadmio

GGE - Grupo Generador de Emergencia

TRSSAA-1 - Transformador de Servicios Auxiliares número 1

TRSSAA-2 - Transformador de Servicios Auxiliares número 2

ECE - Esquema de corte de emergencia

I. INTRODUCCIÓN

Las Subestaciones Eléctricas representan unos elementos claves dentro del Sistema Interconectado Nacional y resulta imprescindible que se encuentren en condiciones óptimas, poseen complejos sistemas que de manera coordinada aseguran la estabilidad de la red eléctrica nacional. Dentro de esos sistemas están incluidos los sistemas de protección y control, encargados en el primer caso de despejar cualquier tipo falla en el sistema de potencia; en el segundo caso, brinda la posibilidad de una operación efectiva sobre los diferentes elementos de maniobra.

Con la finalidad de mejorar la confiabilidad de las Estaciones y Subestaciones, los sistemas de protección y control de estos locales son alimentados a través del sistema de corriente continua que sirve como respaldo para casos de falla en la alimentación principal desde la red. En este sentido, a partir de datos recabados del Departamento de Transmisión Centro de la ANDE se ha podido constatar numerosas fallas en elementos del sistema de corriente continua en 110 Vcc, afectando negativamente la confiabilidad de la Estación o Subestación según sea el caso. Esta situación se ve agravada además por otros factores; tales como la poca cantidad de Subestaciones con Grupo Generador de Emergencia instalado y la escasa cantidad de locales con cobertura permanente de personal.

El presente proyecto final de grado tiene por objeto, el diseño de una fuente de alimentación en 110 Vcc para los sistemas de protección y control que sea segura y a la vez eficiente, una que incorpore redundancia al sistema y energía alternativa limpia amigable con el medio ambiente.

El presente trabajo se desarrolla de la siguiente manera. Primeramente, en el Capítulo 1 se presentan algunos conceptos generales acerca de los antecedentes, el estado del arte y la definición de términos básicos. Seguidamente, en el Capítulo 2, se describen las Subestaciones Eléctricas, sus configuraciones, las formas de representación de estas últimas, los equipos de patio, así como los sistemas de control y protección.

Las informaciones referentes a los sistemas auxiliares son estudiadas en el Capítulo 3. En este apartado, se presentan las diferentes configuraciones de los Servicios Auxiliares según algunos autores, además de las características y consideraciones para el dimensionamiento de los mismos.

En el Capítulo 4 son estudiados los sistemas fotovoltaicos con sus diferentes elementos de instalación y los pasos para su dimensionamiento. Por otro lado, los conceptos acerca de las consideraciones para el análisis financiero del proyecto son desarrollados en el Capítulo 5.

El Resumen Ejecutivo del proyecto es descrito en el Capítulo 6, en el mismo se puede encontrar una descripción del proyecto, la justificación, la finalidad, las metas que se desea lograr, los objetivos, los beneficiarios, la viabilidad, entre otras cuestiones importantes referentes al trabajo.

Finalmente, en el Capítulo 7 es desarrollada la Ingeniería de Diseño. Partiendo del relevamiento de datos, la descripción de las condiciones actuales. Siguiendo con el análisis de las condiciones y los inconvenientes encontrados en las Estaciones. Posteriormente son determinados algunos criterios para la selección de la Estación de referencia, consecuentemente a la selección de esta, son analizadas las condiciones actuales de la misma y se presenta un resumen de los problemas existentes del sistema de Servicios Auxiliares. Además de lo mencionado anteriormente, también se presenta una conclusión acerca de la seguridad y eficiencia del sistema actual.

Previo al diseño de la configuración de la fuente de corriente continua del sistema auxiliar se presenta un análisis y selección de las alternativas de mejora siguiendo algunos criterios técnicos.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES

1.1. ANTECEDENTES HISTORICO

Se han encontrado diferentes trabajos sobre los Servicios Auxiliares en las Subestaciones Eléctricas. De los cuales se han seleccionado dos, que, a criterio del autor, son más pertinentes. Se describen brevemente las características más relevantes de los trabajos.

Primeramente, el trabajo titulado “SELECCION DE FUENTES DE ALIMETACION PARA LOS SERVICIOS AUXILIARES EN CENTRALES DE GENERACION Y SUBESTACIONES”, realizado por Rodrigo Iván Mera González. Cuyo objetivo principal fue: Establecer los criterios técnico económico que deben considerarse en la selección de las fuentes de alimentación de Servicios Auxiliares en las instalaciones eléctricas de potencia, incluyendo criterios de confiabilidad.

Entre las principales conclusiones, se pueden mencionar que existe una gran diferencia en costo a la hora de comparar un grupo generador de emergencia impulsado por gasoil con un trasformador exclusivo alimentado por un alimentador en media tensión (el generador es aproximadamente 10 veces más costoso). Cantidades similares se encuentran a la hora de comparar con relación al tiempo de reparación.

Finalmente, se puede mencionar que el alimentador con transformador exclusivo en media tensión es la opción más favorable para la alimentación del servicio auxiliar de una Subestación Eléctrica.

En segundo lugar, se describe el trabajo titulado “REQUERIMIENTOS DE SERVICIOS AUXILIARES DE UNA SUBESTACION” realizado por Jorge Efraín Cadena Rodríguez. Cuyos objetivos principales fueron el estudio de los Servicios Auxiliares requeridos en una Subestación transformadora, la selección de un esquema conveniente para la alimentación de dichos servicios, y la provisión de una protección adecuada para el normal y óptimo funcionamiento de los mismos.

Entre las principales conclusiones se pueden mencionar que es común utilizar corriente alterna para suplir iluminación y fuerza, y corriente continua en circuitos de mando, señalización e iluminación de emergencia. El correcto funcionamiento y la flexibilidad de los Servicios Auxiliares son factores importantes para el aumento de la confiabilidad de una Subestación o Central.

El perfecto estado de funcionamiento de las baterías garantiza una buena medida de emergencia a emplearse cuando el suministro normal de energía de corriente alterna falle, la provisión de doble equipo de rectificación para los circuitos de C.C tiene como objeto poseer una alimentación de reserva para el caso en que el equipo principal deba salir del servicio ya sea por falla, mantenimiento o reparación; su servicio se prolongará hasta que se reponga la vía principal de alimentación.

1.2. ESTADO DEL ARTE

El sistema de los Servicios Auxiliares, específicamente las de corriente continua, no han experimentado grandes cambios en las últimas décadas. En cambio, los elementos vinculados al sistema de protección y control, alimentados con corriente continua han evolucionado incorporando nuevas tecnologías, como los microprocesadores utilizados en los IED, unidades de control, entre otros.

Con el objetivo de conseguir sistemas confiables y seguros para las Subestaciones, las fuentes de alimentación también llamados esquemas para los Servicios Auxiliares se han venido analizando continuamente a lo largo de los últimos años. Actualmente, existen diferentes configuraciones y combinaciones que algunos autores presentan de acuerdo a unas características determinadas de la subestación en cuestión. Aun así, no existen estándares definidos para los sistemas de Servicios Auxiliares.

Desde el punto de vista de la protección del medio ambiente, se puede resaltar la sinergia de las potencias mundiales (Acuerdo de París) orientadas a la reducción de la contaminación y los efectos de los cambios climáticos, como el calentamiento global, del deshielo ártico, etc. Con relación a este hecho, aprovechar fuentes de energía alternativa amigable con el medio ambiente, como los sistemas fotovoltaicos o eólicos, es de gran importancia con miras al futuro.

Incorporar innovaciones en sistemas complejos como las Subestaciones Eléctricas puede aportar beneficios favorables al medio ambiente.

1.3. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS

Líneas de subtransmisión: Líneas de transmisión a niveles menores a 220 kV.

Estación: Según la ANDE, corresponde a Subestaciones Eléctricas con niveles de tensión mayores a 220 kV.

Subestación: Según la ANDE, corresponde a Subestaciones Eléctricas con niveles de tensión menores a 220 kV.

Demanda: Cantidad máxima de potencia exigida a un circuito eléctrico o una Subestación Eléctrica.

Cobertura: Zona a la que suministra energía una Subestación Eléctrica.

Departamento: Unidad o dependencia específica dentro de la ANDE.

Autonomía: Tiempo durante el cual un elemento es capaz de abastecer.

Fallas: Situación anormal de funcionamiento.

Transferencia: Traspasar de un elemento a otro.

Canalizaciones: Ductos o canaletas por donde son transportados conductores.

Operador: Personal encargado de las maniobras en una Subestación Eléctrica.

Banco: Agrupación de elementos (baterías, transformadores).

Seguridad: Condición de seguro.

Fuera de servicio: Interrupción en el suministro de energía por falla o maniobra.

Barra: Conductor de potencia utilizado en una Subestación.

Turnos: Tiempo durante el cual el operador se encuentra en la Subestación.

CAPÍTULO 2

SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Como lo define Raúl Martín, una Subestación Eléctrica es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia [1].

En cuanto a los componentes de una Subestación Eléctrica, Trashorras presenta un cuadro sinóptico de los mismos.

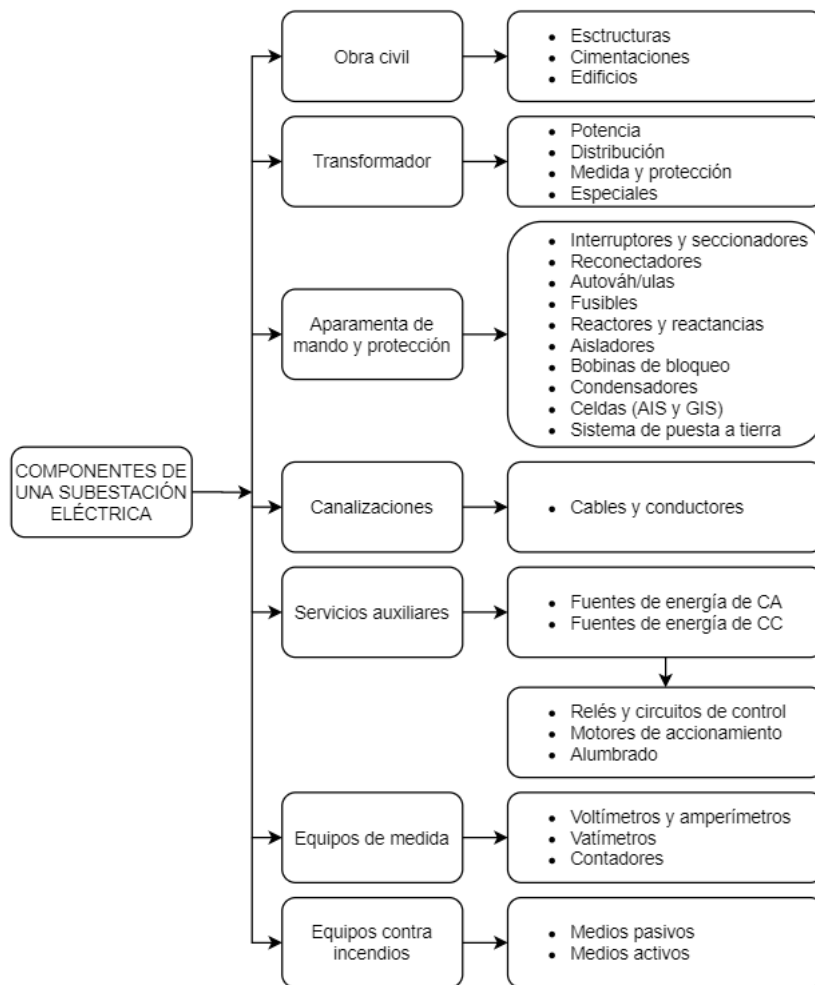


Figura 2.1: Componentes de una Subestación Eléctrica

Existen varias configuraciones que se utilizan de acuerdo a los requerimientos del sistema eléctrico. Estas se presentan en las secciones siguientes.

2.1. CONFIGURACIONES DE ESTACIONES Y SUBESTACIONES

Se denomina configuración al arreglo de los equipos electromecánicos constitutivos de un patio de conexiones o pertenecientes a un mismo nivel de tensión de una Subestación, de tal forma que su operación permita dar a la Subestación diferentes grados de confiabilidad, seguridad o flexibilidad para el manejo, transformación y distribución de la energía.

Básicamente existen dos tendencias generales con respecto a los tipos de configuraciones para Subestaciones de alta tensión (AT) y extra alta tensión (EAT). Estas tendencias son la europea o de conexión de barras y la americana o de conexión de interruptores [2].

2.2. DIAGRAMA UNIFILAR

El diagrama unifilar de una Subestación Eléctrica es el resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo mayor que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos [1].

2.2.1. Configuraciones de conexión de barras – Tendencia Europea

Por configuraciones de conexión de barras se entienden aquellas en las cuales cada circuito tiene un interruptor, con la posibilidad de conectarse a una o más barras por medio de seccionadores. Las configuraciones más utilizadas en esta tendencia para niveles de AT y EAT son [2]:

2.2.1.1. Barra sencilla

Como su nombre lo indica, es una configuración que cuenta con un solo barraje colector al cual se conectan los circuitos por medio de un interruptor (Figura 2.2). Es económica, simple, fácil de proteger, ocupa poco espacio y no presenta muchas posibilidades de operación incorrecta. Como desventaja principal puede citarse la falta de confiabilidad, seguridad y flexibilidad teniendo así que suspender el servicio en forma total cuando se requiera hacer una revisión o reparación en la barra colectora, o del circuito cuando la revisión o reparación es en el interruptor; sin

embargo, con un seccionamiento longitudinal se obtiene alguna confiabilidad y flexibilidad pues se hace posible separar en dos partes el barraje, lo cual facilita las reparaciones, trabajos de ampliación y. en determinadas circunstancias, aún la operación de la misma subestación. Si el seccionamiento del barraje se efectúa con el fin de lograr flexibilidad en la subestación, se requiere un planeamiento muy cuidadoso ya que durante la operación normal no se pueden cambiar los circuitos de una barra a la otra. Un seccionamiento mal planeado puede inclusive atentar contra la seguridad del sistema [2].

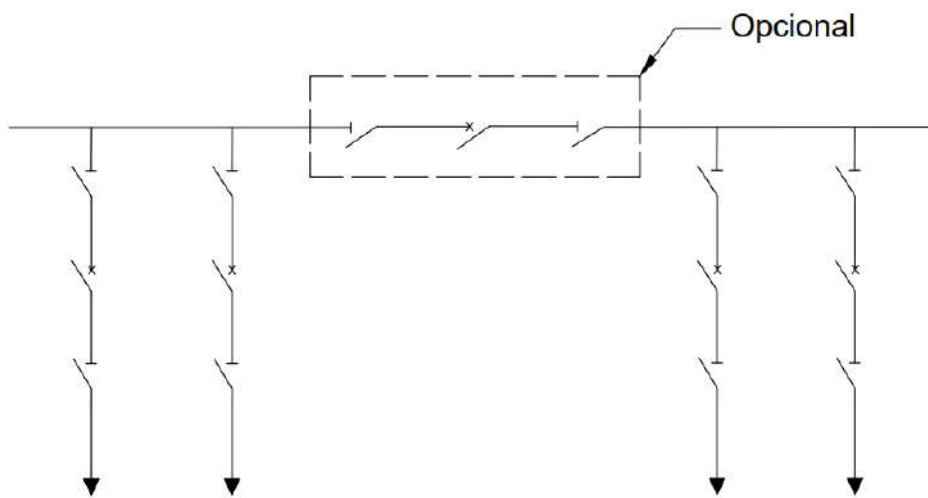


Figura 2.2: Barra sencilla

2.2.1.2. Barra principal y barra de transferencia

Para mejorar la confiabilidad por falla en interruptores en la configuración de barra sencilla, a ésta se le puede agregar una barra auxiliar o de transferencia, a cada circuito un seccionador (de transferencia) para la conexión a dicha barra y un interruptor (de transferencia) para unir las dos barras, conformándose así una configuración llamada de barra principal y de transferencia (Figura 2.3) [2].

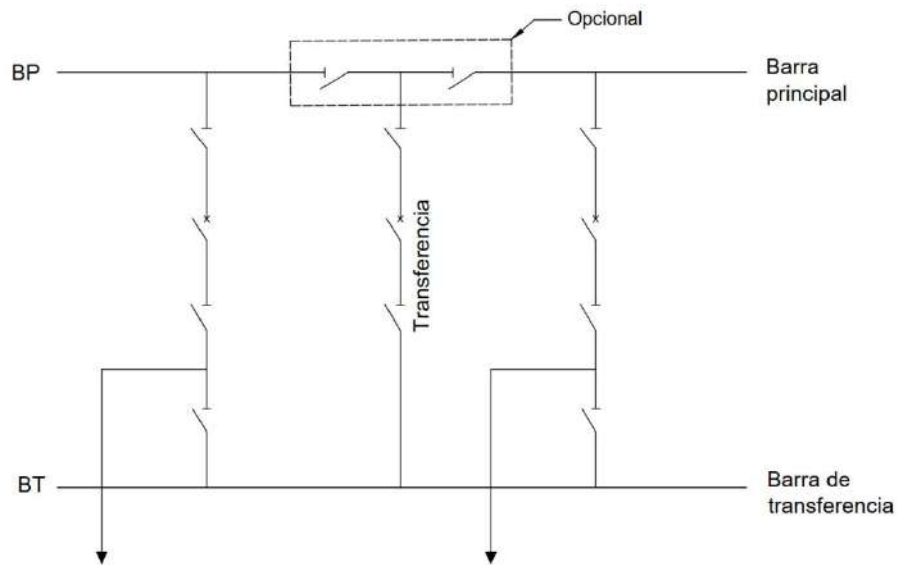


Figura 2.3: Barra principal y de transferencia

2.2.1.3. Doble barra

Para aumentarle la flexibilidad a la barra sencilla se puede adicionar una segunda barra principal y un interruptor para el acoplamiento de las dos barras conformándose así una configuración llamada de doble barra (Figura 2.4).

Esta configuración es flexible pues permite separar circuitos en cada una de las barras, pudiéndose así dividir sistemas; además, tiene confiabilidad, pero no seguridad por falla en barras y en interruptores; es posible también hacer mantenimiento en barras sin suspender el servicio y por ello se usa en áreas de alta contaminación ambiental. Se adapta muy bien a sistemas muy enmallados en donde es necesario disponer de flexibilidad; debido a esta flexibilidad se puede usar el acople como seccionador de barras, permitiendo así conectar a una y otra barra circuitos provenientes de una misma fuente sin necesidad de hacer cruce de las líneas a la entrada de la Subestación. Tiene la ventaja adicional, sobre el seccionamiento longitudinal en las configuraciones anteriores, de que la conexión de un circuito a una barra u otra puede ser efectuada en cualquier momento dependiendo de circunstancias o consignas operativas del sistema [2].

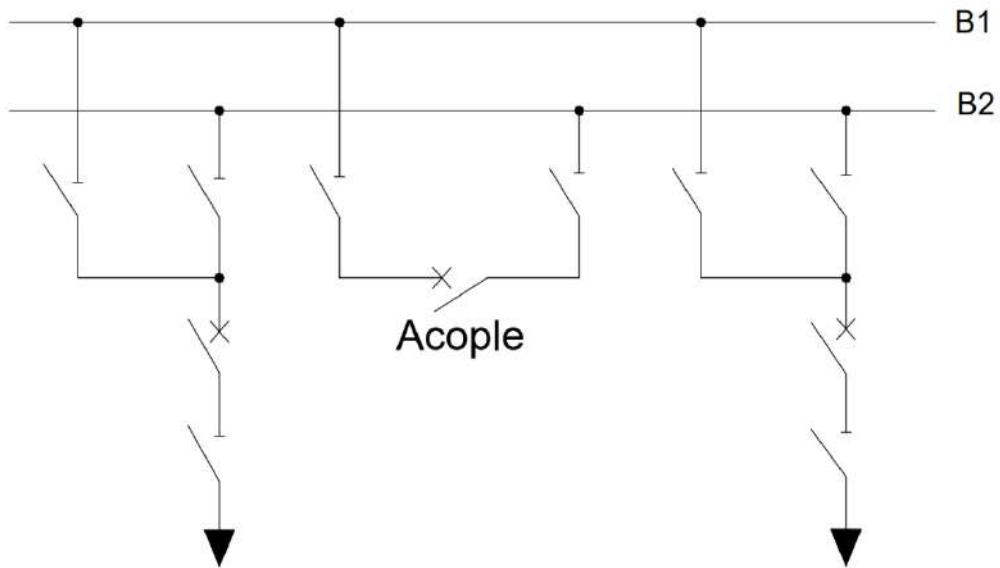


Figura 2.4: Doble barra

2.2.1.4. Doble barra más barra de transferencia

Es una combinación de la barra principal y de transferencia y la doble barra, ya que se tienen dos barras principales más una de transferencia, dando como resultado un arreglo que brinda simultáneamente confiabilidad y flexibilidad (Figura 2.5) [2].

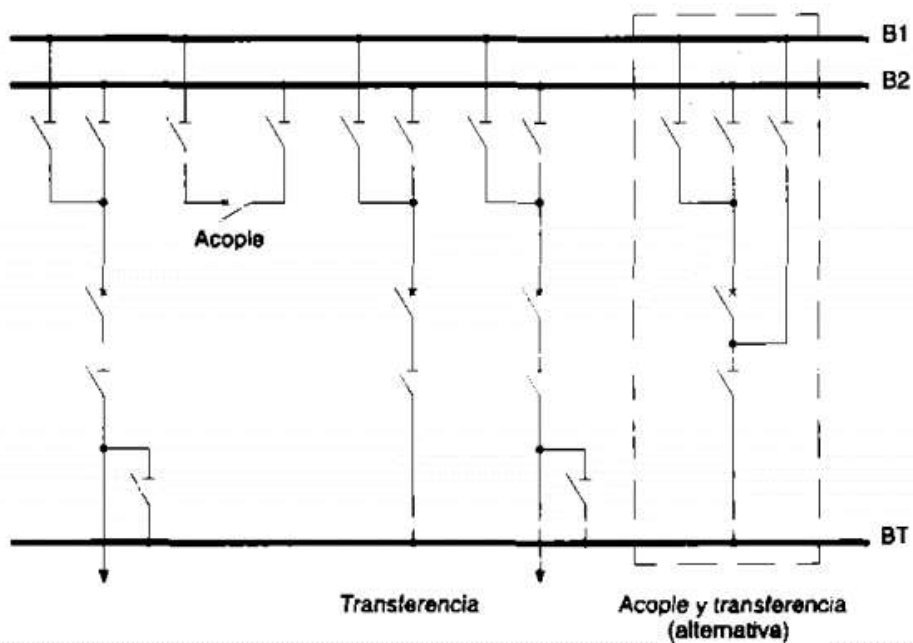


Figura 2.5: Doble barra más barra de transferencia

2.2.2. Configuraciones de conexión de interruptores – Tendencia Americana

Por configuraciones de conexión de interruptores se entienden aquellas en las cuales los circuitos se conectan a las barras o entre ellas por medio de interruptores. Estas configuraciones incluyen la barra sencilla (que ya fue descrita anteriormente), el anillo, el interruptor y medio, el anillo cruzado, y la doble barra con doble interruptor, lo mismo que otras versiones que son poco prácticas y por ello no serán descritas [2].

2.2.2.1. Interruptor y medio

Esta configuración debe su nombre al hecho de exigir tres interruptores por cada dos salidas (Figura 2.6). Un grupo de tres interruptores, llamado diámetro (bahía en los Estados Unidos de América), se conecta entre los dos barrajes principales. Se puede hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección; además, una falla en un barraje no interrumpe el servicio a ningún circuito, presentando así un alto índice de confiabilidad y de seguridad tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y en las barras. Normalmente se opera con ambas barras energizadas y todos los interruptores cerrados y, por tal motivo (igual que en el caso del anillo), no es flexible; además, el tener dos barras no significa que los circuitos puedan ser conectados independientemente a cualquiera de ellas manteniendo la configuración, como es el caso de la doble barra [2].

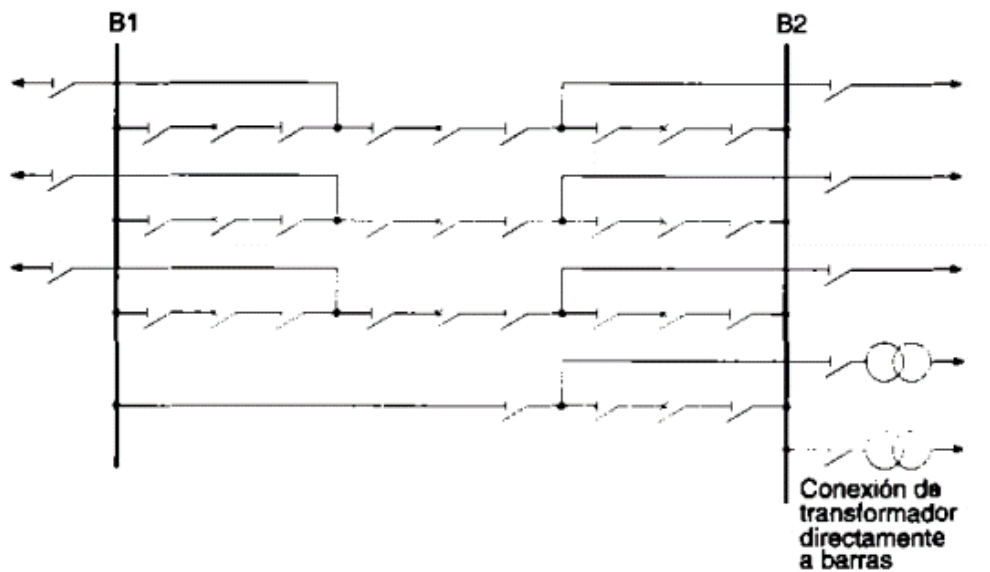


Figura 2.6: Interruptor y medio

2.3. EQUIPOS DE PATIO

2.3.1. Transformador de potencia

Un transformador es un dispositivo que cambia la potencia eléctrica alterna con un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna con otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo magnético.

Consta de dos o más bobinas de alambre conductor enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común. Estas bobinas (normalmente) no están conectadas en forma directa. La única conexión entre las bobinas es el flujo magnético común que se encuentra dentro del núcleo.

Uno de los devanados del transformador se conecta a una fuente de energía eléctrica alterna y el segundo (y quizá el tercero) suministra energía eléctrica a las cargas. El devanado del transformador que se conecta a la fuente de potencia se llama devanado primario o devanado de entrada, y el devanado que se conecta a la carga se llama devanado secundario o devanado de salida. Si hay un tercer devanado en el transformador, se llama devanado terciario [3].

Se entiende como transformador de potencia el que transforma la tensión de AT/AT o AT/MT, y como transformador de distribución el que transforma la tensión de MT/BT.

Los transformadores y autotransformadores más utilizados en Subestaciones Eléctricas son los de baño de aceite con depósito de expansión. Para Servicios Auxiliares y de reserva se utilizan también los de aislamiento sólido a base de resinas (secos) [4].



Figura 2.7: Transformador de potencia

2.3.2. Interruptores de potencia

Los disyuntores son equipos diseñados para interrumpir y restaurar corrientes eléctricas en un punto dado del circuito.

Los interruptores automáticos deben instalarse siempre acompañados de la aplicación de los respectivos relés, que son los elementos encargados de detectar corrientes, tensiones, potencias, etc. del circuito que, después de ser analizados por sensores previamente ajustados, puede o no enviar la orden de mando para su apertura. Un interruptor automático instalado sin los correspondientes relés se convierte en un excelente interruptor (switch), sin ninguna característica de protección.

La función principal de un interruptor automático es interrumpir las corrientes de falla de un circuito dado durante el menor tiempo posible.

Sin embargo, también se requiere que los disyuntores interrumpan las corrientes de los circuitos que operan a plena carga y vacíos, y para energizar los mismos circuitos en condiciones de operación normales o faltantes.

El disyuntor es un equipo cuyo funcionamiento tiene aspectos muy singulares. Opera continuamente bajo voltaje y corriente de carga, a menudo en ambientes muy severos con respecto a temperatura, humedad, polvo, etc. En general, después de mucho tiempo en estas condiciones, veces a años, es necesario que funcione debido a un defecto del sistema.

En ese momento, todo su mecanismo, inerte hasta entonces, debe operar con todas sus funciones, realizando tareas técnicamente difíciles, en cuestión de décimas de segundo [5].



Figura 2.8: Interruptor de potencia

2.3.3. Seccionadores

Son dispositivos de maniobra capaces de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito, pueden ser maniobrables bajo tensión, pero en general sin corriente ya que poseen una capacidad interruptiva casi nula.

Su empleo es necesario en los sistemas ya que debe existir seguridad en el aislamiento físico de los circuitos antes de realizar cualquier trabajo y para los cuales la presencia de un interruptor no es suficiente para garantizar un aislamiento eléctrico [6].

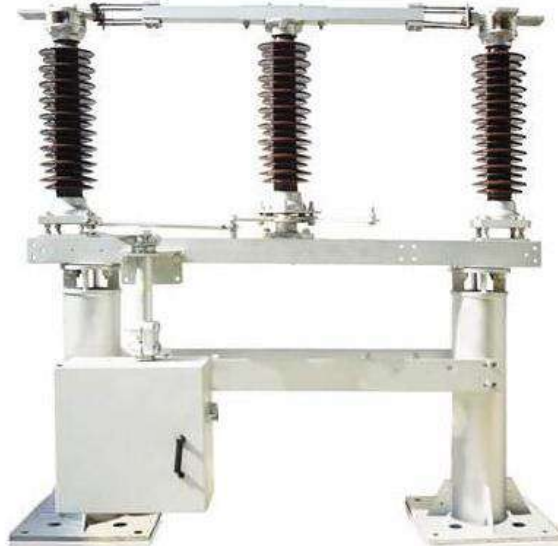


Figura 2.9: Seccionador

2.3.4. Transformadores de medida

2.3.4.1. Transformadores de tensión (TP)

Los llamados transformadores de potencial se emplean para medición y o protección; su nombre se debe a que la cantidad principal por variar es la tensión, o sea que permiten reducir un voltaje de un valor que puede ser muy alto a un valor utilizado por los instrumentos de medición o protección (generalmente 127volts) [6].

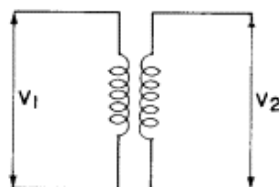


Figura 2.10: Circuito equivalente de un TP

La relación de transformación K_n es igual a:

$$K_n = \frac{V_1}{V_2} \quad (2.1)$$

2.3.4.2. Transformadores de corriente (TC)

Cuando se desea hacer mediciones cuyos valores son elevados y no pueden ser manejados directamente por los instrumentos de medición o protección, o bien, cuando se trata de hacer mediciones de corriente en circuitos que operan con tensiones elevadas es necesario establecer un aislamiento eléctrico entre el circuito primario conductor y los instrumentos. Este aislamiento se logra por medio de los denominados transformadores de corriente cuya función principal es transformar o cambiar un valor de corriente en un circuito a otro que permita la alimentación de instrumentos y que por lo general es de 5 amperes según normas, proporcionando el aislamiento necesario en la tensión [6].

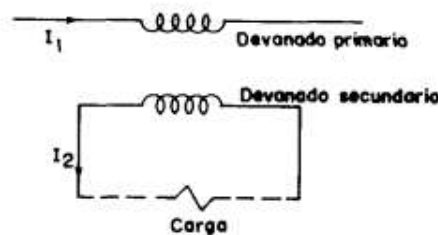


Figura 2.11: Circuito equivalente de un TC

La relación de transformación para el transformador de corriente se establece como:

$$\frac{N_2}{N_1} = \frac{T_1}{T_2} = K_n \quad (2.2)$$

2.4. SISTEMAS DE CONTROL

Se entiende por sistema de control de una Subestación Eléctrica, al conjunto de instalaciones de baja tensión, interconectadas entre sí, que son necesarias para efectuar maniobras en forma manual o automática, en las instalaciones de alta y de baja tensión [1].

El control puede operarse manual o automáticamente y también puede ser de aplicación local o remota (telecontrol).

2.4.1. Tipos de control

2.4.1.1. Control local

El sistema de control local se utiliza en Subestaciones que cuentan con turnos permanentes de operadores, que vigilan y operan las diferentes instalaciones, haciendo uso de los mecanismos de mando manual, auxiliados por los sistemas automáticos de control y protección de la subestación [1].

2.4.1.2. Control remoto

El telecontrol se está utilizando mucho en la actualidad, sobre todo en grandes Subestaciones controladas desde el centro de operación del sistema de que se trate. Este sistema se utiliza en Subestaciones donde no existe personal de operación permanente y se controlan desde un centro de operación remoto. Sólo en casos especiales se operan localmente [1].

2.4.2. Dispositivos y elementos usados en control

Las instalaciones de control comprenden los siguientes elementos:

2.4.2.1. Elementos ejecutores

Dentro de este grupo se consideran los siguientes elementos de mando:

- Interruptores.
- Cuchillas de fases.
- Cuchillas de tierra.
- Cambiadores automáticos de derivaciones, bajo carga.

Estos aparatos se utilizan para operar, a través de los interruptores y cuchillas, el equipo de alta tensión y el equipo auxiliar necesario [1].

2.4.2.2. Dispositivos de control automático

Dentro de este grupo se consideran:

- Recierre de interruptores.

- Sincronización.
- Cambiadores de derivaciones en transformadores.
- Transferencia de alimentadores.
- Transferencia de potenciales [1].

2.4.2.3. Dispositivos de alarma

Son dispositivos de aviso sonoro y luminoso que operan cuando existen condiciones anormales en el funcionamiento de algún aparato eléctrico de alta tensión, como los transformadores, interruptores, etc.

Dentro de este grupo se consideran:

- Cuadros de alarma.
- Zumbadores o timbres [1].

2.4.2.4. Dispositivos de protección

Entre estos dispositivos se consideran:

- Transformadores de corriente.
- Transformadores de potencial.
- Relevadores de protección y auxiliares.
- Equipos de comunicación.

Los relevadores de protección y auxiliares son dispositivos que van ligados con elementos de control y trabajan simultáneamente con ellos en el libramiento de las fallas [1].

2.4.2.5. Dispositivos de medición

Dentro de estos aparatos se consideran:

- Ampérmegos.
- Vóltmetros.
- Wáttmetros.
- Vármegos.
- Watthorímetros.
- Varhorímetros.

Como ya se indicó en el capítulo 8, estos aparatos pueden ser de tipo indicador, registrador o totalizador, y se acostumbra ligarlos con el equipo de control para detectar el estado de carga del circuito o instalación, en el momento necesario [1].

2.4.2.6. Aparatos registradores

En este conjunto se consideran:

- Registradores de eventos.
- Osciloperturbógrafos.

Estos aparatos registran la información que se produce como resultado de un disturbio dentro o fuera de la Subestación, en cuyo caso sería un osciloperturbógrafo, o bien aquellos que registran operaciones secuenciales de relevadores e interruptores, en cuyo caso sería un registrador de eventos, que detecta la secuencia de maniobras y señalizaciones de un sistema o parte de él [1].

2.4.2.7. Dispositivos de mando y señalización

Dentro de este inciso se pueden considerar:

- Tableros de control Conmutadores de control.
- Lámparas de señalización.
- Bus mímico [1].

2.4.2.8. Cables de control

Como se indicó en el capítulo 5, los cables de control sirven para interconectar las distintas partes de las instalaciones de control, los relevadores de protección y los aparatos de medición, a partir de los transformadores de protección y medición correspondientes [1].

2.4.2.9. Celdas de control y protección

Son los soportes de los aparatos de protección, medición, control, alarmas, lámparas de señalización y bus mímico, a través de los cuales se controla toda la instalación de que se trate [1]. En las Subestaciones normalmente son utilizadas una celda por cada bahía.

2.5. SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Protección de una Subestación es un conjunto de sistemas que mantienen vigilancia permanente y cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla. La parte importante de estos sistemas son los relevadores que sirven para detectar la falla y que, a su vez, efectúan la desconexión automática de los interruptores cuando se producen sobrecorrientes debidas a cortocircuitos, aislando las partes del sistema que han fallado [1].

El objetivo principal de la protección es desconectar el elemento defectuoso del sistema lo más rápido posible. Por tanto, la sensibilidad, la selectividad, la fiabilidad y la velocidad son fundamentales para asegurar este objetivo, mediante la acción de los disyuntores.

El sistema de control es responsable de la supervisión de los distintos componentes de la Subestación. El conjunto de equipos que realiza estas funciones se denomina SCADA.

Este sistema tiene algunas características particulares, como monitoreo, registro de datos, lógica de enclavamiento, alarmas y funciones de control remoto [7].

Los sistemas de protección se basan en diferentes diagramas esquemáticos, con un conjunto de relevadores que protegen un conjunto de zonas. Cada zona debe estar protegida por dos juegos de protecciones que deben ser lo más independiente posible, con objeto de cubrir la falla de alguno de los dos juegos.

Estas protecciones se denominan:

2.5.1. Protección primaria

La protección primaria debe operar con la mayor rapidez posible y en primer lugar. La de respaldo se energiza y arranca al mismo tiempo que la primaria, y como es más lenta, sólo operará en caso de que la primaria no respondiera. En el remoto caso de que fallaran la primaria y la de respaldo, deben operar las protecciones de las Subestaciones alimentadoras, que haciendo las veces de una tercera

protección, mucho más lenta, desconecta la energía que incide sobre la zona de falla.

La protección primaria se diseña de tal manera que desconecte la mínima porción posible de un sistema de potencia [1].

2.5.2. Protección secundaria o de respaldo

Es la protección que debe operar cuando la protección primaria falla o está fuera de servicio. Opera mediante componentes independientes de las utilizadas en la protección primaria, de manera que no puedan ser afectadas por las mismas causas que produjeron la falla en esta protección.

La protección de respaldo desconecta generalmente una porción mayor del sistema, que la primaria [1].

2.5.3. Protección de respaldo remota

Es una protección remota que se activa cuando han fallado la protección primaria y secundaria propia de la Subestación. Se considera como un tercer grado de protección, que opera por medio de las protecciones primarias de las Subestaciones alimentadoras, y que libera los interruptores que alimentan la falla de la subestación considerada [1].

2.5.4. Protección de respaldo local de interruptor

Se considera también como un tercer grado de protección.

En este caso se protege con un tercer juego de relevadores, que operan cuando ocurre la falla de algún interruptor [1].

2.5.5. Partes de una protección

Los diferentes elementos que forman parte de un sistema de protección eléctrica, son los siguientes:

- Batería de la Subestación (120 V).
- Cables de control.

- Interruptores de potencia.
- Transformadores de corriente y de potencial.
- Relevadores.

De los cinco puntos considerados, los cuatro primeros ya han sido analizados en los diferentes capítulos anteriores. El último punto, o sea el de relevadores, es el único que se va a analizar a continuación:

2.5.5.1. Relevadores

Son dispositivos electromagnéticos o electrónicos que protegen los equipos de una instalación eléctrica de los efectos destructivos de una falla, y reducen sus efectos y daños. Al decir “que protegen” se hace referencia a que al actuar en combinación con otros equipos, se encargan de reducir el daño, debido a la rápida desconexión del equipo que ha fallado.

Los relevadores son dispositivos que envían a los interruptores considerados una señal de apertura, y se dice que funcionan cuando al energizarse su bobina de disparo cierra sus contactos, disparando los interruptores.

Los relevadores se pueden dividir en tres grupos:

- Atracción electromagnética.
- Inducción electromagnética.
- Estado sólido [1].

2.5.5.2. Relevadores más usados en Subestaciones

Las protecciones más utilizadas en las Subestaciones están basadas en los siguientes relevadores:

2.5.5.2.1. Relevadores de sobrecorriente

Son los más utilizados en Subestaciones y en instalaciones eléctricas industriales, suelen tener disparo instantáneo y disparo temporizado, con bobina de corriente de 4 a 16 amperes para los de fase y de 0.5 a 2 amperes para los de tierra.

Estos relevadores se calibran para que operen con señales de corriente por encima del valor máximo de la corriente nominal del circuito protegido. En condiciones de

cortocircuito máximo deben proporcionar una buena coordinación de la secuencia de disparo de los interruptores que controlan los diferentes tramos de una línea de distribución [1].

2.5.5.2.2. Relevadores diferenciales

Están formados por tres bobinas, dos de restricción y una de operación, trabajan por diferencia de las corrientes entrantes con las salientes del área protegida. La operación se produce cuando existe una diferencia entre estas corrientes, lo cual indica que dentro del equipo protegido existe una fuga de corriente [1].

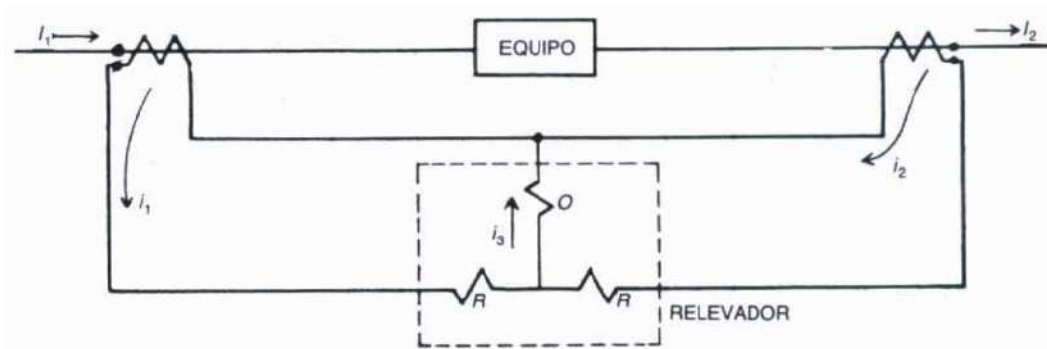


Figura 2.12: Conexión de un relevador diferencial

2.5.5.2.3. Relevadores de distancia

Se basan en la comparación de la corriente de falla, vista por el relevador, contra la tensión proporcionada por un transformador de potencial, con lo cual se hace posible medir la impedancia de la línea al punto de falla. El elemento de medición del relevador es de alta velocidad (instantáneo) o con un retardo que suministra un elemento de tiempo. Normalmente, la impedancia es la medida eléctrica de la distancia, a lo largo de una línea de transmisión, desde la Subestación hasta el lugar donde ocurre la falla; [1]

2.5.5.3. Dispositivos electrónicos inteligentes (IED)

En lo que se refiere a la industria de automatización de sistemas de protección y energía, es un dispositivo que realiza funciones de protección eléctrica, inteligencia

de control local avanzada, tiene la capacidad de monitorear procesos y puede comunicarse directamente con un sistema SCADA [8].



Figura 2.13: Dispositivo electrónico inteligente

Generalmente, esto se refiere a cualquier dispositivo provisto de uno o varios microprocesadores capaces de recibir / enviar datos hacia o desde otro elemento. Los IED más comunes utilizados en Subestaciones son los siguientes tipos [9]:

2.5.5.3.1. Relés funcionales

Los relés digitales (a veces llamados relés de computadora, relés numéricos o relés basados en microprocesador) son dispositivos que aceptan entradas y las procesan usando algoritmos lógicos para desarrollar salidas dirigidas a tomar decisiones que resulten en comandos de disparo o señales de alarma. Al principio, este tipo de relé fue diseñado para reemplazar los relés de protección electromecánicos o electrónicos existentes y algunos años más tarde también se extendieron para su uso en funciones de control y monitoreo [9].

2.5.5.3.2. Unidades digitales integradas

Se han desarrollado unidades digitales integradas (también llamadas relés multifuncionales) para mejorar la eficiencia del sistema secundario de la Subestación disminuyendo el costo total del activo agregando, en un elemento, varias funciones como protección, control, monitoreo y comunicación. Este tipo de dispositivo se usa ampliamente, en particular, para Subestaciones de media tensión donde la disponibilidad requerida no es un aspecto crítico [9].

CAPÍTULO 3

SERVICIOS AUXILIARES

3.1. DEFINICIÓN

Se entiende por sistemas auxiliares, al conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente directa y de corriente alterna, de baja tensión, que se utilizan para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de una Subestación, así como el sistema contra incendio [1].

3.2. CONCEPTOS GENERALES

La confiabilidad del sistema y la continuidad en el suministro de energía se incrementan cuando se dispone de varias fuentes de alimentación de distinto origen, provistas con medios de conmutación manual o automática. Debe compararse el costo de una buena confiabilidad con el costo del tiempo fuera de servicio del sistema de Servicios Auxiliares y el consecuente efecto sobre el sistema de potencia y la subestación. El punto en el que se logre el equilibrio entre confiabilidad, flexibilidad, simplicidad de equipos (facilidad de mantenimiento y operación) y costo, será el punto óptimo desde el punto de vista técnico - económico.

Normalmente, en las Subestaciones se disponen sistemas de Servicios Auxiliares de corriente alterna y de corriente continua. El primero, para alimentar las cargas de mayores consumos, tales como ventilaciones y bombas de equipos de patio y transformación, sistemas complementarios de la Subestación: iluminación, sistemas contraincendios, instalaciones eléctricas de edificios, sistemas de seguridad, aire acondicionado, bombas, etc., así como fuente para los sistemas de corriente continua. Estos últimos, utilizando las baterías como respaldo, son un sistema de mayor confiabilidad, encargado de alimentar los sistemas secundarios de la Subestación: protección, control, medida y comunicaciones.

En los sistemas de corriente alterna también es frecuente hablar de cargas denominadas esenciales y de cargas no esenciales. Las primeras, como su nombre

lo indica, son cargas vitales para la operación de la Subestación y requieren una continuidad de alimentación alta en el suministro [2].

Los sistemas auxiliares pueden considerarse formados por el siguiente conjunto de partes y sistemas:

3.2.1. Servicio de Estación.

Este servicio comprende:

- Transformadores.
- Tableros.
- Baterías.
- Cargadores.
- Planta de emergencia (GGE).

3.2.2. Alumbrado.

Este inciso comprende:

- Tipos de luminarios.
- Clases de alumbrado.
- Distribución de cargas.
- Sistema contra incendio.
- Aire acondicionado [1].

3.2.3. Niveles y límites de tensión

3.2.3.1. Niveles de tensión normalizados

De acuerdo con el numeral 4.8 de la norma IEC 60694 (2002), la tensión asignada de los elementos de cierre y apertura de los equipos de maniobra y la tensión asignada de los circuitos auxiliares, deben ser entendidas como la tensión medida en los terminales de los aparatos durante su operación, incluyendo las resistencias auxiliares o accesorios requeridos por el fabricante e instalados en serie con él, pero no se incluyen los conductores de conexión a la fuente [2].

De acuerdo con la norma ANSI C84.1 (2001), para los sistemas de corriente continua se definen las tensiones nominales indicadas en la Tabla 3.1. Mientras que, para los sistemas de corriente alterna, se definen en la Tabla 3.2 [2].

V
24
48
60
110 ó 125
220 ó 250

Tabla 3.1: Tensión corriente continua

Sistemas trifásicos, 3 hilos o 4 hilos	Sistemas monofásicos, 3 hilos [V]	Sistemas monofásicos, 2 hilos [V]
-	120/240	120
120/208 (220/380)	-	120 (220)
230/400 (240/415)	-	230 (240)
277/480	-	277
347/600	-	347

Notas:
Los valores más bajos en la primera y la segunda columnas son las tensiones a neutro y los valores más altos son las tensiones entre fases
El valor 230/400 V será en el futuro el único valor normalizado de la IEC y en sistemas nuevos se recomienda su adopción.

Tabla 3.2: Tensión corriente alterna

3.2.3.2. Límites de tensión admisible en las cargas

De acuerdo con la norma IEC 60694, los elementos de cierre y apertura de los equipos de maniobra deben operar correctamente con tensiones entre 85 % y 110 % de la tensión asignada. Las bobinas de apertura de los interruptores deben operar entre el 70 % y el 110 % en el caso de corriente continua, y entre el 85 % y el 110 % en corriente alterna.

De acuerdo con la norma ANSI C84.1, los valores de tensión en los terminales de suministro no deben diferir de la tensión asignada en + 5 % y -10 %. No obstante lo indicado, es recomendable mantener las variaciones de tensión en las cargas entre límites de $\pm 5\%$ [2].

3.2.4. Fuentes de alimentación de los Servicios Auxiliares

Los Servicios Auxiliares están relacionados con la red de potencia, ya que La fuente principal de su alimentación se toma de niveles de media tensión de corriente alterna, los cuales a su vez, en la mayoría de los casos, dependen también de la red de alta tensión. De acuerdo con la ubicación de la subestación en el sistema, se pueden presentar los siguientes casos:

- **Subestación en extremo de central de generación:** en ésta, lo habitual es que los Servicios Auxiliares de la Subestación estén interconectados con los de la central; sin embargo, puede presentarse que se requiera alimentar desde fuentes externas.
- **Subestación en extremo de carga:** lo ideal es contar con una fuente externa independiente y confiable en media tensión.
- **Subestación en punto intermedio de línea de transmisión (puede ser de maniobra o transformación):** en estos casos puede que no se disponga de fuentes externas cercanas por lo que se debe recurrir a instalaciones basadas en alimentaciones con grupos electrógenos.

Las alimentaciones principales provienen básicamente de las fuentes que se relacionan a continuación [2].

3.2.5. Devanados terciarios de transformadores de potencia

En algunos casos, los equipos de transformación son complementados con devanados terciarios en media tensión, los cuales pueden utilizarse como la fuente principal de alimentación para los Servicios Auxiliares [2].

3.2.6. Transformador reductor

Cuando la Subestación es del tipo transformación, en donde hay transformadores reductores para alimentar una Subestación de distribución, por ejemplo 13.8 kV, un alimentador de esta Subestación puede ser utilizado como una de las fuentes de Servicios Auxiliares [2].

3.2.7. Líneas aéreas de distribución trifásicas urbanas o rurales

Las Subestaciones que estén localizadas en cercanías de centros urbanos, pueden utilizar, como fuente para los Servicios Auxiliares, las líneas aéreas de distribución trifásicas a media tensión que provienen de la electrificación urbana o rural o de otras Subestaciones [2].

3.2.8. Grupos electrógenos

Normalmente, los grupos electrógenos se utilizan como suministro de emergencia o de respaldo a otras fuentes de alimentación para garantizar la correcta operación del sistema; sin embargo, en algunos casos, poco frecuentes, puede presentarse el caso de requerir su instalación como fuente principal de alimentación [2].

Al respecto, Raúl Martín, denomina planta de emergencia a los grupos motor-generator y menciona que se utilizan en algunas Subestaciones muy importantes, para que en caso de fallas de los dos circuitos del servicio de Estación, se tenga una tercera posibilidad de tener energía para operar los circuitos de baja tensión de ca y cd, de la Subestación de que se trate. La capacidad depende de la complejidad de la Subestación, pero en general, es del orden de 80 kW 220/127 volts 60 Hz, 3 fases y 4 hilos [1].



Figura 3.1: Generador de emergencia

3.2.9. Rectificadores o cargadores de batería

La rectificación es un proceso mediante el cual una forma de onda aplicada de valor promedio cero se cambia a una que tiene un nivel de cd [10]. Es decir, un rectificador convierte la tensión alterna en tensión continua.

Según otros autores, los cargadores son los dispositivos que mantienen las baterías al nivel de carga nominal. Estos dispositivos son rectificadores estáticos, construidos con tiristores y que regulan la tensión de flotación de la batería. Para cada batería se utilizan dos cargadores, uno como sustituto del otro. Los cargadores se instalan en un cuarto cercano al de baterías, para protegerlos de los gases que desprenden éstas y evitar la posibilidad de una explosión.

La capacidad de los cargadores debe poder mantener la carga de flotación a tensión constante y, al mismo tiempo, suministrar el consumo de la carga permanente. En el caso de que el cargador esté suministrando la carga completa y simultáneamente aparezca un pico de carga extra, la batería suministrará la diferencia de carga.

En el caso de una falla en la corriente alterna, en que la batería alimenta todas las instalaciones de emergencia, más las suyas propias, al regresar aquélla el cargador debe poder suministrar la demanda normal y recargar la batería hasta el valor de flotación. La capacidad del cargador se selecciona a base de obtener el periodo de carga rápida, en un tiempo máximo de 5 horas, en las condiciones más desfavorables.

Los cargadores deben tener protección de sobrecarga y de cortocircuito, en el lado de corriente alterna y en el de directa. Además, deben tener supervisión por medio de voltmetro y ampermetro, en la salida de corriente directa [1].

Para determinar la corriente asignada de los cargadores de baterías se considera que, después de una falla en la alimentación, cada cargador de baterías debe ser capaz de alimentar la totalidad de los consumidores y de entregar una corriente tal al banco de baterías, que sea suficiente para recargarlo en un lapso no superior al tiempo deseado para la recarga.

El siguiente procedimiento es el más utilizado para calcular la capacidad del cargador y es el que más se ajusta a las condiciones de operación de los Servicios Auxiliares de las Subestaciones.

La ecuación utilizada para dimensionar los cargadores es la siguiente:

$$A = \frac{nA_h}{t} + A_0 \quad (3.1)$$

Donde:

- A : Capacidad del cargador, A.
- A_h : Amperios-hora del banco de baterías seleccionado.
- n : Constante para compensar las pérdidas durante la carga (1.25 para baterías plomo-ácido).
- A_0 : Corriente de consumo continuo demandada por las cargas, A.
- t : Tiempo de recarga de la batería, h (recomendado por el fabricante).

Luego de obtener la corriente del cargador se aplican los factores de corrección por temperatura y por altura sobre el nivel del mar. La corrección por temperatura ambiente se debe considerar si ésta supera los 40°C (temperatura máxima indicada por los fabricantes) durante períodos superiores a una hora [2].

3.2.10. Banco de baterías

Las baterías o acumuladores permiten almacenar la energía eléctrica en corriente continua proveída por las diferentes fuentes.

Este elemento tiene la capacidad de abastecer de energía eléctrica a los elementos del sistema de SSAA en condiciones de falta de energía en el rectificador. Está constituido por un conjunto de baterías interconectadas para alcanzar los requerimientos de voltaje y corriente del sistema.

3.3. CONFIGURACIONES DE SERVICIOS AUXILIARES DE SUBESTACIONES

El sistema de Servicios Auxiliares de una Subestación depende del tipo de control de la misma, el cual puede ser de dos tipos: centralizado o distribuido.

El sistema centralizado consiste en ubicar todos los equipos del sistema de control en un solo edificio de control; por lo tanto, todos los equipos del sistema de Servicios Auxiliares, tanto de corriente alterna como de corriente continua, se localizan en dicho edificio. Las cargas se encuentran distribuidas en el edificio de control y en el patio de la Subestación.

El sistema de control distribuido localiza parte de los equipos en el edificio de control y el resto de equipos del sistema se localiza en casetas, las cuales se encuentran distribuidas en el patio de la Subestación. Teniendo en cuenta lo anterior, parte de los equipos de Servicios Auxiliares como grupos electrógenos, bancos de baterías, cargadores de baterías, transformadores de media/baja tensión y gabinetes de distribución, tanto en corriente alterna como en corriente continua, estarán ubicados en el edificio. De los gabinetes de distribución de corriente alterna se llevan acometidas que alimentan gabinetes de distribución en el mismo nivel de tensión, localizados en casetas de control, de forma que cada caseta contenga los equipos para Servicios Auxiliares del control, protección, registro de fallas, etc., para dos o más salidas de circuito. También en la caseta se localizan un banco de baterías de una capacidad pequeña y un gabinete con cargador de baterías y distribución.

Los esquemas que se describen a continuación aplican para cualquier tipo de Subestación y en la descripción de cada uno de ellos se dan las pautas para su aplicación [2].

3.3.1. Configuración de media tensión (transformador reductor)

Dependiendo de la importancia de la Subestación en el sistema de potencia, todos los sistemas de Servicios Auxiliares de las Subestaciones de alta y extra alta tensión deben tener, en lo posible, la infraestructura necesaria para recibir en media tensión hasta dos alimentadores, los cuales podrían provenir, como ya se indicó, de una red de distribución rural de media tensión, alimentador de Subestación de distribución localizada en la misma Subestación en cuestión o del terciario de un transformador instalado en la Subestación [2].

3.3.2. Configuraciones de corriente alterna en baja tensión

3.3.2.1. Barraje sencillo con un alimentador de media tensión

Un primer esquema se compone de un barraje sencillo, en donde la barra es alimentada por un transformador de media/baja tensión como fuente principal y un grupo electrógeno conectado directamente al nivel de baja tensión como fuente de respaldo. De este barraje se alimentan todas las cargas de la Subestación, cuya distribución se realiza según sea el tipo de sistema de control de la Subestación (centralizado o distribuido). La selección de la fuente de alimentación al barraje se podría hacer por el sistema de automatización de la subestación (SAS), por un equipo PLC exclusivo para el control del sistema de Servicios Auxiliares, o por una transferencia automática simple. Para este esquema todas las cargas se toman como esenciales. Esta disposición es de baja confiabilidad, pero su costo es reducido. En la Figura 3.2 se ilustra dicho esquema [2].

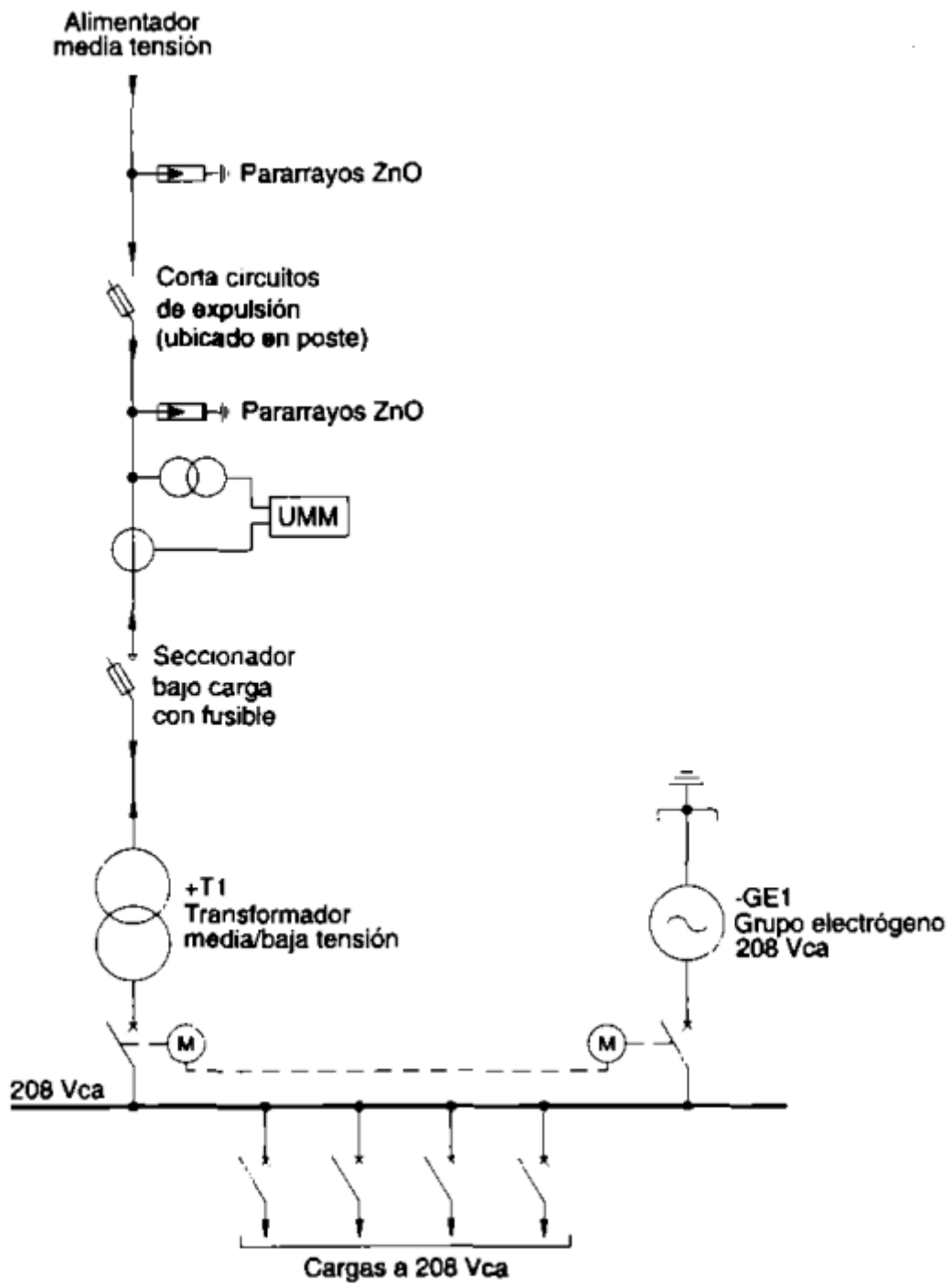


Figura 3.2: Esquema radial y un solo alimentador de media tensión

3.3.2.2. Barras acopladas con un solo alimentador de media tensión

Cuando se tiene un sistema de cargas grande y se requiere un sistema confiable, se plantea un segundo esquema en baja tensión, el cual se compone de dos barrajes unidos por medio de un interruptor de acople. A uno de los barrajes llega la alimentación principal proveniente de media tensión y la alimentación de respaldo dada por un grupo electrógeno en baja tensión, mientras que el otro barraje sólo alimenta algunas de las cargas de los Servicios Auxiliares.

Este esquema divide las cargas en esenciales y no esenciales. El barraje al cual llegan los dos alimentadores (principal y de respaldo) es para las cargas esenciales y el otro barraje es el encargado de alimentar las cargas no esenciales de los Servicios Auxiliares de la Subestación.

El transformador de media/baja tensión tiene capacidad suficiente para alimentar las cargas de ambos barrajes con el interruptor de acople cerrado. El grupo electrógeno se optimiza en su tamaño ya que sólo se requiere capacidad para alimentar la barra de los servicios esenciales, es decir, el interruptor de acople debe estar abierto en el momento en el que el grupo electrógeno entre a operar.

En caso de una falla en la alimentación que proviene del transformador, el interruptor de acople se abre y el grupo electrógeno entra a operar, alimentando sólo las cargas que están en la barra de cargas esenciales. Las cargas no esenciales quedan sin alimentación hasta que retome a su normalidad el alimentador de media tensión. La maniobra del interruptor de acople de barras, el arranque del grupo electrógeno y la selección de la fuente de alimentación, se hacen mediante el sistema de automatización de la Subestación (SAS) o por una transferencia automática o PLC exclusivo para el sistema de Servicios Auxiliares.

De estos barrajes se alimentan todas las cargas de la Subestación haciendo diferencia entre cargas esenciales y no esenciales; además, la distribución de cargas se realiza según sea el tipo de sistema de control de la Subestación (centralizado o distribuido). En la Figura 3.3 se ilustra dicho esquema [2].

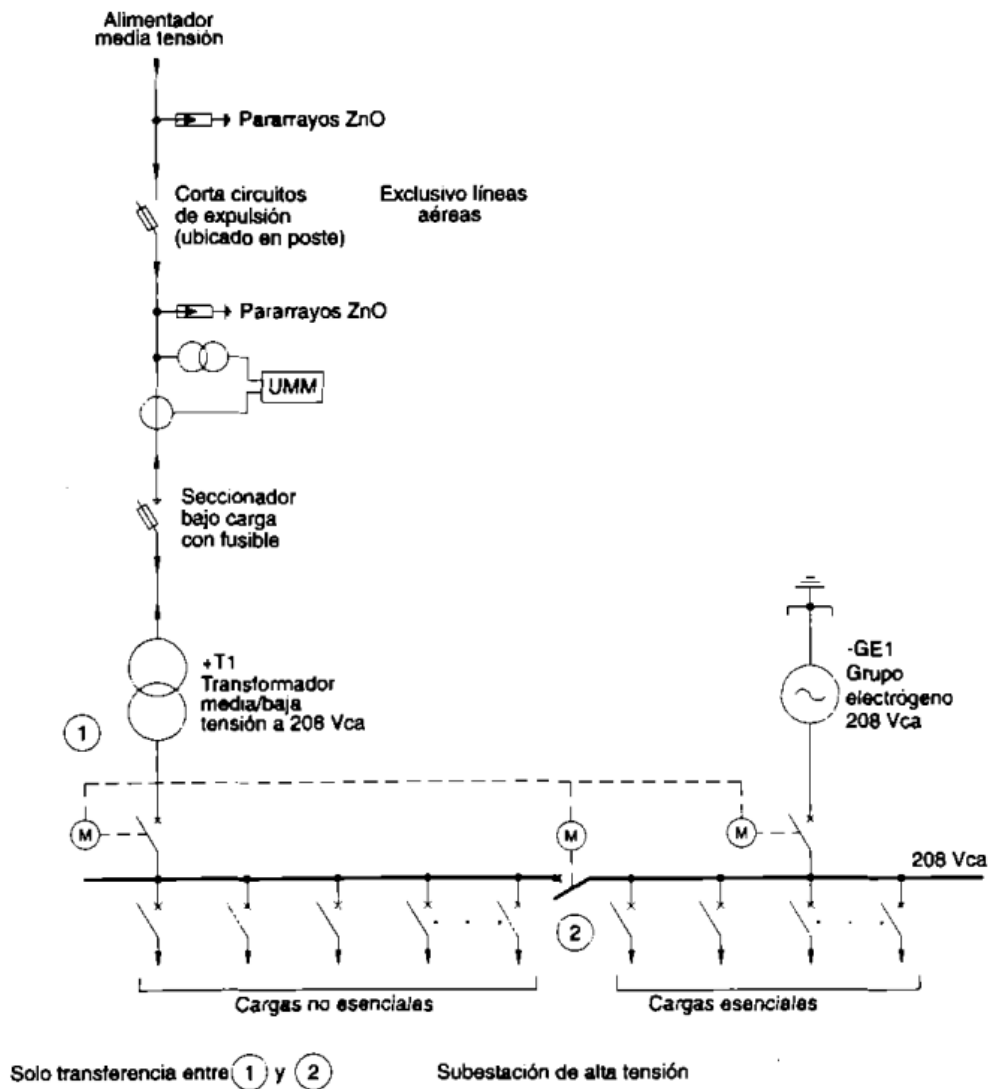


Figura 3.3: Sistema de baja tensión c.a., barraje seccionado y un alimentador de media tensión

3.3.2.3. Barras acopladas con dos alimentadores de media tensión

Este esquema considera que cada barra es alimentada por un transformador de media/baja tensión, teniendo ambos transformadores capacidad suficiente para alimentar los dos barrajes (interruptor de acople cerrado) y siendo uno respaldo del otro.

Este esquema opera con solo un transformador a la vez y, en caso de falla de éste (o de su circuito de alimentación), el sistema de control realiza la transferencia al otro transformador, verificando que el primer transformador se encuentre ya desconectado del barraje. En caso de falla de ambos transformadores o de sus circuitos de alimentación, el interruptor de acople se abre y entra a operar el grupo electrógeno sólo para las cargas esenciales.

De estos barrajes se alimentan todas las cargas de la Subestación haciendo diferencia entre cargas esenciales y no esenciales; además, la distribución de cargas se realiza según sea el tipo de sistema de control de la Subestación (centralizado o distribuido). En la Figura 3.4 se muestra dicho esquema [2].

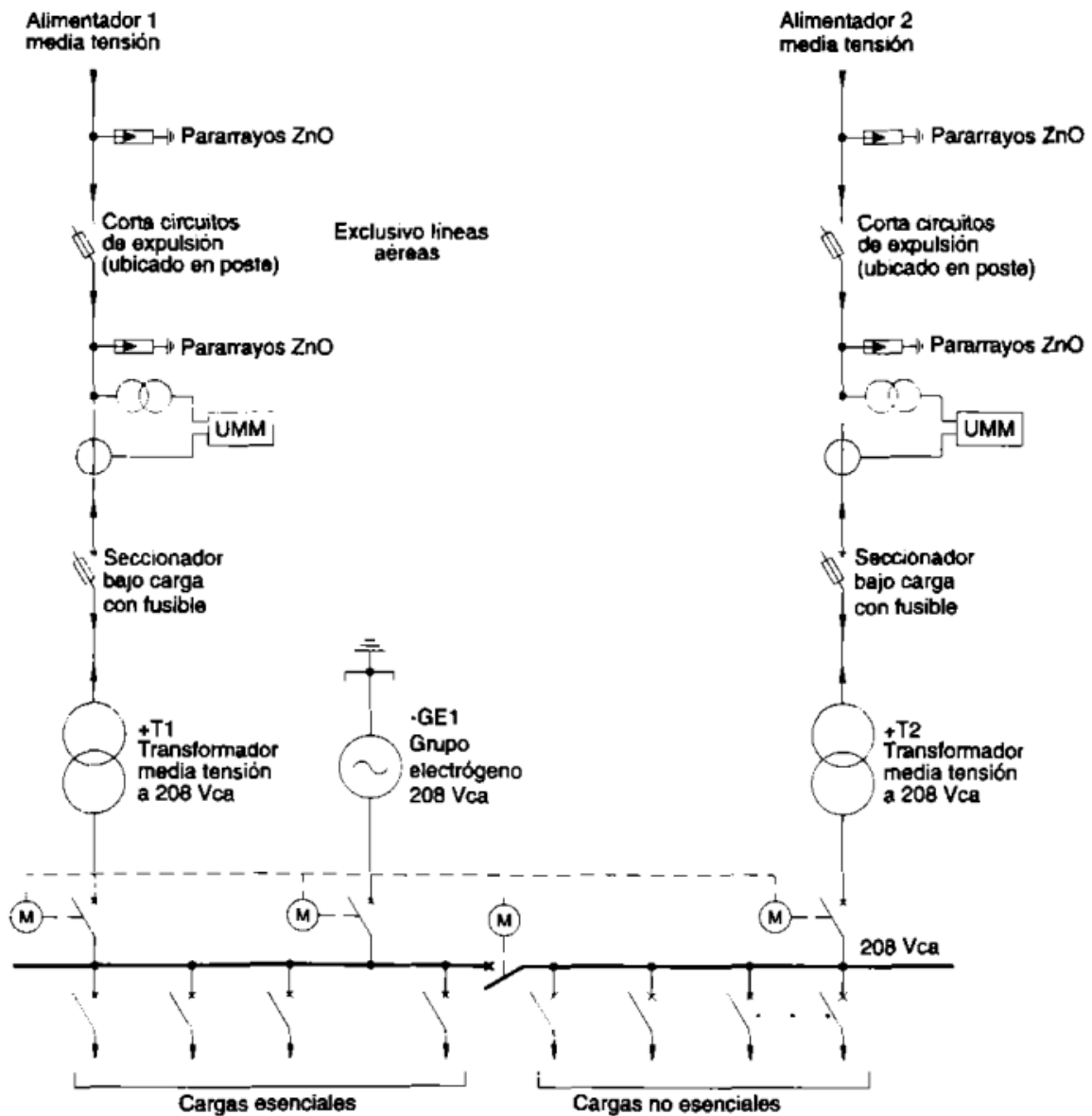


Figura 3.4: Sistema de baja tensión c.a., barras acopladas con dos alimentadores en media tensión

En aquellos casos en los cuales solo se dispone de una fuente de alimentación y se desea tener una mayor flexibilidad y redundancia en los equipos, se plantea una modificación a este esquema, la cual es ilustrada en la Figura 3.5, donde ambos transformadores comparten el mismo alimentador de media tensión, dando respaldo sólo a la transformación [2].

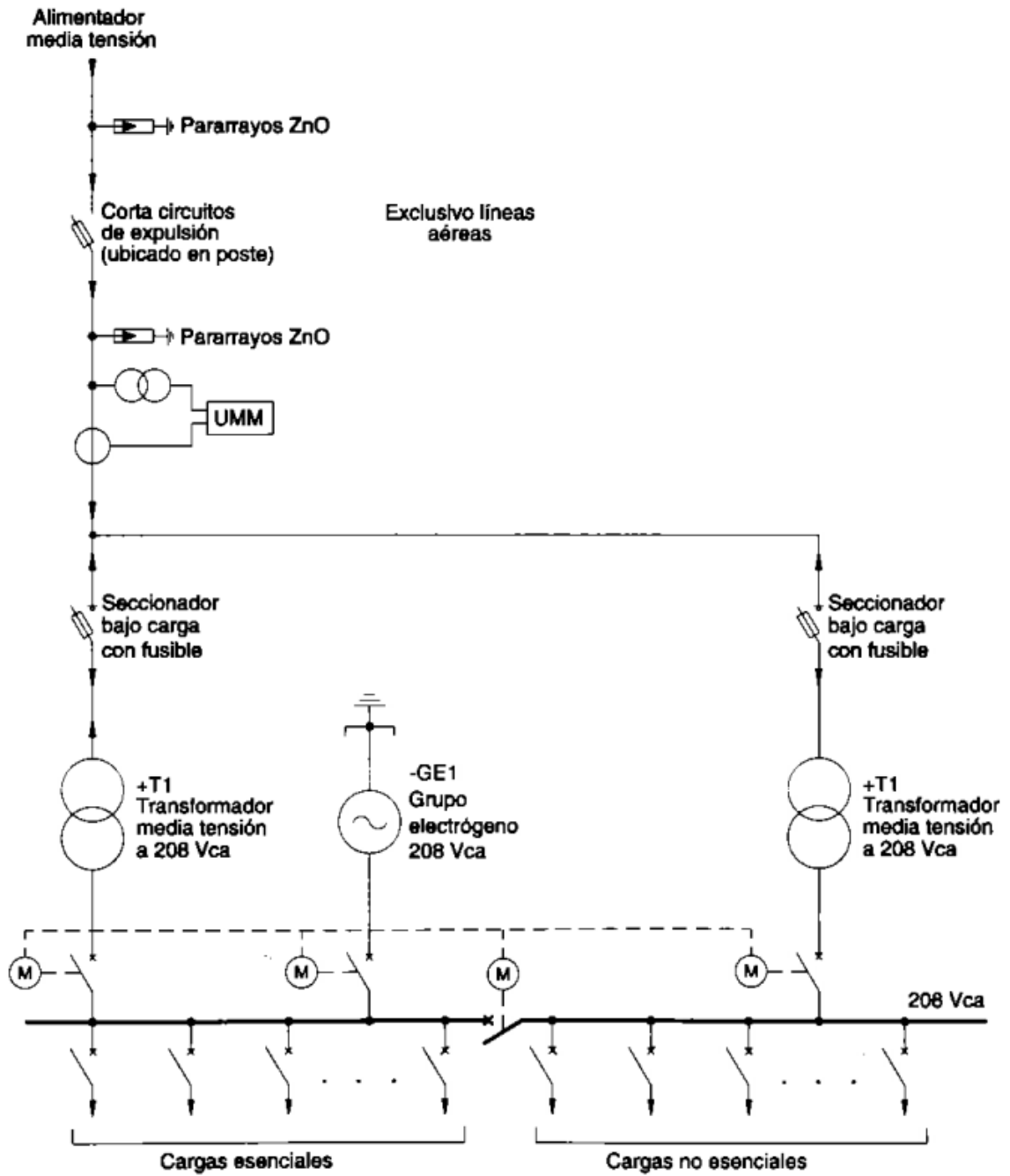


Figura 3.5: Sistema de baja tensión c.a. modificado, barras acopladas con un alimentador de media tensión

3.3.2.4. Barras acopladas con dos alimentadores de media tensión y dos grupos electrógenos

En este esquema cada barra tiene como respaldo un grupo electrógeno en baja tensión. Esta configuración es aplicable principalmente a Subestaciones de alta importancia, por lo que es recomendable implementar un grupo electrógeno para cada barra, garantizando así un funcionamiento y una operación seguros de la Subestación.

Este esquema opera con solo un transformador a la vez (interruptor de acople cerrado y las plantas desconectadas) y, en caso de falla de éste o de su circuito de alimentación, el sistema de control realiza la transferencia al otro transformador verificando que el primer transformador se encuentre ya desconectado del barraje.

En caso de falla de ambos transformadores o de sus circuitos de alimentación, el interruptor de acople se abre y entran a operar ambos grupos electrógenos (uno para cada barra).

De estos barrajes se alimentan todas las cargas de la Subestación, cuya distribución se realiza según sea el tipo de sistema de control de la Subestación (centralizado o distribuido). Para este esquema no hay discriminación entre cargas esenciales y no esenciales (Figura 3.6) [2].

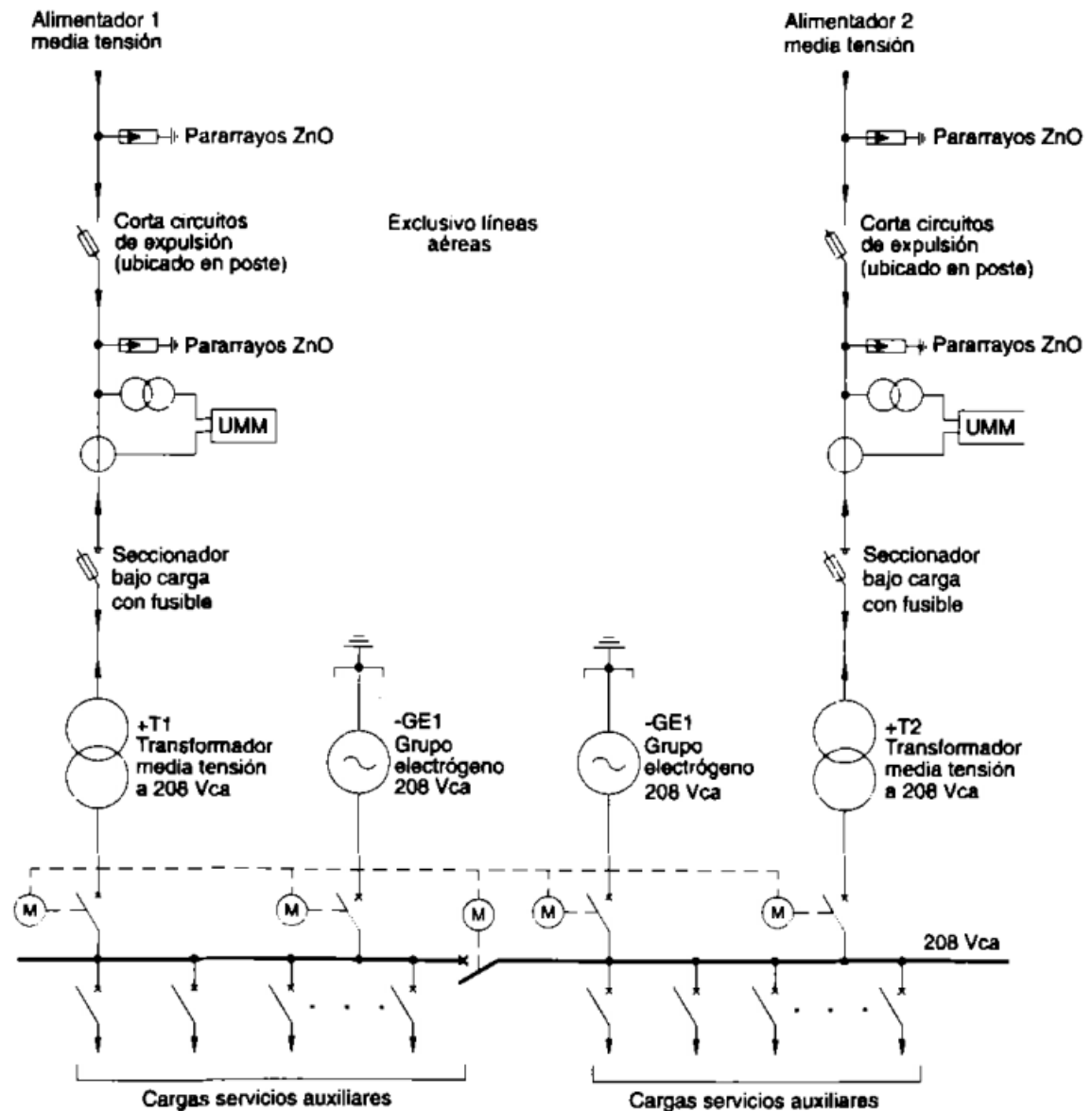


Figura 3.6: Sistema de baja tensión c.a., con barras acopladas con dos alimentadores de media tensión y dos grupos electrógenos

Cuando solo se dispone de una fuente de alimentación, se puede efectuar la simplificación ilustrada en la Figura 3.7.

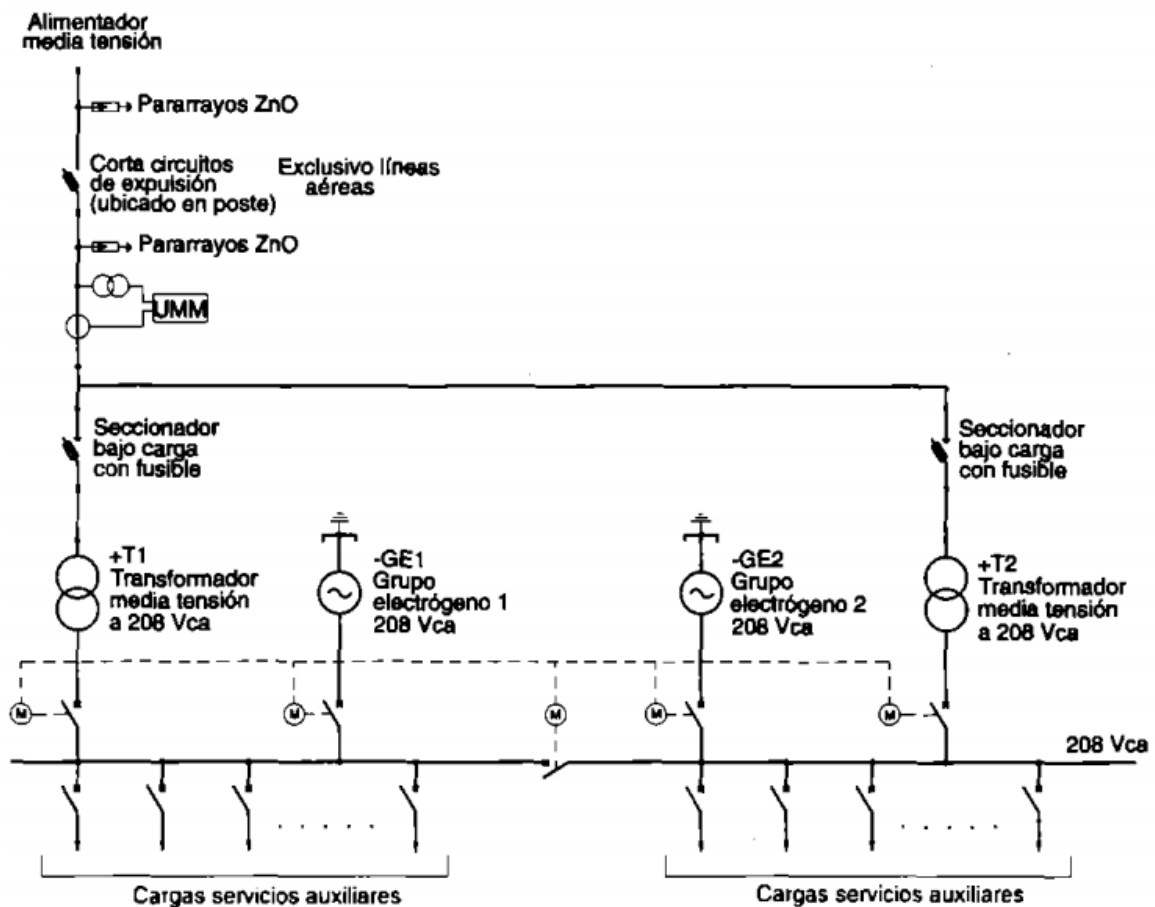


Figura 3.7: Sistema de baja tensión c.a. modificado, barraje seccionado con alimentador de media tensión y dos grupos electrógenos

3.3.3. Configuraciones de corriente continua

Existen diversos autores que estudian estas configuraciones, de entre los cuales se seleccionan algunas, presentadas seguidamente.

3.3.3.1. Sistema de 125 Vcc

El sistema de 125 Vcc (que igualmente podría ser 110 Vcc) se utiliza para alimentar aquellas cargas que implican maniobras en los equipos de patio como, por ejemplo, las bobinas de apertura y cierre de interruptores, motores de accionamiento de seccionadores y en algunos casos de interruptores; también se utiliza para alimentar relés de protección, equipos de registro de fallas, tensiones de control, etc. Para las Subestaciones de conexión a barras, donde es importante la maniobra

de los seccionadores, los motores de dichos equipos son de corriente continua y, en Subestaciones de conexión de interruptores, donde ellos son los importantes en la maniobra, sus motores son de corriente continua.

En caso de tener un sistema centralizado, el sistema también alimenta cargas como inversores y, en algunos casos, alumbrados de emergencia.

Algunos esquemas posibles de utilizar en este sistema se describen a continuación [2].

3.3.3.1.1. Un solo cargador y banco de baterías con una barra de distribución

Este esquema es el más simple de todos, donde sólo se tienen un cargador de baterías, un banco de baterías como respaldo y una barra de distribución para alimentar los diferentes circuitos. El cargador se alimenta de un circuito de corriente alterna trifásico (como por ejemplo a 208 Vca) o monofásico (como por ejemplo a 120 Vca). Esta configuración es muy utilizada en aquellas Subestaciones de normal importancia en el sistema y que emplean en la alimentación de corriente alterna esquemas simples como los mencionados en la Sección anterior. Este esquema se ilustra en la Figura 3.8 [2].

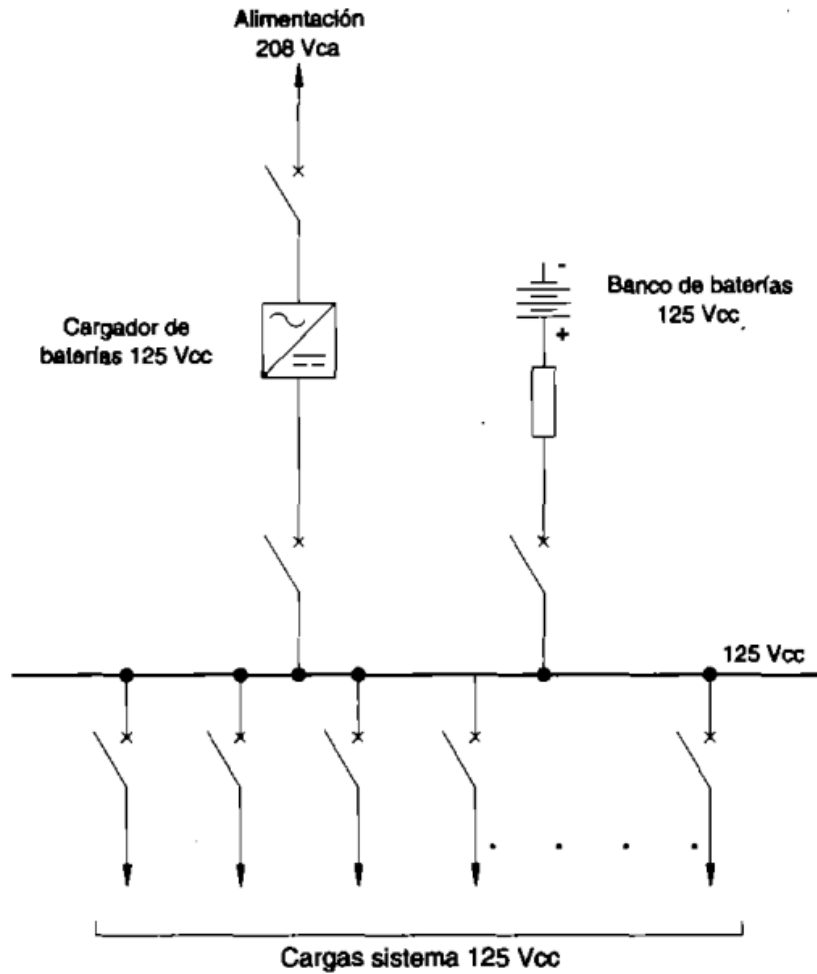


Figura 3.8: Sistema de c.c., un cargador y banco de baterías con una barra de distribución

3.3.3.1.2. Barraje de distribución seccionado con dos cargadores

Una alternativa que brinda una buena confiabilidad al sistema consiste en adicionar otro cargador y seccionar la barra de distribución de corriente continua. Este esquema ofrece mínimos costos de implementación y hace que sea bastante atractivo por su simplicidad, flexibilidad e independencia entre casetas de control cuando el sistema es del tipo distribuido.

Este esquema facilita distribuir Las cargas en ambas barras buscando la duplicidad en la fuente (por ejemplo, alimentar la protección principal en una barra y la protección de respaldo en la otra barra, bobinas de disparo en barrajes diferentes,

etc.); es decir, permite distribuir cargas redundantes en barrajes diferentes, proporcionando gran seguridad al sistema.

En esta configuración los dos cargadores de baterías están alimentados independientemente, es decir, el circuito que alimenta cada cargador es independiente y estos provienen de una barra de corriente alterna, ya sea diferente o de una misma barra. Esta configuración ofrece una buena disponibilidad y flexibilidad al sistema (Figura 3.9) [2].

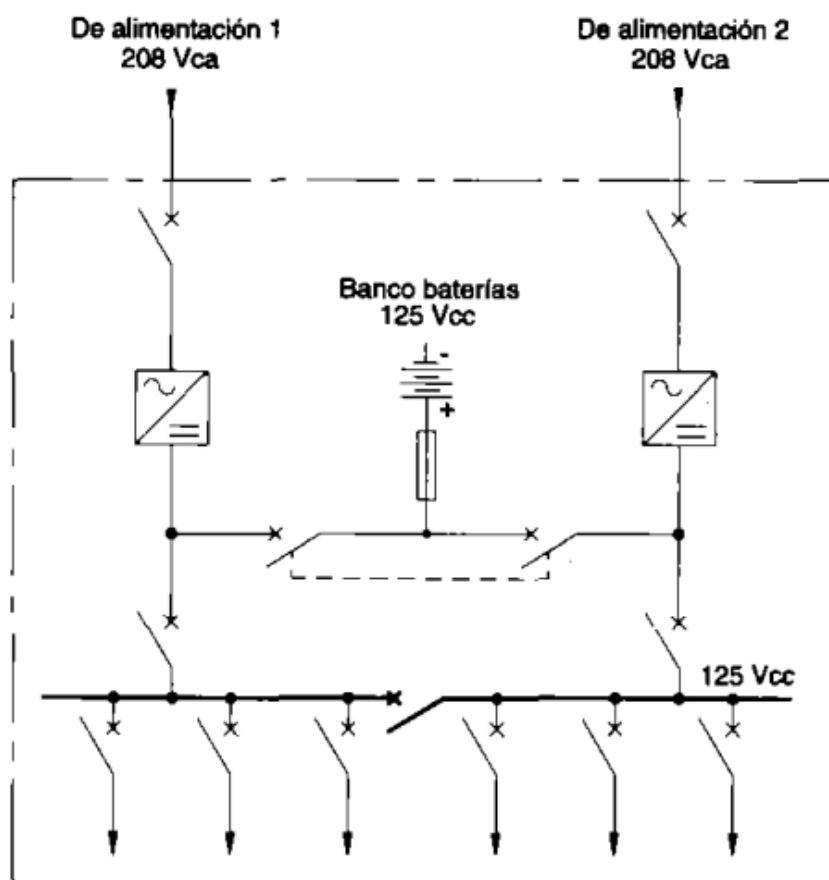


Figura 3.9: Sistema de c.c., barraje seccionado y dos cargadores de baterías

Otros autores presentan, las configuraciones siguientes:

3.3.3.1.3. Configuración de un rectificador con interruptor KBY ("by-pass" de baterías)

Esta configuración tiene un interruptor de "By-Pass" de baterías, llamado KBY, el cual permite que se coloque el banco de baterías directamente a la barra DC, mientras tengo el rectificador apagado por mantenimiento. De esta manera aumentamos la confiabilidad del sistema y no requerimos de un banco adicional externo [11].

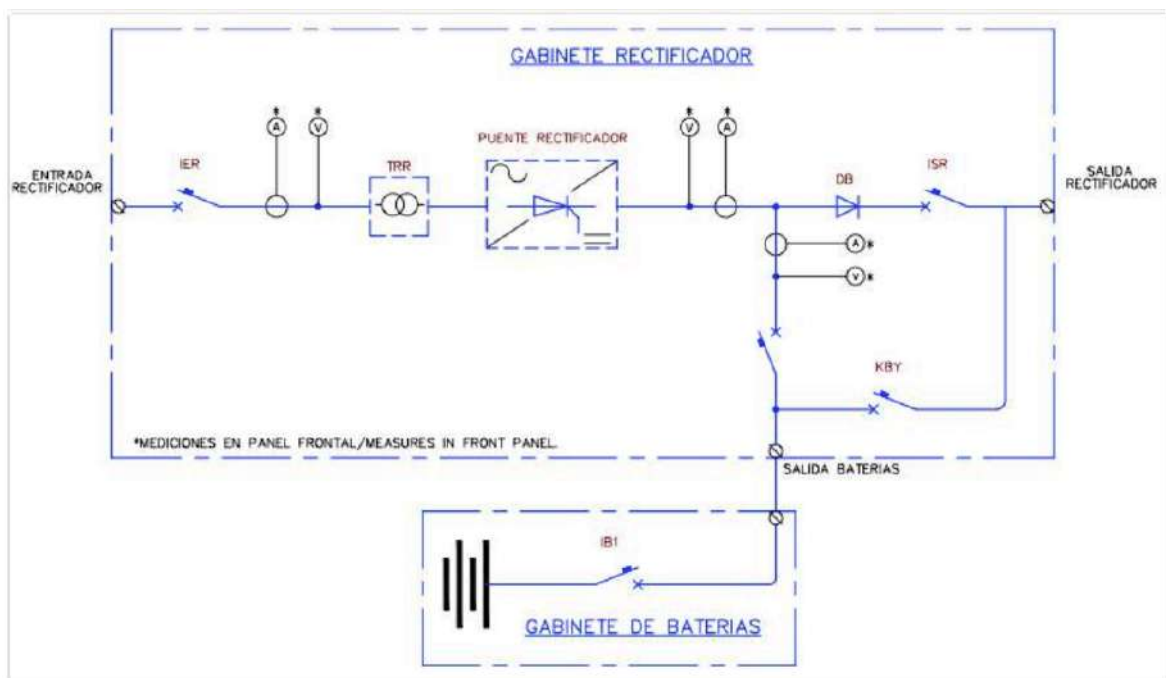


Figura 3.10: Sistema sencillo con KBY de baterías

3.3.3.1.4. Configuración de un rectificador con banco baterías directo en la barra DC

Esta configuración tiene un Rectificador sin IB interno, es decir el banco de baterías está directamente conectado a la barra de carga.

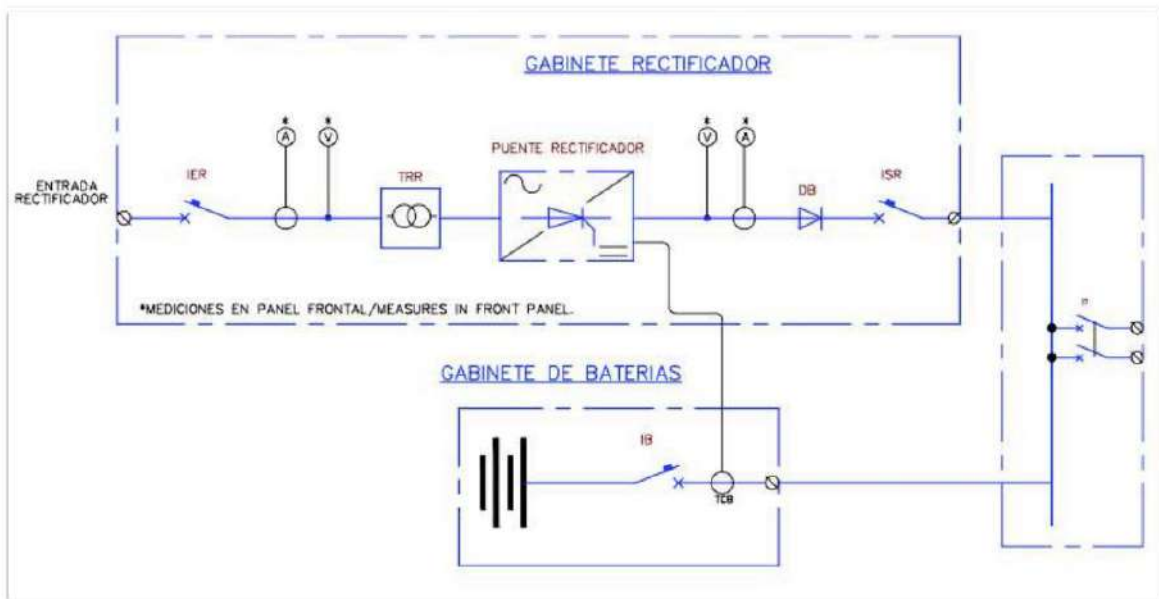


Figura 3.11: Sistema rectificador sencillo

3.3.3.1.5. Configuración de dos rectificadores en paralelo y un banco de baterías

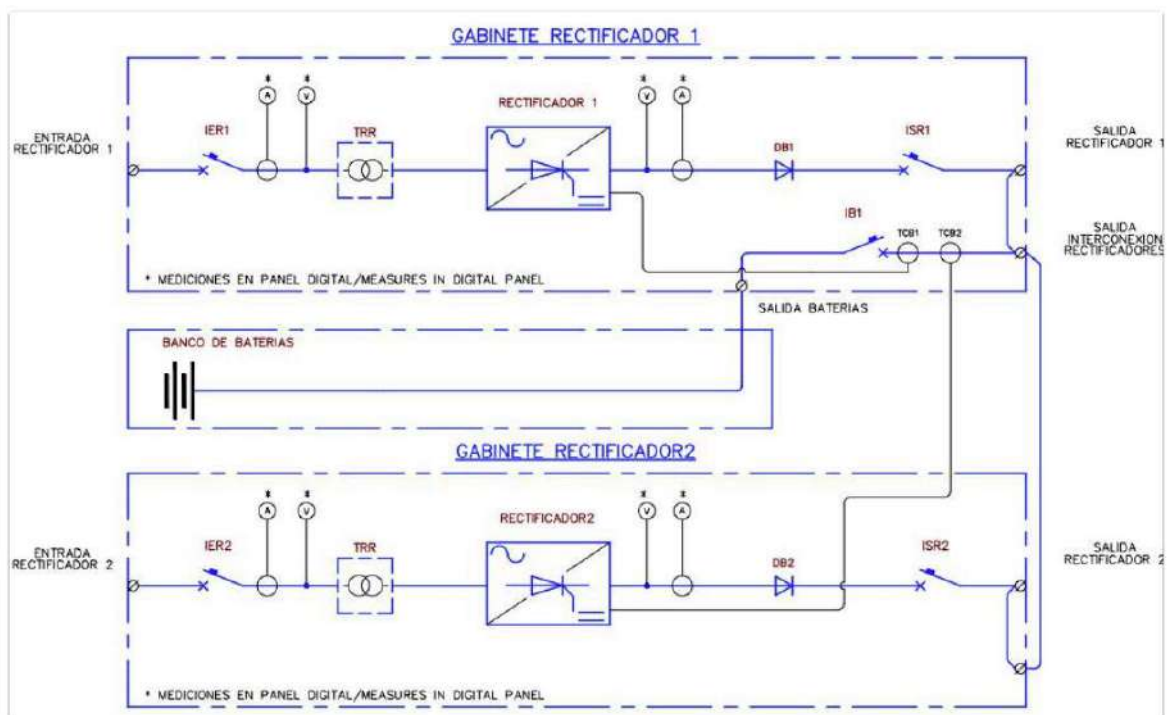


Figura 3.12: Sistema redundante con un banco de baterías

3.3.3.1.6. Configuración de dos rectificadores en paralelo y dos bancos de baterías (sin KBY)

A continuación, se mostrará el proceso de arranque de dos Rectificadores de configura Redundante con dos bancos de baterías (uno por cada rectificador).

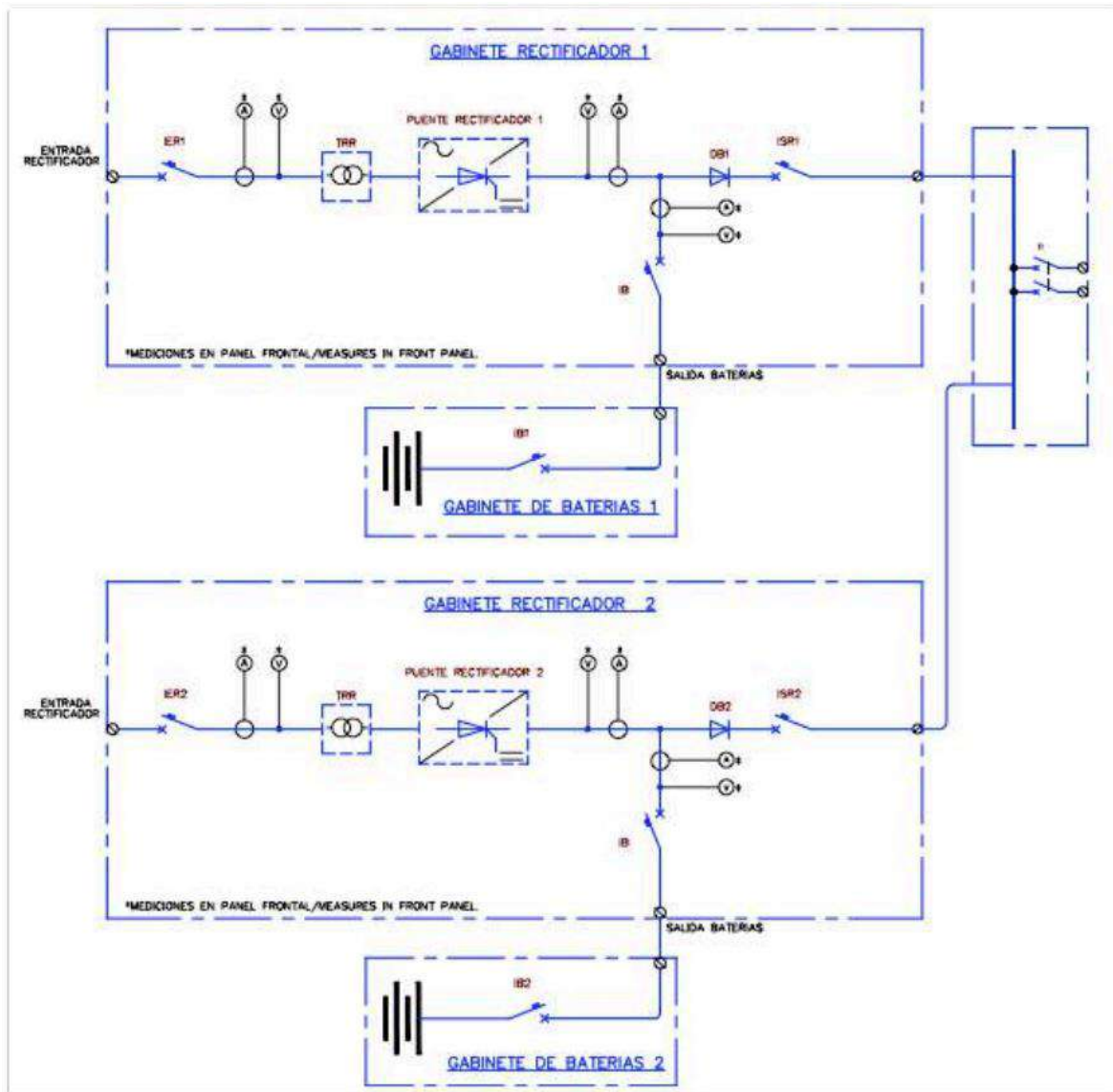


Figura 3.13: Sistema redundante con dos bancos de baterías

3.3.3.1.7. Configuración de dos rectificadores en paralelo y dos bancos de baterías (con KBY)

A continuación se mostrará el proceso de arranque de dos Rectificadores de configura Redundante con dos bancos de baterías (uno por cada rectificador) [11].

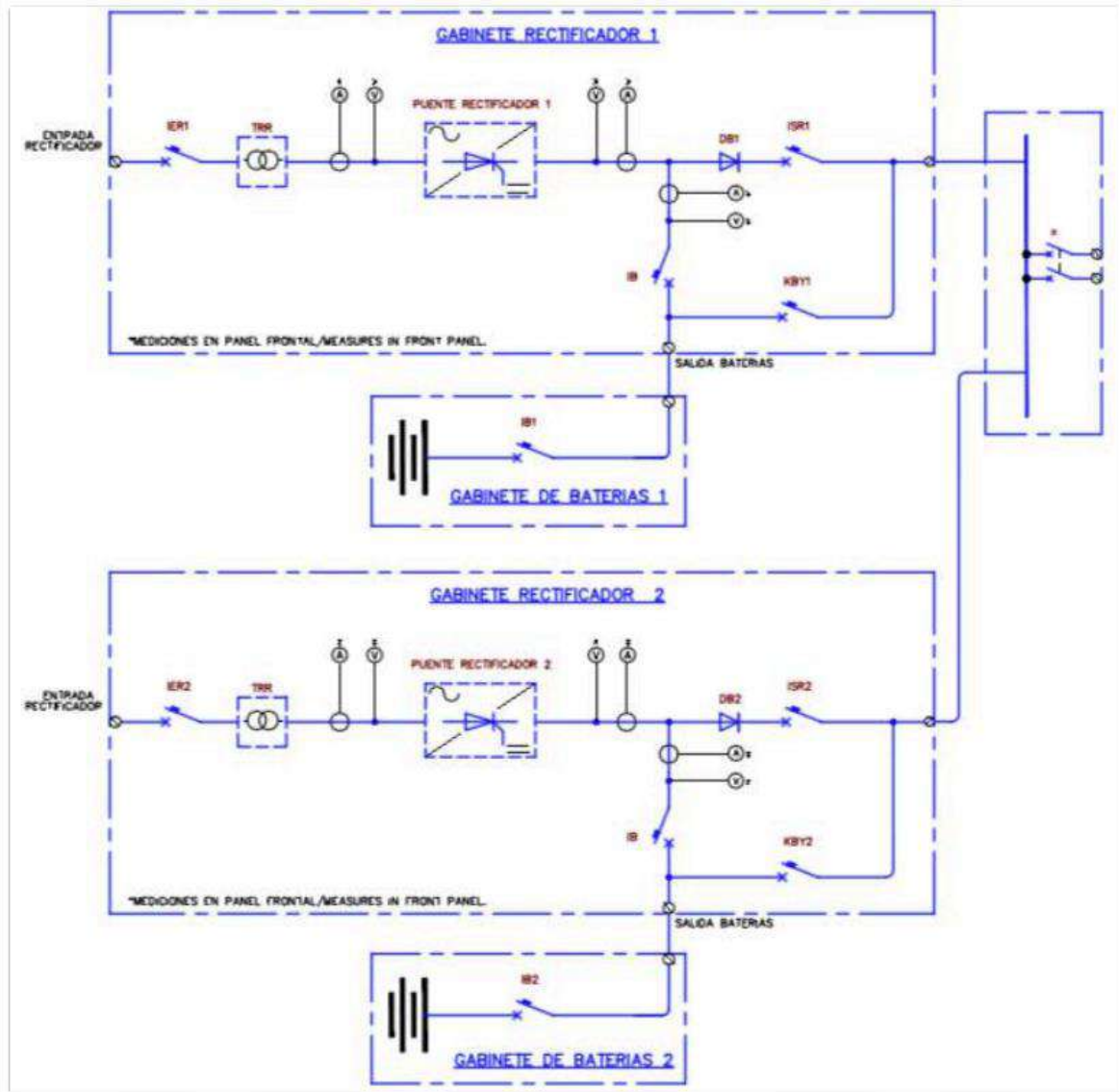


Figura 3.14: Sistema redundante con dos bancos de baterías con KBY

3.3.4. Configuración general para sistemas centralizados y distribuidos

Las Figuras 3.10 y 13.11 muestran la configuración típica para los sistemas centralizados y distribuidos, respectivamente, donde la implementación de cada uno de ellos depende del tipo de sistema de control y de la importancia de la Subestación en el sistema.

Los dos esquemas ilustrados a manera de ejemplo utilizan combinaciones de las diferentes configuraciones indicadas en los numerales anteriores para cada nivel de tensión [2].

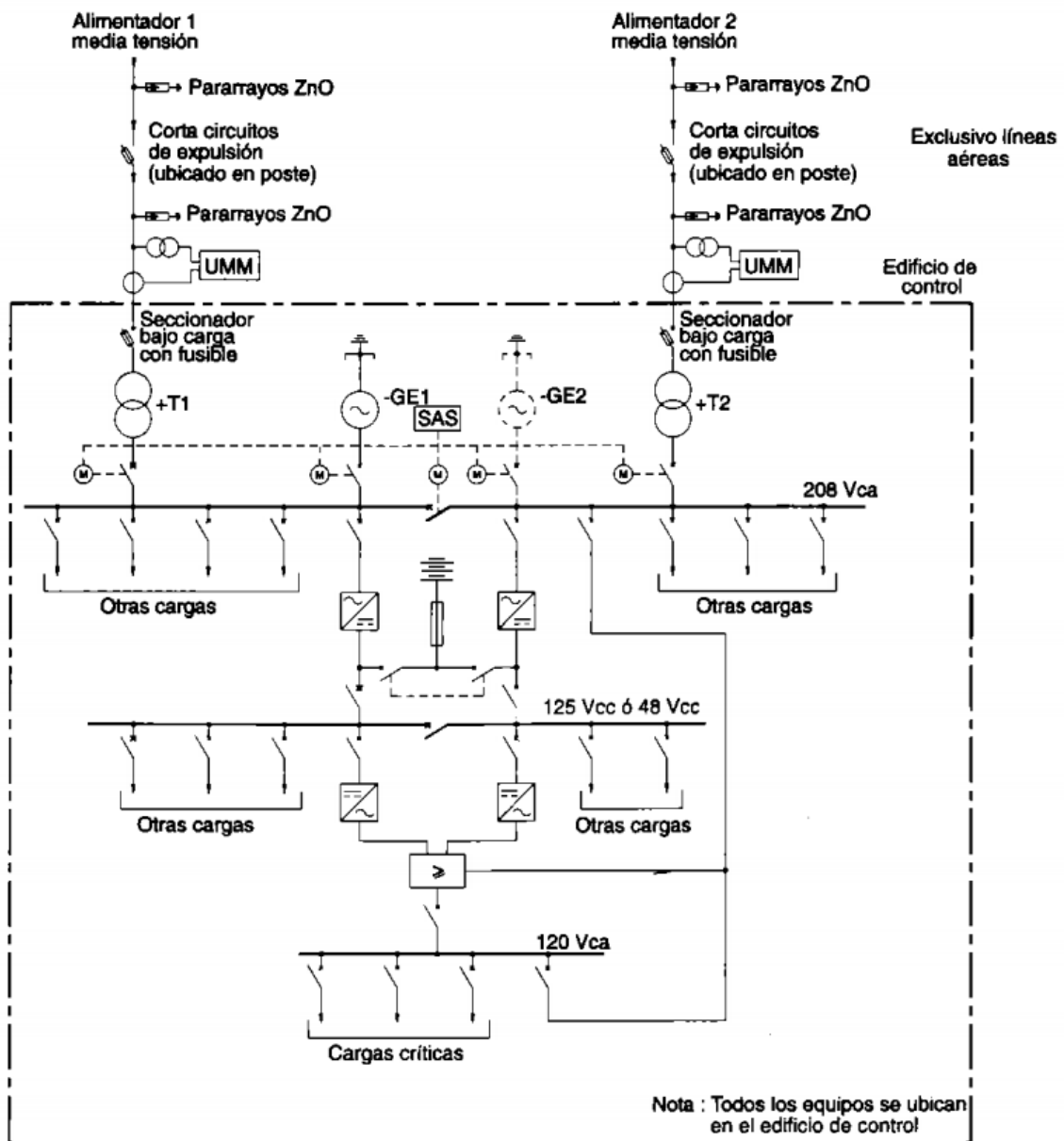


Figura 3.15: Sistema Servicios Auxiliares centralizado

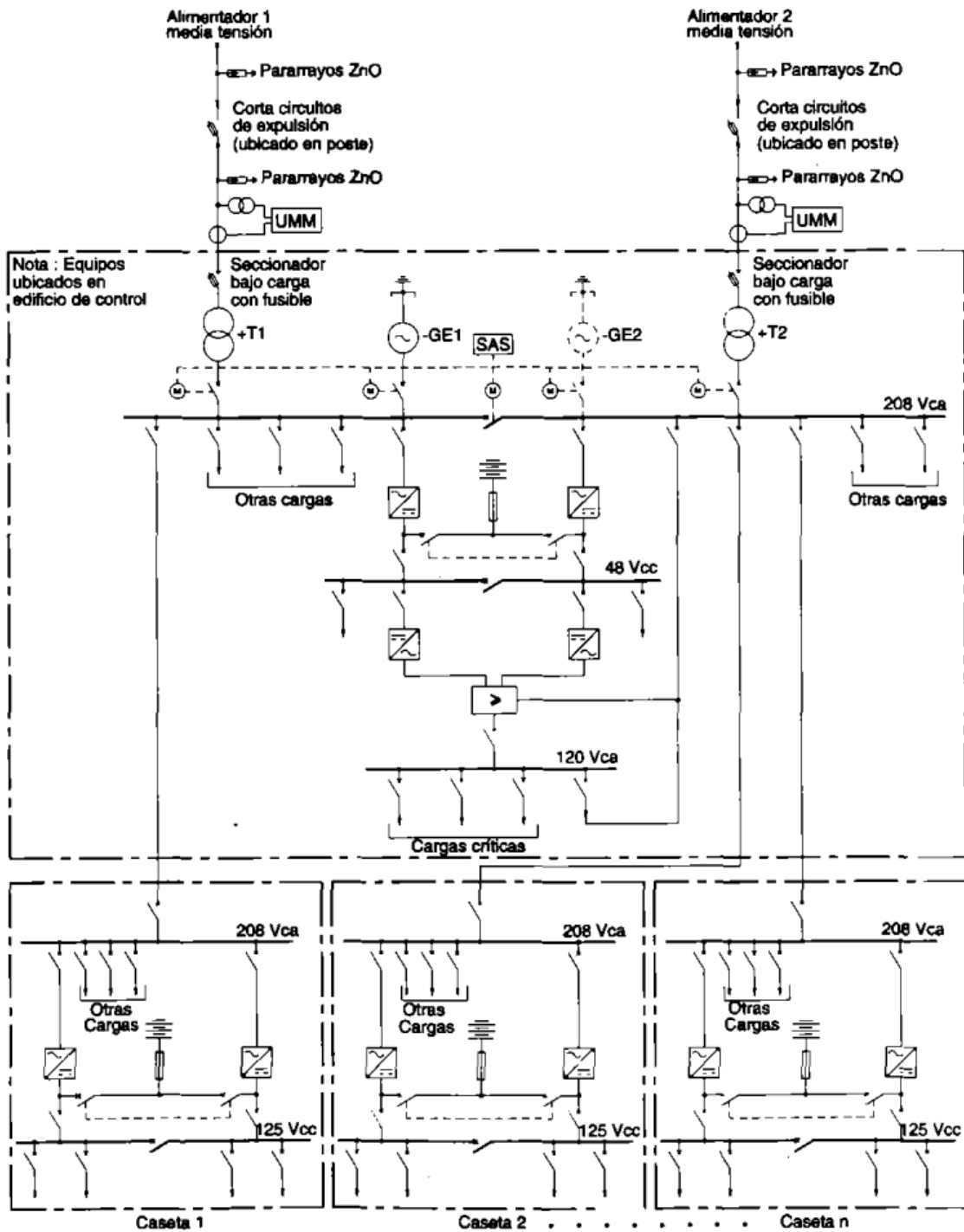


Figura 3.16: Sistema Servicios Auxiliares distribuido

3.4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES

3.4.1. Características generales

Para el dimensionamiento adecuado del sistema de SSAA para una Subestación de Energía Eléctrica, es importante conocer primeramente las características requeridas por el sistema, tales características son: niveles de tensión en corriente alterna y continua, márgenes de variación de las tensiones, la frecuencia asignada para el caso de alterna, y otros detalles que se muestran en el ejemplo siguiente presentado por Ramirez, Carlos [2]:

a) Sistema de 208 Vca (3 fases - cuatro hilos, sólidamente puesto a tierra)

- Margen de tensión 85% -110%
- Frecuencia asignada 60 Hz

b) Sistema de 120 Vca regulado

- Margen de tensión 99% - 101%
- Frecuencia asignada 60 Hz

c) Sistema de 125 Vcc

- Tensión asignada 125 V
- Margen de tensión 85% - 110%

d) Sistema de 48 Vcc (con polo positivo a tierra)

- Tensión asignada 48 V
- Margen de tensión 85% -110%.

3.4.2. Análisis de las cargas

En este paso, es importante definir el tipo de configuración de SSAA que se utilizará. Una vez definido el tipo de configuración. Se procede al cálculo de consumo de las cargas para cada uno de los niveles de voltaje del sistema de SSAA. Esto último es importante para conocer la potencia de los equipos de alimentación para los Servicios Auxiliares.

Las cargas del sistema de Servicios Auxiliares para los niveles de tensión de 208 Vca, 125Vcc, 48 Vcc y 120 Vca regulado se deben establecer con base en diseños de sistemas específicos (tales como iluminación, acondicionadores de aire, circuitos de control, protección y comunicaciones, etc.) y considerando consumos típicos de equipos de diferentes fabricantes [2].

3.4.3. Consideraciones para el dimensionamiento del banco de baterías

Las baterías instaladas en las Subestaciones, que forman parte de los Servicios Auxiliares, tienen como función principal almacenar la energía que se utiliza en el disparo de los interruptores, por lo que deben hallarse en óptimas condiciones de funcionamiento.

La batería de 120 volts se utiliza para energizar:

- Protecciones.
- Lámparas piloto, aunque a veces se energizan con corriente alterna.
- Registrador de eventos.
- Circuito de transferencia de potenciales.
- Sistema contra incendio.
- Osciloperturbógrafo.
- Gabinete del equipo de onda portadora.
- Control de los interruptores de alta y baja tensión.
- Control de las cuchillas.
- Alarmas.
- Alumbrado de emergencia [1].

La batería de 51 volts se utiliza para energizar el equipo de comunicaciones, de telecontrol y electrónico. No todas las Subestaciones requieren estas dos baterías. Cuando la subestación es operada manualmente, normalmente sólo se utiliza la de 120 volts [1].

A continuación, se presentan las consideraciones a tener en cuenta para la determinación de las características de un banco de baterías.

- **Ciclo de trabajo de un banco de baterías:** es el régimen de demanda de energía que se exige a un banco de baterías conformado por cargas permanentes, no permanentes y momentáneas que éste alimenta, lo cual determina su capacidad.
- **Cargas permanentes o fijas:** son las cargas conectadas al sistema de corriente continua en forma permanente durante todo el ciclo de trabajo y que están alimentadas normalmente por el cargador de baterías, el cual es respaldado por el banco de baterías. Las cargas permanentes más típicas en los sistemas de corriente continua son:
 - Iluminación.
 - Motores de operación permanente.
 - Inversores.
 - Luces indicadoras.
 - Contactores y relés auxiliares de corriente continua.
 - Cargas asociadas a los anunciadores.
 - Sistemas de protección.
 - Sistemas de comunicaciones.
- **Cargas no permanentes o de emergencia:** son las cargas conectadas al sistema de corriente continua que solo demandan energía durante una parte del ciclo de trabajo y que pueden operar durante un tiempo determinado, continuar hasta el final del ciclo o ser desconectadas por el operador. Dentro de las cargas más típicas no permanentes se destacan las siguientes:
 - Corrientes de arranque de motores.
 - Operación de dispositivos de control.
 - Operación de sistemas de protección.
 - Operación de bobinas de disparo.
- **Amperios - hora:** los amperios hora definen la capacidad nominal de un banco de baterías y dan la idea de qué cantidad de corriente puede entregar el banco en un período de tiempo determinado.

CAPÍTULO 4

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que producen energía eléctrica a partir de la radiación solar. El principal componente de este sistema es el módulo fotovoltaico, a su vez compuesto por células capaces de transformar la energía luminosa incidente en energía eléctrica de corriente continua. El resto de equipos incluidos en un sistema fotovoltaico depende, en gran medida, de la aplicación a la que está destinado. A grandes rasgos, los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse en tres grandes grupos Figura 4.1: conectados a red (grid connected), autónomos (off-grid) y de bombeo [12].

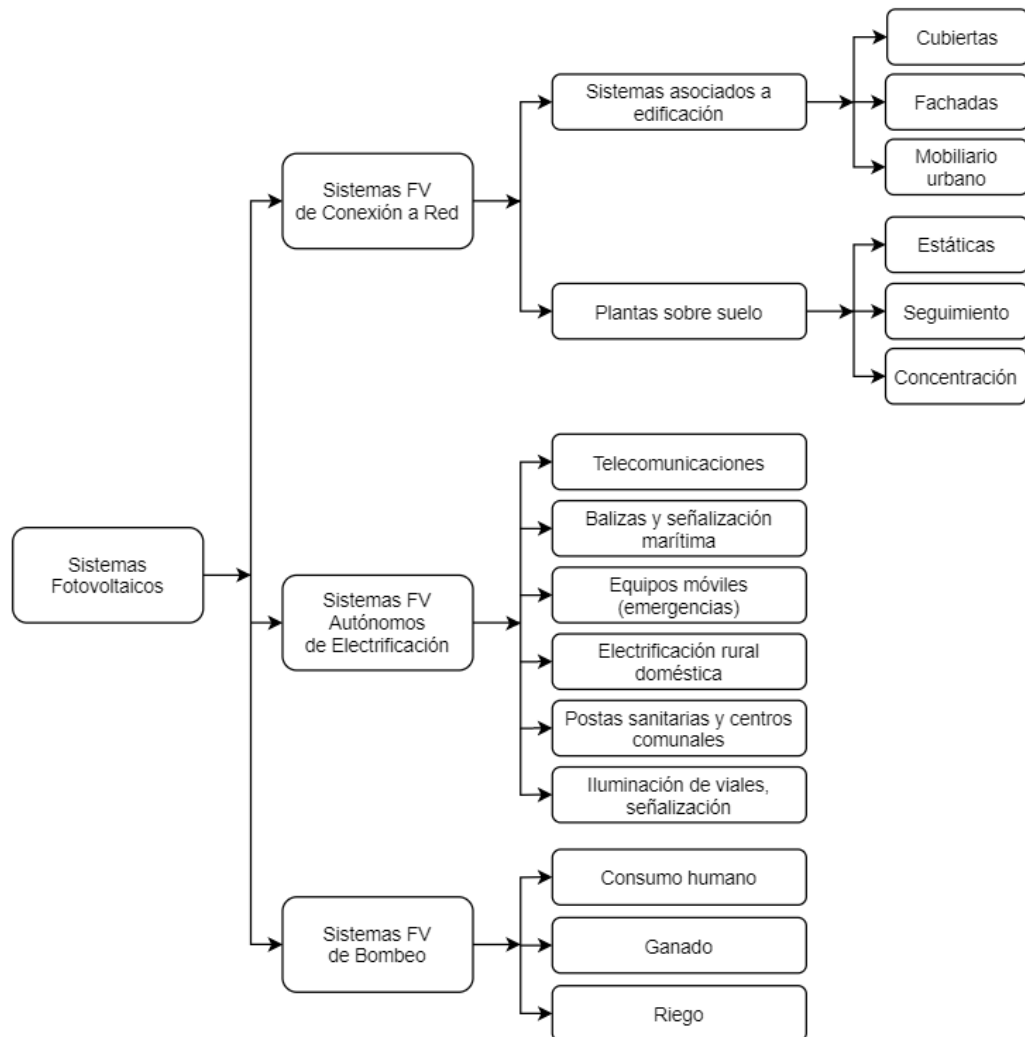


Figura 4.1: Clasificación de aplicaciones fotovoltaicas

4.1. ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.

4.1.1. Módulos fotovoltaicos

Se denominan paneles solares a unos módulos que son capaces de utilizar la energía proveniente de la radiación solar. Están compuestos por unas celdas, cuya función reside en convertir la luz en electricidad [13].

Estos dispositivos, formados por un conjunto de células fotovoltaicas fabricadas a partir de ciertos materiales semiconductores, en su mayor parte silicio, aprovechan el fenómeno conocido en física como efecto fotovoltaico, cuyas consecuencias son realmente impresionantes [14].

Existen multitud de módulos diferentes, tanto por su configuración eléctrica como por sus características estructurales y estéticas. En general, la asociación de células es encapsulada en dos capas de EVA (etileno-vinilo-acetato), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico (frecuentemente se emplea el tedlar), u otra lámina de cristal cuando se desea obtener módulos con algún grado de transparencia. Muy frecuentemente este conjunto es enmarcado en una estructura de aluminio anodizado con el objetivo de aumentar la resistencia mecánica del conjunto y facilitar el anclaje del módulo a las estructuras de soporte.

El vidrio frontal debe tener y mantener una alta transmisividad en la banda espectral en la que trabajan las células solares. Además, debe tener buena resistencia al impacto y a la abrasión. Su superficie debe ser de forma que combine un buen comportamiento antirreflexivo con la ausencia de bordes o desniveles que faciliten la acumulación de suciedad, o que dificulten la limpieza de ésta mediante la acción combinada del viento y la lluvia. Frecuentemente se emplea vidrio templado con bajo contenido en hierro con algún tipo de tratamiento antirreflexivo. [12]



Figura 4.2: Módulos fotovoltaicos

Su rendimiento está condicionado a la orientación hacia el sol y a la inclinación con respecto al horizonte. Aunque el sol va variando en función de la hora y de la estación del año que nos encontremos, los montajes de estos paneles se hacen fijos, ahorrando así en su mantenimiento [13].

Las células se conectan entre sí en serie y en paralelo para conseguir la tensión e intensidad de funcionamiento deseadas [13].

4.1.1.1. Tipos

4.1.1.1.1. Monocrystalino

Este tipo de panel presenta una estructura cristalina ordenada. Esta estructura la obtenemos a partir de silicio fundido dopado con boro.

Se distingue de los demás por tener un color azul oscuro metalizado [15].

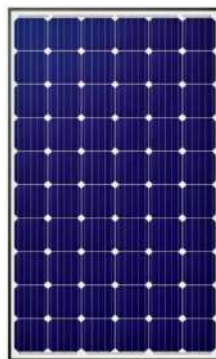


Figura 4.3: Módulo fotovoltaico monocristalino

4.1.1.1.2. Policristalino

Este tipo de panel presenta una estructura por regiones separadas. Las zonas irregulares representan una pérdida de rendimiento.

Respecto a la obtención, se genera igual que el monocristalino pero con un número de fases de cristalización menor.

El rendimiento es menor que el de los monocristalinos [15].



Figura 4.4: Módulo fotovoltaico policristalino

4.1.1.1.3. Amorfo

Este tipo de estructura tiene un grado de desorden elevado, así como de defectos estructurales.

Su fabricación es la menos costosa, lo que conlleva a que su rendimiento también sea el peor de los tres. Por este motivo, podemos encontrar aplicaciones en dispositivos muy pequeños, como pueden ser calculadoras solares o paneles portátiles de tamaño reducido [15].



Figura 4.5: Módulo fotovoltaico amorfo

4.1.1.2. Conexiones

4.1.1.2.1. En serie:

En esta conexión, los paneles se conectan como se muestra en la Figura 4.6. En la conexión de los paneles solares en serie, se suman las tensiones y la intensidad se mantiene igual.

Cuando se tiene una cantidad de módulos fotovoltaicos conectados en serie, se denomina string o cadena. Pueden existir strings de 2, 8, 15 módulos o de los que sean necesarios para el sistema fotovoltaico [16].

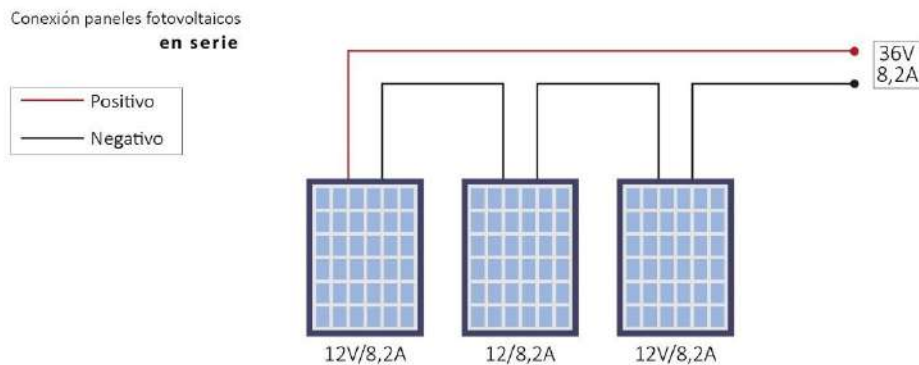


Figura 4.6: Módulos fotovoltaicos en serie [17]

4.1.1.2.2. En paralelo:

Los módulos fotovoltaicos se conectan como se presenta en la Figura 4.7. En esta conexión, aumenta la intensidad y la tensión es la misma.

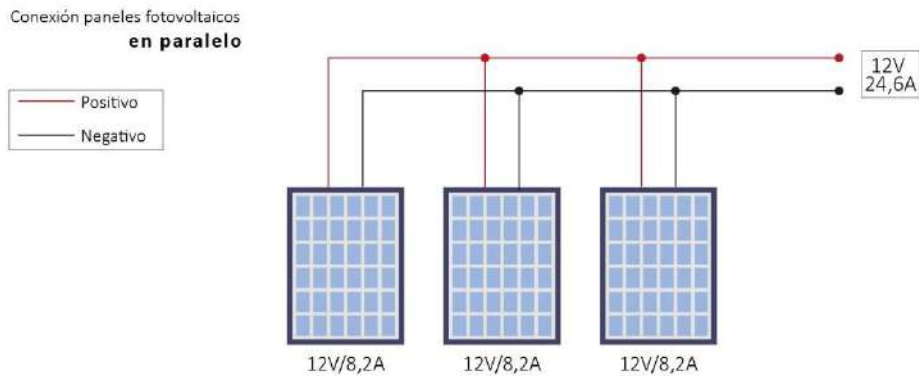


Figura 4.7: Módulos fotovoltaicos en paralelo [17]

4.1.1.2.3. En serie-paralelo:

Es una configuración que aumenta tanto la tensión como la intensidad dependiendo de la configuración.

Muchas veces es necesario aumentar tanto la tensión como la intensidad. Para ello, se debe realizar una conexión serie-paralelo para alcanzar los valores deseados [17].

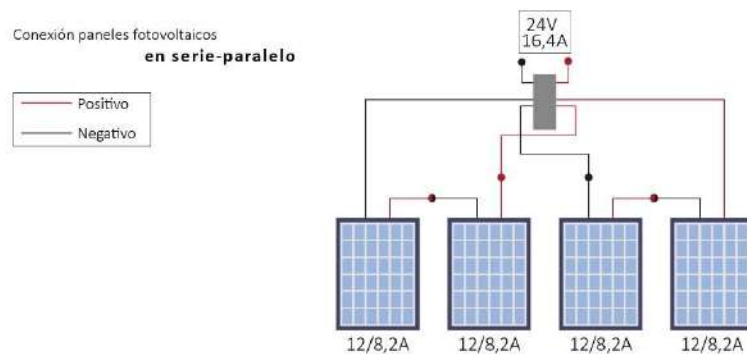


Figura 4.8: Módulos fotovoltaicos en serie-paralelo [17]

4.1.2. Baterías

De ellas depende el almacenaje de la energía eléctrica para asegurar el suministro en las siguientes condiciones posibles:

- En un ciclo diario, por el cual, las baterías suministran la energía mientras no hay radiación solar o el ciclo está por debajo de la energía que la instalación es capaz de generar.
- En ciclo largo, en el que las baterías garantizan y suministran la energía durante algunos días de manera ininterrumpida en los que la radiación que se le aplica a los receptores solares es baja o prácticamente inexistente.



Figura 4.9: Banco de baterías

Se tendrán que conectar en serie para llegar a una tensión de trabajo que se haya determinado, y en paralelo para conseguir la capacidad de la batería sea suficiente que garantice el autoabastecimiento. La tensión de trabajo vendrá determinada por la potencia de toda la instalación [13].

Podemos establecer el siguiente ámbito de trabajo para las tensiones:

Potencia	Voltaje de instalación
Menor a 1.200 Wpico	12V
entre 1.200 Wpico y 4.000 Wpico	24V
Mayor a 4.000 Wpico	48V

Tabla 4.1: Tensiones de trabajo según potencia de instalación

A pesar de las medidas señaladas en la tabla, es posible seleccionar niveles de tensión diferentes a las mismas, según la necesidad del sistema.

Una de sus dos características fundamentales es su capacidad de carga, C_n . Se mide en Amperios/Hora (Ah) y nos indica cual es el valor de la energía que la batería podrá almacenar. Esta capacidad no es determinante a la hora de proporcionar la energía, ya que dependerá de a qué velocidad la suministra.

Por otro lado, está la profundidad de descarga. Nos indicará, cuál es el máximo valor de la energía que seremos capaces de utilizar sin que se vea deteriorado su funcionamiento. Normalmente está alrededor del 70% [13].

$$\text{Capacidad aprovechable} = \text{Capacidad total } (C_n) \times \text{profundidad de descarga} \quad (4.1)$$

Las baterías elegidas serán estacionarias, ya que son las más adecuadas para consumos diarios durante tiempo prolongado. Tienen una relación calidad-precio mejor que otros tipos, ya que, al ser la mejor opción en la mayoría de casos, la competencia es grande y la calidad ha aumentado mucho en los últimos años mientras que los precios se han ajustado. Estas baterías poseen una vida útil muy larga, que, dependiendo de las condiciones de temperatura, puede superar los 20 años [18].

Dentro de este tipo de baterías existen dos tipologías principales: baterías OPzS y baterías OPzV. Ambos formatos tienen un número de ciclos similares, si bien la principal diferencia radica en que las baterías OPzS requieren mantenimiento periódico, aunque mínimo (hay que echarles agua destilada con la periodicidad que indique el fabricante, que es aproximadamente cada 2-3 años), mientras que las baterías OPzV son baterías selladas tipo “baterías de GEL” y no requieren intervención alguna durante su vida útil. Otra diferencia llamativa radica en el precio pues, como es de esperar, las baterías estacionarias OPzS son sensiblemente más baratas que las OPzV y además existe una mayor gama donde elegir [18].

La batería más utilizada en Subestaciones Eléctricas es de tipo Ni-Cd, no son tan utilizados para aplicaciones en sistemas fotovoltaicos principalmente por el costo elevado.

Los vasos admiten una profundidad de descarga de hasta el 80%, pero cuanto mayor es la profundidad de descarga menor es el número de ciclos posibles de la

batería, y menor por tanto su vida útil. El valor típico utilizado de descarga es el 60 % [18].

Se realiza el cálculo necesario de la capacidad necesaria de baterías para una autonomía de 6 días [18]:

$$\text{Capacidad} = \frac{\text{Consumo diario} \cdot \text{días de autonomía}}{P_d \cdot V_{\text{instalación}}} = \frac{6000 \cdot 6}{0,6 \cdot 48} = 1250 \text{ Ah} \quad (4.2)$$

4.1.3. Métodos de carga de la batería

Hay que empezar diciendo que una batería de acumuladores está compuesta por un cierto número de elementos que depende de la tensión deseada en la batería, tanto durante la carga como al final de la descarga, la intensidad exigida en la descarga y el tiempo de descarga [19].

La Figura 4.10 muestra un conjunto de elementos de la firma NIFE, uno de los cuales aparece a la izquierda. En este elemento se pueden ver las placas con las que está formado [19].

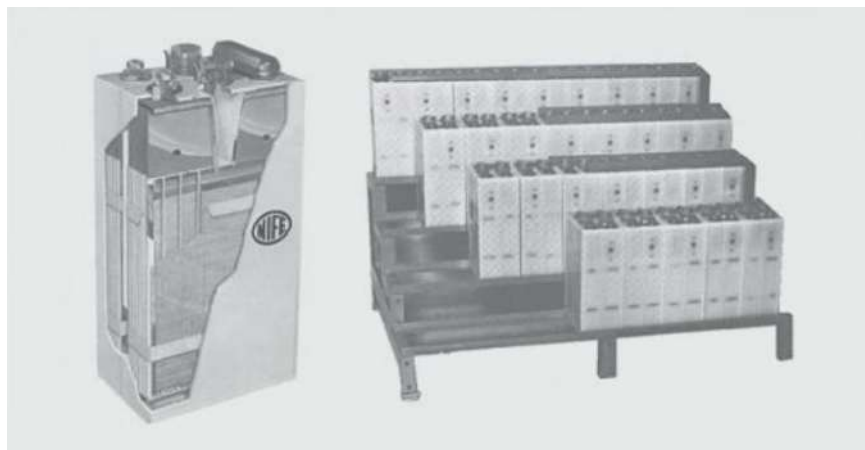


Figura 4.10: Elementos de baterías

Por ejemplo, para obtener una batería con tensión de 110 Vcc es normal montar 86 elementos en serie. La tensión real del sistema suele ser aproximadamente 10 % mayor durante el periodo de carga y alcanzar 10 % menos de tensión al final de la descarga. Por tanto, para esta batería de 110 Vcc serán necesarios durante la carga [19]:

$$110 * 1.10 = 121 \text{ voltios}$$

Siendo la tensión aplicada a cada uno de los elementos:

$$\frac{121}{86} = 1,41 \text{ voltios}$$

Al final del ciclo de descarga se tendrá:

$$110 * 0.90 = 99 \text{ voltios}$$

Quedando cada uno de los elementos con:

$$\frac{99}{86} = 1,15 \text{ voltios}$$

Durante el periodo de descarga, y en función de la intensidad demandada, la tensión va disminuyendo muy lentamente manteniéndose relativamente constante entre 112 y 103 Vcc, o lo que es igual, entre 1,30 y 1,20 Vcc por elemento al inicio y al final respectivamente. Cayendo después bruscamente hasta los 99 Vcc considerados en este ejemplo [19].

Aunque existen otras variantes de los métodos de carga de baterías, aquí se describen los tres siguientes según se desee:

- Intensidad constante.
- Intensidad decreciente.
- Tensión constante [19].

Cuando se realiza la carga a intensidad constante, esta se mantiene fija durante todo el tiempo. Cuando la batería se encuentra cargada aproximadamente a 80 % de su capacidad se produce una elevación en la tensión de los elementos desde 1,40 a 1,70 V aproximadamente. A partir de este momento se suele temporizar el sistema de carga para que al cabo de un tiempo se interrumpa la misma. En realidad se interrumpe la carga rápida y se pasa a carga en flotación. La Figura 4.11 muestra las curvas de tensión e intensidad de este tipo de carga [19].



Figura 4.11: Curvas de carga a intensidad constante

El método de carga con intensidad decreciente tiene la particularidad de empezar con intensidad alta cuando la batería se encuentra descargada y va disminuyendo a medida que se realiza la carga. Es típico este sistema en los cargadores para baterías de automóviles, donde la intensidad de carga depende de la tensión de salida del cargador y del estado de agotamiento de la batería. Este sistema no tiene regulación de carga [19].

Cuando la batería se carga a tensión constante se produce un aumento en la intensidad al principio de la carga, debiendo limitarse a un valor máximo para proteger el cargador. Durante la primera fase se mantendrá limitada la carga a intensidad máxima reduciendo la tensión, pero a medida que se va cargando disminuye la intensidad, momento en que se mantiene constante la tensión. Este sistema es el que se suele utilizar cuando se encuentran conectados en paralelo la batería y los consumidores del sistema. En operación normal el cargador suministra una tensión equivalente a la de flotación, por ejemplo, 1,40 V por elemento. La Figura 4.12 muestra las curvas de tensión e intensidad de este tipo de carga [19].

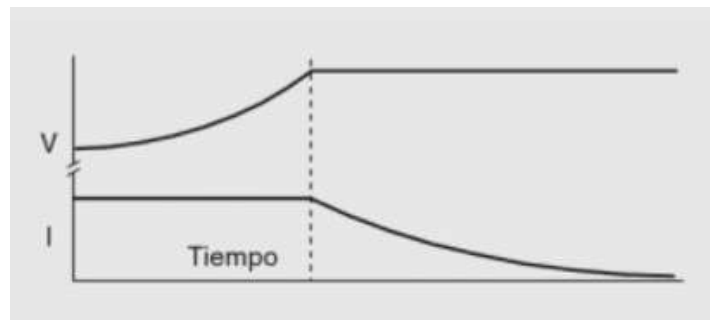


Figura 4.12: Curvas de carga a tensión constante

4.1.3.1. Conexión de Baterías

4.1.3.1.1. Conexión paralelo

La conexión en paralelo de dos baterías iguales, permite obtener una salida dos veces la capacidad de las baterías individuales, manteniendo el mismo voltaje nominal.

En el ejemplo siguiente, se tienen dos baterías de 200 Ah y 12 V cada una, conectadas en paralelo, vamos a tener:

- Tensión nominal total: 12 V (Voltios), sin cambios.
- Capacidad total: 400 Ah (amperios por hora).

La capacidad identifica la máxima cantidad de carga que puede almacenarse. Cuanto mayor sea la capacidad, mayor será la cantidad de carga que puede almacenarse. Se mide en Amperios por hora [20].

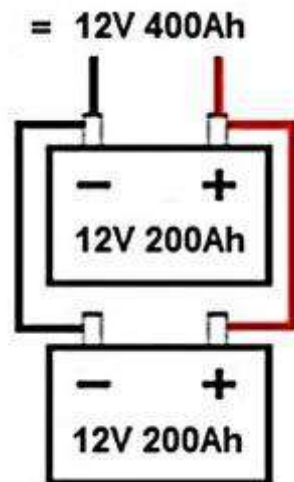


Figura 4.13: Conexión en paralelo de baterías

4.1.3.1.1. Conexión serie

Otro ejemplo en el que se tienen dos baterías de 200 Ah y 12 V cada una, conectadas en serie:

- Valor de tensión de salida total: 24 V (voltios).
- Capacidad total: 200 Ah (amperios por hora), sin cambios.

En este caso, la corriente es la misma y la tensión aumenta [20].

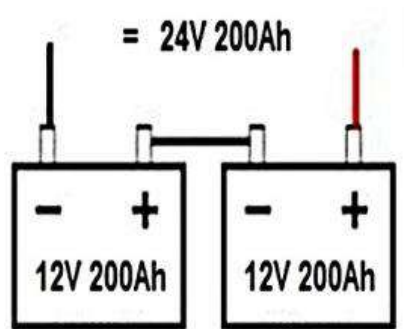


Figura 4.14: Conexión en serie de baterías

4.1.3.1.2. Conexión serie y paralelo

La combinación de la conexión en paralelo con la conexión en serie, será una duplicación de la tensión nominal y de la capacidad.

Se tiene como ejemplo la combinación mostrada en la Figura 4.15, se tienen dos conjuntos a 24 V y 200 Ah unidas en paralelo, formando así un total de 24 V y 400 Ah [20].

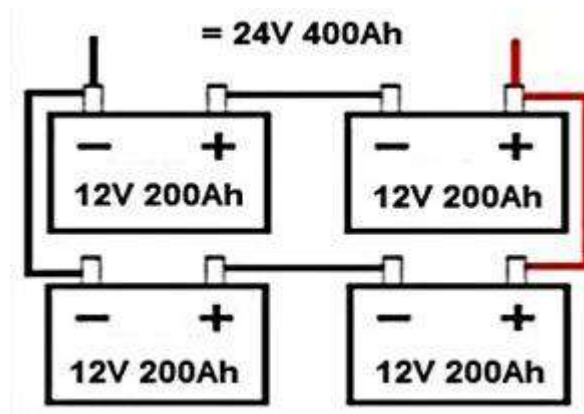


Figura 4.15: Conexión en serie-paralelo de baterías

4.1.4. Regulador o controlador

El regulador es un dispositivo cuya función es controlar de manera ininterrumpida el estado de la carga de las baterías, así como gestionar la intensidad de carga de las mismas. Con ello se solucionan problemas tales como sobrecargas cuando

están al máximo de su capacidad y evita la descarga de las baterías hacia los módulos cuando la radiación que incide sobre las placas es inexistente o próximo a ello, así como evitar se supere la profundidad de descarga [13].



Figura 4.16: Reguladores o controladores

Las características que definen el regulador son la tensión de trabajo, siendo la tensión de la instalación; y la intensidad máxima que puede soportar, diferenciando en la intensidad máxima de entrada, la cual viene dada por la intensidad que proporcionan las placas y la intensidad máxima de salida [13].

Para proteger el acumulador de la sobrecarga, el regulador puede desconectar el generador de la batería (regulador serie, Figura 4.2a) o bien derivar la corriente del generador hacia otro lugar, sea este un cortocircuito o un disipador (regulador shunt o paralelo, Figura 4.2b). Esta última opción debe incorporar un diodo de bloqueo entre el generador y la batería para evitar descargas de ésta sobre el camino alternativo que ofrece el regulador. Para proteger frente a la sobredescarga, lo común, tanto en reguladores serie como paralelo, es desconectar los equipos de consumo de la batería. Estos equipos suelen emplear interruptores MOSFETs como dispositivos de conmutación.



Figura 4.17: Esquema eléctrico de un regulador de carga

Es conveniente observar que en las dos protecciones la batería siempre es la que impone la tensión del sistema, sea al módulo, a los equipos de consumo o al menos al regulador. Dicho de otra forma, los equipos de consumo y el módulo nunca quedan conectados de forma directa sin la intervención de la batería. Recordemos que una de las funciones del acumulador es estabilizar la tensión del sistema y así evitar fluctuaciones dañinas en los equipos de consumo. [12]

4.1.4.1. Tipos de Regulador o controlador

4.1.4.1.1. MPPT

EL regulador solar MPPT es capaz de separar la tensión de funcionamiento del grupo de placas solares respecto de la tensión de la batería. Esto le permite situar la tensión de las placas solares en el punto óptimo para obtener la máxima potencia en cada momento. De ahí el nombre de “maximizador” [21].

4.1.4.1.2. PWM

Un controlador de carga PWM carga por completo la batería de forma gradual, a pulsos de tensión. De esta forma la corriente se va introduciendo poco a poco hasta que la batería se llena de manera óptima y estable. Todo esto implica que si se tiene un controlador de carga PWM de 12 V, se deben usar paneles de “12 V”, y si el controlador PWM es de 24 V, entonces se requieren de paneles de “24 V” (dos paneles de 12 V en serie) [22].

La tensión de los módulos fotovoltaicos debe ser igual a la tensión de las baterías en todo momento.

4.1.5. Soportes

Los soportes que sujeta el panel, la estructura soporte del mismo, y el sistema de sujeción son tan importantes como el propio panel, pues un fallo de estos elementos conlleva la inmediata paralización de la instalación [13].



Figura 4.18: Soporte de paneles solares

El principal factor a la hora de fijar la estructura no es el peso de los paneles al ser estos ligeros sino la fuerza del viento que, dependiendo de la zona, puede llegar a ser muy considerable [13].

4.1.6. Protecciones

Las protecciones de la instalación vendrán definidas por la corriente que haya en esa parte de la instalación; corriente continua o corriente alterna.

En cuanto a las protecciones de corriente alterna distinguimos dos:

- Un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la establecida en el punto de conexión. Este interruptor magnetotérmico debe ser accesible en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual en un momento determinado.



Figura 4.19: Interruptor magnetotérmico

- Un interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la instalación.



Figura 4.20: Interruptor diferencial

Por otro lado, tenemos las protecciones de corriente continua:

- Existirán bastidores entre positivo y tierra y negativo y tierra para el generador fotovoltaico, contra sobreintensidades inducidas por descargas atmosféricas.
- Un fusible con función seccionadora siempre y cuando exista una sobreintensidad [13].

Los elementos que trabajan en corriente continua deben ser protegidos frente a sobre intensidades originadas por sobrecargas o cortocircuitos. Para esta labor se utilizan fusibles. Están compuestos esencialmente por un conductor fino que se deshace a una temperatura determinada. Se diseñan para que se puedan colocar fácilmente en los circuitos. Si la corriente excede un valor, el conductor se derrite y se rompe o abre el circuito. Existen distintos tipos de fusibles, pero para la aplicación fotovoltaica los más utilizados son los de cuchilla, conocidos como NH. Dentro de este tipo los hay con percutor y sin percutor, y la diferencia entre ellos será la rapidez de respuesta. Para proteger mejor es necesario elegirlo con percutor para que la respuesta sea rápida [18].

A la hora de elegir los fusibles se tiene que tener en cuenta los parámetros característicos del fusible:

- Poder de corte: Corriente máxima que puede interrumpir el fusible.
- I_n : Intensidad que puede soportar el fusible sin fundirse.
- I_f : Intensidad de fusión del fusible.

La I_n del fusible utilizado debe ser superior a la intensidad que recorre la línea donde se encuentra el fusible [18].

4.1.6.1. Fusibles para los paneles

Se colocan para proteger los paneles. Es necesario cuando tenemos más de dos paneles o strings en paralelo. Cuando se produce un cortocircuito en uno de los strings, se puede producir una corriente de retorno procedente de los demás strings, y esta corriente, en caso de tener como se ha dicho, más de dos strings será mayor que la corriente de retorno admitida por el string por lo que estropeará los paneles [18].

4.1.7. Cableado

El cableado tiene que estar diseñado teniendo en cuenta las condiciones de cada tramo de la instalación. Para poder calcular las secciones de cable necesario se tiene que tener en cuenta, en primer lugar, las condiciones eléctricas en cada punto, es decir, la tensión y la intensidad. El otro parámetro importante a tener en cuenta es la longitud del cable que se utilizará. Interesa tener longitudes de cable pequeñas. Cuando la longitud es muy grande, para contrarrestar la caída de tensión se tiene que recurrir a secciones muy grandes [18].

Para calcular las secciones de los cables en cada tramo de la instalación se utilizarán las recomendaciones específicas para cada tramo, y en los casos necesarios, la siguiente fórmula [18]:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot k} \quad (4.3)$$

Donde:

- S : Sección de cable.
- L : Longitud de cable.
- I : Intensidad máxima de corriente en el cable.
- ΔV : Caída de tensión permitida en el tramo.
- k = Conductividad eléctrica del cable.

4.2. DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los autores Jorge Aguilera y Leocadio Hontoria, proponen los siguientes pasos para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos:

- Paso 1. Estimación del consumo.
- Paso 2. Cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los paneles.
- Paso 3. Dimensionado del generador fotovoltaico.
- Paso 4. Dimensionado del sistema de acumulación.
- Paso 5. Dimensionado del regulador.
- Paso 6. Dimensionado del inversor.
- Paso 7. Dimensionado del cableado.

- Paso 8. Distancia entre módulos [23].

A continuación, se describen cada uno de los pasos mencionados.

4.2.1. Paso 1. Estimación del consumo

La demanda de energía impone muchas de las características de la instalación, por lo que en la planificación de las necesidades se debe anotar todo lo relacionado con los diferentes aparatos eléctricos que serán la carga del sistema.

Se deberá calcular la energía que el usuario necesitará diariamente. Para ello se deberá determinar la potencia de todos los aparatos de que constará la instalación, individualmente, junto con el tiempo medio de uso de cada uno de ellos. En caso de duda, tanto la potencia como el tiempo medio de uso se deberán redondear hacia arriba.

Conocidos todos los aparatos, potencias y tiempos de uso la expresión para calcular la energía de consumo, distinguiendo entre los aparatos de corriente alterna y continua será:

$$E_{AC} = \sum P_{(AC)i} * t_{di} \quad (4.4)$$

$$E_{DC} = \sum P_{(DC)i} * t_{di} \quad (4.5)$$

Siendo:

- E_{AC} : Energía consumida en AC (Wh).
- E_{DC} : Energía consumida en DC (Wh).
- P_i : Potencia Nominal (W).
- t_{di} : Tiempo diario de uso (h).

Para calcular el consumo total, se tendrán en cuenta los rendimientos de las etapas existentes aplicando la siguiente expresión:

$$E_T = \frac{E_{DC}}{\eta_{BAT}} + \frac{E_{AC}}{(\eta_{BAT} * \eta_{INV})} \quad (4.6)$$

Donde:

- E_T : Energía real requerida por el sistema (consumo) (Wh).
- η_{BAT} : Rendimiento de la batería.
- η_{INV} : Rendimiento del inversor.

La energía real requerida E_T , refleja la energía que el sistema demanda en su conjunto en un día, y es un dato importante a la hora de dimensionar el generador fotovoltaico [23].

4.2.2. Paso 2. Cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los paneles

Resulta de gran importancia a la hora de diseñar una instalación solar decidir la orientación de los paneles, ya que el objetivo principal es que los paneles sean capaces de captar la mayor cantidad de radiación solar posible.

La orientación se define por el ángulo llamado azimut α , que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores son 0° para módulos orientados al sur, -90° orientados al este y 90° orientados al oeste [24].

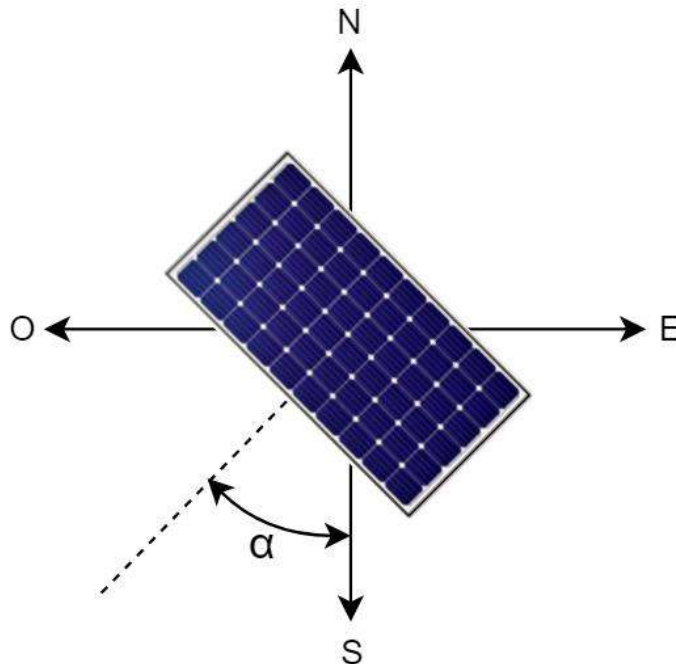


Figura 4.21: Representación del ángulo de orientación

La inclinación de los módulos solares se define mediante el ángulo de inclinación β , que es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor va desde 0° para módulos horizontales hasta 90° para módulos verticales [24].

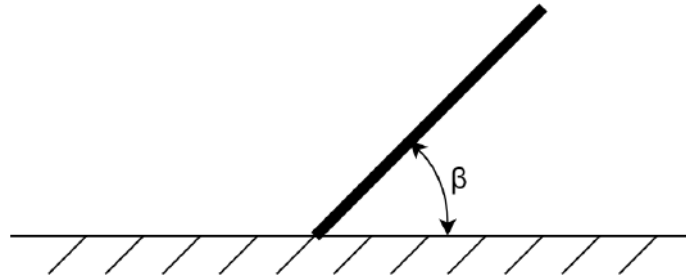


Figura 4.22: Representación del ángulo de inclinación

Para el cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos de la instalación es necesario conocer como dato de partida, al menos la radiación solar incidente en el lugar (valores medios mensuales). Estos datos suelen referirse a superficie horizontal, por lo que por los diferentes métodos existentes se han de calcular a diferentes inclinaciones.

Se asume que para buscar el óptimo de posición de los módulos, éstos estarán orientados al sur, y sólo habrá que calcular la radiación incidente a diferentes inclinaciones. A modo de resumen se presentan las siguientes ecuaciones que pueden servir para realizar los cálculos de radiación solar incidente a diferentes inclinaciones:

4.2.2.1. Factor de corrección de la excentricidad de la órbita de la Tierra:

$$E_0 = \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 = 1 + 0,033 \cos \left(\frac{2\pi d_n}{365} \right) \quad (4.7)$$

Donde:

- d_n : Orden del día.

4.2.2.2. Angulo diario (rad):

$$\Gamma = 2\pi \frac{d_n - 1}{365} \quad (4.8)$$

4.2.2.3. Declinación solar (rad):

$$\delta = 0,006918 - 0,399912 \cos \Gamma + 0,070257 \sin \Gamma - 0,006758 \cos 2\Gamma + 0,000907 \sin 2\Gamma - 0,002697 \cos 3\Gamma + 0,00148 \sin 3\Gamma \quad (4.9)$$

4.2.2.4. Angulo de salida del sol (rad):

$$\omega_s = \arccos(-\tan \phi \tan \delta) \quad (4.10)$$

Donde:

- ϕ : Latitud del lugar.

4.2.2.5. Radiación solar extraterrestre sobre superficie horizontal (kWh/m²):

$$G_{0d} = \frac{24}{\pi} I_{sc} E_0 (\omega_s \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \sin \omega_s) \quad (4.11)$$

Donde:

- I_{sc} : Constante solar.

4.2.2.6. Índice de transparencia atmosférica:

$$K_d = \frac{G_d}{G_{0d}} \quad (4.12)$$

4.2.2.7. Radiación difusa en superficie horizontal (KWh/m²):

$$D_d = G_d(1,39 - 4,027K_d + 5,51K_d^2 - 3,108K_d^3) \quad 0,3 < K_d < 0,7 \quad (4.13)$$

4.2.2.8. Radiación directa en superficie horizontal (KWh/m²):

$$I_d = G_d - D_d \quad (4.14)$$

Una vez realizados los cálculos para los 12 meses del año se habrán obtenido las componentes directas y difusas que al sumarse componen la radiación global recibida (se supone que la radiación reflejada es nula) para superficies horizontales.

A continuación se deben aplicar las ecuaciones 12 a 15 para obtener las componentes directas y difusas de la radiación global sobre superficies inclinadas un cierto ángulo que puede tomar cualquiera de los siguientes valores: 10°, 20°, 30°, 40°, 50° y 60° [23].

4.2.2.9. Factor de conversión geométrico:

$$R_{b,\beta} = \frac{\omega_s \text{ Sen } \delta \text{ Sen}(\phi - \beta) + \text{Cos } \delta \text{ Cos}(\phi - \beta) \text{ Sen } \omega_s}{\omega_s \text{ Sen } \delta \text{ Sen } \phi + \text{Cos } \delta \text{ Cos } \phi \text{ Sen } \omega_s} \quad (4.15)$$

4.2.2.10. Radiación directa en superficie inclinada un ángulo β (KWh/m²):

$$I_{d,\beta} = I_d R_b \quad (4.16)$$

4.2.2.11. Radiación difusa en superficie inclinada un ángulo β (KWh/m²):

$$D_{d,\beta} = D_d \left[(G_d - D_d) \frac{R_b}{G_{0d}} + \frac{1}{2} (1 + \text{Cos } \beta) \frac{(G_d - D_d)}{G_{0d}} \right] \quad (4.17)$$

4.2.2.12. Radiación global en superficie inclinada un ángulo β (KWh/m²):

$$G_{d,\beta} = I_{d,\beta} + D_{d,\beta} \quad (4.18)$$

4.2.3. Paso 3. Dimensionado del generador fotovoltaico

Una vez que la demanda energética de la carga es conocida, se está en condiciones de dimensionar el generador fotovoltaico.

El número total de módulos fotovoltaicos que se deben instalar se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$N_T = E_T / (P_p \cdot G_{m\beta} \cdot P_G) \quad (4.19)$$

Siendo:

- E_T : Energía real requerida (Wh).
- P_p : Potencia Pico del Módulo (W / kW / m²).
- $G_{m\beta}$: Radiación Global sobre una superficie inclinada un ángulo β (kWh /m²).
- P_G : Factor Global de Pérdidas (suele variar entre 0.65 y 0.9).

Conociendo el número de total de paneles que forman el generador fotovoltaico y la tensión nominal de la batería, que coincide con la tensión nominal de la instalación, se puede determinar si es necesario agrupar los módulos en serie y en paralelo. El número de módulos que habrá que conectar en serie, se calcula así:

$$N_s = V_{Bat} / V_m \quad (4.20)$$

Donde:

N_s : Número de módulos en serie por rama.

V_{Bat} : Tensión nominal de la batería (V).

V_m : Tensión nominal de los módulos (V).

Y el número de ramas en paralelo a conectar para suministra la potencia necesaria, viene dado por:

$$N_p = N_T / N_s \quad (4.21)$$

Siendo N_p el número de módulos a conectar en ramas paralelo.

Los valores de N_T , N_S y N_p se redondean por exceso, excepto si se aproximan mucho a las cifras por defecto, de manera que se asegure el suministro de potencia que demanda la instalación [23].

4.2.4. Paso 4. Dimensionado del sistema de acumulación

Para definir el tamaño del acumulador, se deberán tener en cuenta los siguientes parámetros:

- **Máxima Profundidad de Descarga:** es el nivel máximo de descarga que se le permite a la batería antes de la desconexión del regulador, para proteger la duración de la misma. En baterías estacionarias de plomo-ácido un valor adecuado de este parámetro es de 0.7
- **Días de Autonomía:** es el número de días consecutivos que en ausencia de sol, el sistema de acumulación es capaz de atender el consumo, sin sobrepasar la profundidad máxima de descarga de la batería. Los días de autonomía posibles, dependen entre otros factores del tipo de instalación y de las condiciones climáticas del lugar.

La capacidad de las baterías es la cantidad de energía que debe ser capaz de almacenar, para asegurar los días de autonomía. Las expresiones que se utilizan para hallar la capacidad de la misma, tanto en Wh (vatios hora) como en Ah (amperios hora) son:

$$C_n (Wh) = E_T \cdot N / P_d \quad (4.22)$$

$$C_n (Ah) = C_n (Wh) / V_{bat} \quad (4.23)$$

Siendo:

- C_n : Capacidad nominal de la batería (Wh ó Ah).
- E_T : Energía real requerida (Wh).
- P_d : Máxima Profundidad de descarga de la batería.
- V_{bat} : Tensión nominal de la batería (V).

Es importante señalar que los periodos de autonomía cortos, alargan la vida de las baterías y dan al sistema mayor fiabilidad.

La batería se elegirá de forma que se aproxime al valor de capacidad nominal C_n calculado. Igualmente se tenderá a elegir la batería redondeando el valor C_n por exceso para obtener mejor margen de seguridad [23].

4.2.5. Paso 5. Dimensionado del regulador

El regulador es el elemento que controla las cargas y descargas de la batería, permitiendo el proceso de carga de la misma desde el generador fotovoltaico y el proceso de descarga a través de los elementos de consumo eléctrico del sistema global.

A la hora de dimensionar un regulador, el objetivo principal es obtener la corriente máxima que va a circular por la instalación. Por lo tanto, se habrá de calcular la corriente que produce el generador, la corriente que consume la carga, y la máxima de estas dos corrientes será la que deba soportar el regulador en funcionamiento.

La corriente de corte a la que debe actuar el regulador será fijada en el propio dispositivo, pero ha de soportar la máxima posible que la instalación pueda producir.

La intensidad de corriente que produce el generador es la suma de las intensidades que producen los módulos funcionando a pleno rendimiento:

$$I_G = I_R \cdot N_R \quad I_R = P_p \cdot \eta_m / V_m \quad (4.24)$$

Siendo:

- I_G : Corriente producida por el generador (A).
- I_R : Corriente producida por cada rama en paralelo del generador (A).
- N_R : Número de ramas en paralelo del generador.
- P_p : Potencia Pico del módulo fotovoltaico (W).
- η_m : Rendimiento del módulo.
- V_m : Tensión nominal de los módulos (V).

La intensidad que consume la carga se determina teniendo en cuenta todos los consumos al mismo tiempo:

$$I_C = P_{DC} / V_{bat} + P_{AC} / 220 \quad (4.25)$$

Donde:

- I_C : Corriente que consume la carga (A).
- P_{DC} : Potencia de las cargas en DC (W).
- V_{bat} : Tensión nominal de la batería (V).
- P_{AC} : Potencia de las cargas en AC (W).

De estas dos corrientes, la máxima de ambas será la que el regulador deberá soportar, y será la que se utilice para su elección [23].

$$I_R = \max (I_G, I_C) \quad (4.26)$$

4.2.6. Paso 6. Dimensionado del inversor

Las características de funcionamiento que definen un inversor o convertidor DC - AC son:

- Potencia Nominal (kW).
- Tensión Nominal de Entrada (V).
- Tensión Nominal de Salida (V).
- Frecuencia de operación (HZ).
- Rendimiento (%).

La tensión de entrada en el inversor de una instalación fotovoltaica no será siempre constante, por lo que el inversor debe ser capaz de transformar distintas tensiones continuas dentro de un determinado rango. Ese rango suele ser de un 15 %.

El valor de la tensión nominal es un dato de referencia dentro del intervalo de actuación que sirve para identificar el tipo de convertidor.

A la hora de dimensionar el inversor se tendrá en cuenta la potencia que demanda la carga AC, de forma que se elegirá un inversor cuya potencia nominal sea algo

superior a la máxima demandada por la carga. Sin embargo, se debe evitar el sobredimensionamiento del para tratar de hacerlo trabajar en la zona donde presenta mejores eficiencias [23].

Se puede resumir la potencia del inversor con esta expresión

$$P_{inv} \approx P_{AC} \quad (4.26)$$

4.2.7. Paso 7. Dimensionado del cableado

El dimensionado del cableado constituye una de las tareas en las que se deberá prestar especial atención, ya que siempre que exista consumo habrá pérdidas debido a las caídas de tensión en los cables.

Estas pérdidas óhmicas deben cumplir la más restrictiva de las dos condiciones siguientes:

- Verificar las normas electrotécnicas de baja tensión.
- La pérdida de energía debe ser menor que una cantidad prefijada.

Su valor puede calcularse con las siguientes expresiones:

$$P_{PC} = I^2 \cdot R_C \quad R_C = \rho \cdot L / S \quad (4.27)$$

Siendo:

- P_{PC} : Potencia de Pérdidas en los conductores (W).
- I : Corriente que circula por los conductores (A).
- R_C : Resistencia óhmica de los conductores (Ω).
- ρ : Resistividad del conductor ($\Omega\text{mm}^2 / \text{m}$).
- L : Longitud de los conductores (m).
- S : Sección de los conductores (mm^2) [23].

4.2.8. Paso 8. Distancia entre módulos

Para evitar el sombreado entre módulos, considerando la misma inclinación durante todo el año, se determina la distancia mínima (d) entre las filas de los módulos por medio de la siguiente expresión:

$$d = L \cdot \left[\frac{\sin(\beta)}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})} + \cos(\beta) \right] \quad (4.28)$$

Donde:

β = Inclinación de los módulos.

L = Longitud lado inferior del módulo.

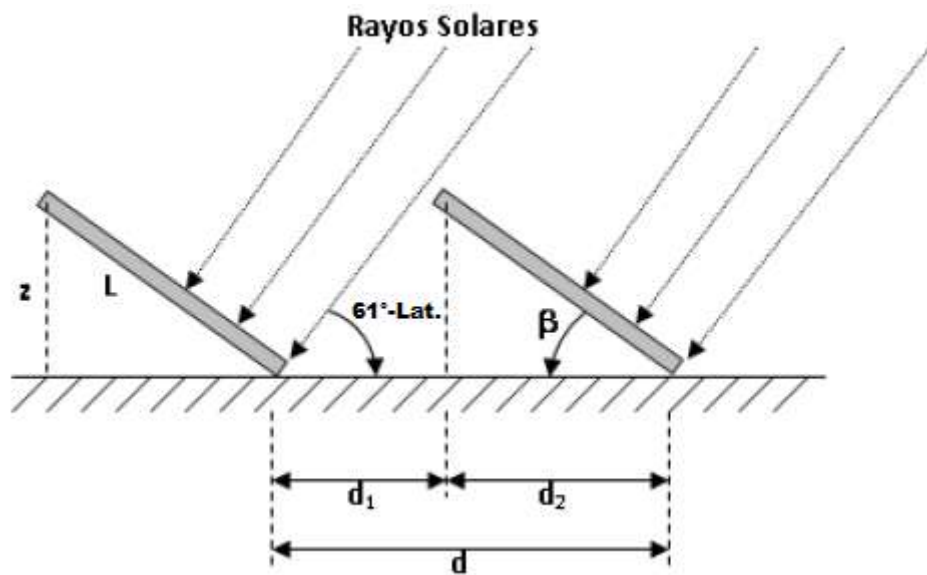


Figura 4.23: Representación de distancia entre módulos

CAPÍTULO 5

EVALUACIÓN ECONÓMICA

5.1. GENERALIDADES SOBRE EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

5.1.1. Flujo de caja proyectada o presupuesto de efectivo proyectado

El presupuesto de efectivo (o también llamado flujo de caja proyectado), es el presupuesto que muestra el pronóstico para futuras entradas y salidas de dinero en efectivo de una empresa para un periodo de tiempo específico [25].

En otras palabras, el presupuesto de flujo de efectivo presenta las fuentes (u orígenes) y los usos (o aplicaciones) planificados para el efectivo durante el año presupuestado [26].

5.1.2. Tasa interna de rentabilidad (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto [27].

Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el valor actualizado neto (VAN). También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado.

La tasa interna de retorno (TIR) da una medida relativa de la rentabilidad, es decir, será expresada en tanto por ciento. El principal problema radica en su cálculo, ya que el número de periodos dará el orden de la ecuación a resolver. Para resolver este problema se puede acudir a diversas aproximaciones, utilizar una calculadora financiera o un programa informático.

También se puede definir basándose en su cálculo, que la TIR es la tasa de descuento que iguala, en el momento inicial, la corriente futura de cobros con la de pagos, generando un VAN igual a cero:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (5.1)$$

- F_t son los flujos de dinero en cada periodo t.
- I_0 es la inversión realiza en el momento inicial (t = 0).
- n es el número de periodos de tiempo.

Como se ha comentado anteriormente, la Tasa Interna de Retorno es el punto en el cual el VAN es cero. Por lo que si se dibuja en un gráfico el VAN de una inversión en el eje de ordenadas y una tasa de descuento (rentabilidad) en el eje de abscisas, la inversión será una curva descendente. El TIR será el punto donde esa inversión cruce el eje de abscisas, que es el lugar donde el VAN es igual a cero:

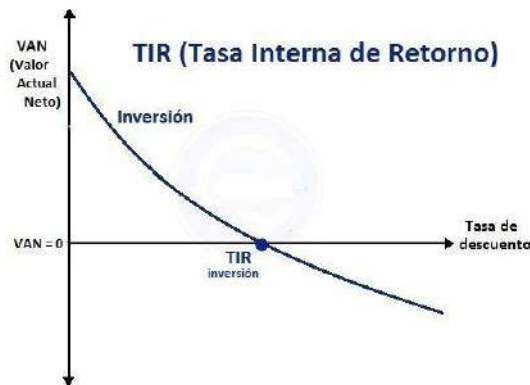


Figura 5.1: Tasa Interna de Retorno

5.1.2.1. Criterio de selección de proyectos según el TIR

El criterio de selección será el siguiente donde “k” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

- Si $TIR > k$, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que se obtiene es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si $TIR = k$, sería una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si

mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.

- Si $TIR < k$, el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pide a la inversión [27].

5.1.3. Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. También se conoce como valor neto actual (VNA), valor actualizado neto o valor presente neto (VPN).

Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN va a expresar una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos, es decir, en n^o de unidades monetarias (euros, dólares, pesos, etc).

Se utiliza para la valoración de distintas opciones de inversión. Ya que calculando el VAN de distintas inversiones se va a conocer con cuál de ellas se obtendrá una mayor ganancia [28].

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad (5.2)$$

- F_t son los flujos de dinero en cada periodo t .
- I_0 es la inversión realiza en el momento inicial ($t = 0$).
- n es el número de periodos de tiempo.
- k es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión.

5.1.3.1. Criterio de selección de proyectos según el VAN

El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones: en primer lugar, ver si las inversiones son efectuables y en segundo lugar, ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

- $VAN > 0$: el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- $VAN = 0$: el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
- $VAN < 0$: el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado [28].

5.1.4. Tiempo de recuperación de inversión (TRI)

El período de recuperación de la inversión (PRI) es un indicador que mide en cuánto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente. Puede revelar con precisión, en años, meses y días, la fecha en la cual será cubierta la inversión inicial [29].

Este método, que en inglés se conoce con el nombre de *payback period*, mide la bondad de un proyecto de inversión en términos del tiempo que se demora en recuperar la inversión, por ejemplo, en el proyecto del gráfico de la Figura 5.2.

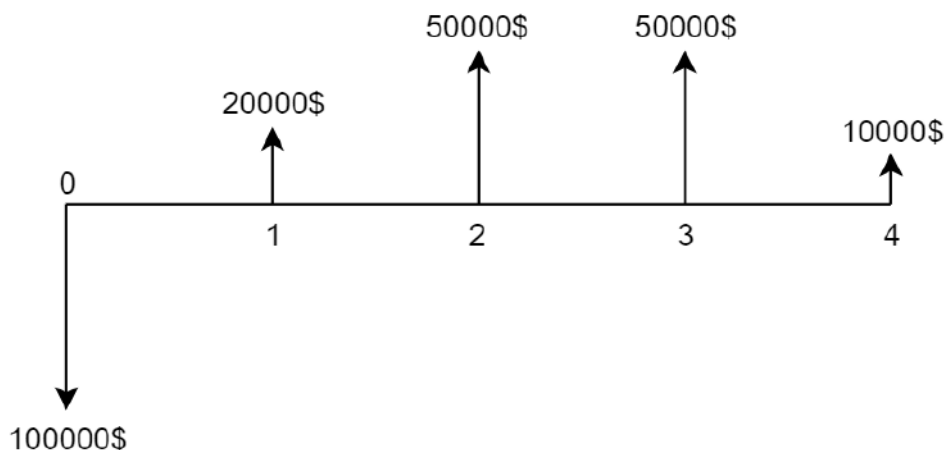


Figura 5.2: Restitución de la inversión

El periodo de restitución es de 3 años, periodo que constituye el tiempo que se demora el inversionista en recuperar su inversión de \$ 100,000 [30].

5.1.5. Relación beneficio – costo (B/C)

Existen diversas variaciones de la razón B/C; sin embargo, el enfoque fundamental es el mismo. Todos los cálculos de costos y beneficios deberán convertirse a una unidad monetaria de equivalencia común (VP, VA o VF) a la tasa de descuento (tasa de interés). La razón convencional B/C se calcula de la siguiente manera:

$$B/C = \frac{VP \text{ de beneficios}}{VP \text{ de costos}} = \frac{VA \text{ de beneficios}}{VA \text{ de costos}} = \frac{VF \text{ de beneficios}}{VF \text{ de costos}} \quad (5.3)$$

Las equivalencias para valor presente y valor anual se utilizan más que las del valor futuro. La convención de signos para el análisis B/C consiste en signos positivos; así, los costos irán precedidos por un signo +. Cuando se calculan los valores de salvamento, se deducen de los costos. Los contrabeneficios se consideran de diferentes maneras, dependiendo del modelo que se utilice.

Más comúnmente, los contrabeneficios se restan de los beneficios y se colocan en el numerador. A continuación se estudian las distintas modalidades.

La directriz de la decisión es simple:

- Si $B/C > 1.0$, se determina que el proyecto es económicamente aceptable.
- para los estimados y la tasa de descuento aplicada.
- Si $B/C < 1.0$, el proyecto no es económicamente aceptable.

Si el valor B/C es igual o está muy cerca de 1.0, los factores no económicos ayudarán a tomar la decisión de la mejor alternativa [31].

Según otro autor, este índice, cuya utilización es muy frecuente en estudios de grandes proyectos públicos de inversión, se apoya en el método del valor presente neto (...).

La relación beneficio-costos (B/C), se calcula de la siguiente manera:

- Se calcula el valor presente de los ingresos asociados con el proyecto en cuestión.
- Se calcula el valor presente de los egresos del proyecto.

- Se establece una relación entre el VPN de los ingresos y el VPN de los egresos, al dividir la primera cantidad por la segunda. El resultado de tal división es la relación beneficio-costo [30].

III. RESUMEN EJECUTIVO

CAPITULO 6

6.1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO

En el presente proyecto de fin de grado se realizó el diseño de una fuente para el sistema de Servicios Auxiliares en 110 V en CC, que cumpla con las características de seguridad y eficiencia, para la alimentación del sistema de protección y control de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE. Para el desarrollo de un prototipo se seleccionó la Estación de Coronel Oviedo como referencia, a partir del cual se han estudiado diferentes alternativas para el diseño, resultando seleccionado un sistema redundante, resultante de la combinación de la red eléctrica a través de un rectificador y un generador fotovoltaico.

6.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas

6.1.1.1. Tipo de investigación

El proyecto final de grado puede ajustarse al desarrollo de una Investigación aplicada desde el punto de vista del objeto de estudio.

6.1.1.2. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Para la recolección de datos se realizó una observación directa de la instalación. La técnica de observación fue de modalidad no estructurada y tuvo como instrumento el registro descriptivo. Mientras que la encuesta fue de carácter oral, con el cuestionario como instrumento principal. Se utilizaron además la lista de cotejo como instrumento de verificación de los datos.

6.1.1.3. Fases metodológicas

Durante el proceso del trabajo se desarrollaron las siguientes fases:

Fase I: Recolección de datos

En primera instancia se revisaron los archivos obrantes sobre las características técnicas principales de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro, junto con los reclamos sobre los rectificadores y banco de baterías efectuados en los últimos años. Los instrumentos utilizados para el registro de los datos consistieron en fichas, planillas, registros e informes sobre fallas. Del mismo modo, se realizaron visitas técnicas a 13 locales del Sistema seleccionado, para recabar datos de configuraciones de barras, configuraciones de sistemas de Servicios Auxiliares tanto en CC como en CA, características de rectificadores y bancos de baterías, transformadores de SSAA, sistema de cobertura de operadores, como también la disponibilidad del generador de emergencia, características y tipos de suministro de combustible.

Fase II: Análisis de los datos recolectados

Seguidamente se presentaron y se analizaron los datos recabados en la fase 1, esto permitió un diagnóstico de las condiciones actuales de los sistemas de SSAA de los locales del sistema estudiado. En esta fase se presenta un resumen de las principales características de las 13 Estaciones y Subestaciones abordadas para el proyecto final de grado.

Fase III: Selección de la Estación o Subestación de referencia para el desarrollo del proyecto final de grado

En esta fase se definieron criterios para la selección del local de referencia. Estos consistieron en las características técnicas que permitan la identificación del local con mayor influencia dentro del sistema estudiado. Dichas características incluyen la configuración de barra, cobertura de operadores, cantidad de posiciones en alta tensión, cantidad de líneas a 220 kV, configuración del sistema de SSAA entre otros. Al finalizar esta fase se seleccionó una Estación, y se realizó un nuevo análisis con mayor profundidad a la misma con el objetivo de identificar las fallencias a ser mejoradas con el proyecto.

Fase IV: Identificación de alternativas para la mejora de las deficiencias encontradas en el local de referencia

A partir de los inconvenientes encontrados, se numeraron posibles soluciones considerando principalmente criterios de seguridad y eficiencia. A partir de la combinación de diferentes situaciones planteadas, se redactaron dos alternativas de solución a las deficiencias encontradas.

Fase V: Comparación y selección de alternativas para la alimentación de los sistemas de protección y control

En esta etapa se realizó un análisis y comparación de las alternativas definidas en la fase anterior, se consideraron criterios de seguridad, eficiencia, técnicos y económicos. Como resultado, se seleccionó una alternativa para la alimentación de los sistemas de protección y control de la Estación de referencia.

Fase VI: Diseño de la alternativa seleccionada para su implementación

En esta última fase se realizó un diseño general de la alternativa de fuente de alimentación segura y eficiente para los sistemas de protección control de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE. En esta Sección se definieron los elementos necesarios además del dimensionamiento de los mismos.

Se redactaron varios diagramas y se realizaron las descripciones correspondientes del funcionamiento de la alternativa de mejora planteada. Se elaboró una representación esquemática para visualizar la relación entre el sistema actual y las partes de las mejoras del sistema de SSAA.

JUSTIFICACIÓN

Las Estaciones y Subestaciones desarrollan un papel fundamental dentro del Sistema Eléctrico de Potencia por tanto es imprescindible garantizar el normal funcionamiento de alimentación de los sistemas de protección y control.

Una buena fuente de alimentación de los sistemas de protección y control garantizará el correcto funcionamiento, principalmente de los elementos del sistema de protección, para evitar la propagación de las fallas, la avería de equipos de potencia o en el peor de los casos, un fuera de servicio total del sistema eléctrico de potencia.

Con una fuente de alimentación segura se espera garantizar las mejores condiciones para el Sistema Interconectado Nacional, al mismo tiempo de brindar seguridad a los recursos involucrados, tanto materiales como humanos de las Estaciones y Subestaciones Eléctricas. Desde el punto de vista de la eficiencia no solo se espera el ahorro en energía para la empresa, sino la utilización de fuentes más amigables con el medio ambiente.

Diseñando una mejor alternativa de fuente complementaria o combinación con otras fuentes de abastecimiento de energía, se logrará asegurar el suministro de alimentación de los sistemas de protección y control.

6.2. FINALIDAD DEL PROYECTO

El propósito del proyecto final de grado es lograr el diseño de una fuente de alimentación segura y a la vez eficiente para la alimentación del sistema de protección y el sistema de control de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE.

6.3. METAS

Diseñar al menos una fuente de alimentación para los sistemas de protección y el de control de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE, con un enfoque amigable con el medio ambiente.

6.4. OBJETIVOS

6.4.1. Objetivo general

Diseñar una fuente de alimentación segura y eficiente para los SSAA de los sistemas de protección y control de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE.

6.4.2. Objetivos específicos

- Recolectar datos sobre las condiciones de los Servicios Auxiliares de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro
- Analizar datos recolectados en las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE
- Definir criterios para la selección de la Estación o Subestación de referencia para el proyecto
- Seleccionar la Estación o Subestación de referencia para el cual diseñar la fuente de alimentación pretendida
- Analizar la Estación o Subestación de referencia para identificar deficiencias a ser mejoradas en el sistema de SSAA
- Evaluar deficiencias a ser mejoradas en el sistema de Servicios Auxiliares del local de referencia

- Identificar alternativas para la mejora de las condiciones deficientes encontradas en el sistema de Servicios Auxiliares de 110 Vcc.
- Definir criterios para selección de la mejor alternativa para el diseño de la fuente para la alimentación de los sistemas de protección y control
- Comparar técnica y económicamente las alternativas para la alimentación de los SSAA de los sistemas de protección y control de las Estaciones y Subestaciones
- Diseñar la alternativa más viable de fuentes de alimentación de los sistemas de protección y control en las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE.
- Realizar la evaluación económica de la alternativa seleccionada

6.5. BENEFICIARIOS

Entre los principales beneficiarios del proyecto se encuentran primeramente la ciudadanía, por una mayor seguridad en las instalaciones del sistema, del mismo modo que la empresa prestadora de servicio eléctrico (ANDE), al obtener mayor seguridad y sobre todo mayor eficiencia en el sistema de Servicios Auxiliares, otorgando estabilidad al sistema interconectado y la seguridad de los costosos equipos de potencia.

6.6. PRODUCTO

Diseño de una fuente segura y eficiente consistentes en la combinación de la red eléctrica y un sistema fotovoltaico para la alimentación en CC de los SSAA de los sistemas de protección y control de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE.

6.7. LOCALIZACIÓN FÍSICA Y COBERTURA ESPACIAL

El proyecto está orientado a cubrir las necesidades de las Estaciones y Subestaciones de todo el Sistema Centro de la ANDE. La figura de abajo muestra la ubicación de todos los locales incluidos en el estudio, de entre los cuales, para mejor desarrollo, se ha seleccionado una Estación de referencia.



Figura 6.1: Vista general del Sistema Centro

El local de referencia seleccionada, correspondiente a la Estación de Coronel Oviedo (ES-COV), se encuentra ubicada en el Departamento de Caaguazú, sobre la Ruta N° 8 que une la ciudad de Coronel Oviedo con la ciudad de Villarrica, a unos 500 metros aproximadamente de la rotonda, en la entrada a la ciudad de Coronel Oviedo.

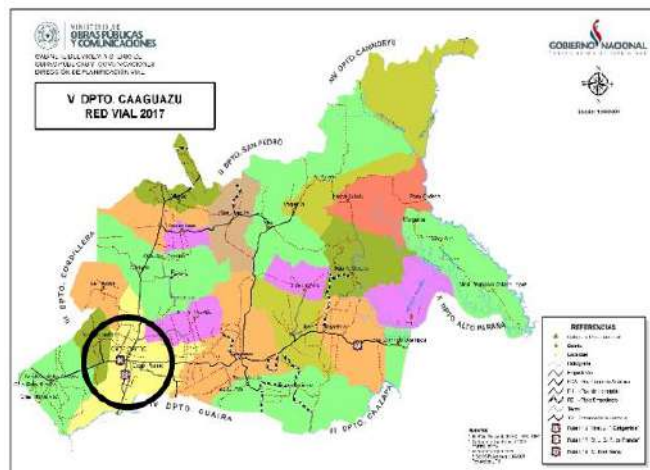


Figura 6.2: Ubicación de la Estación de referencia

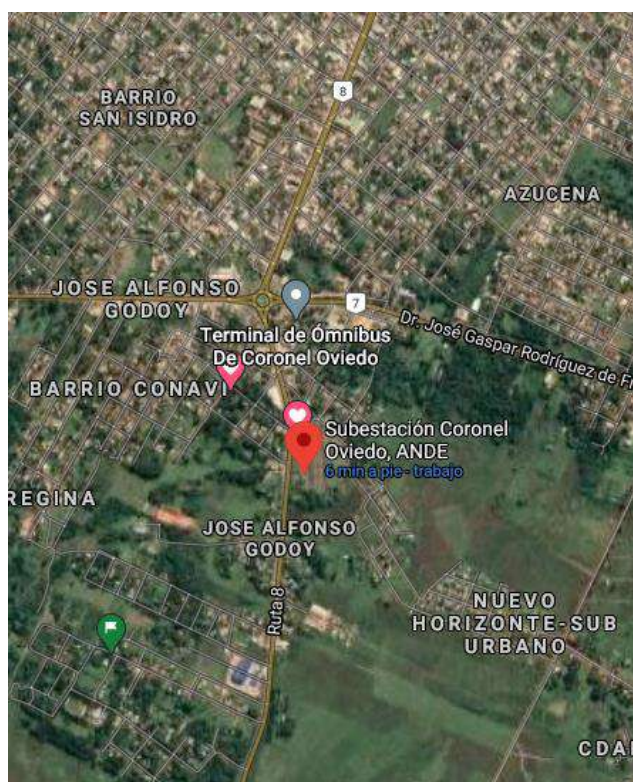


Figura 6.3: Localización de la Estación Coronel Oviedo

6.8. ESPECIFICACIONES DE ACTIVIDADES Y TAREAS REALIZADAS

- Análisis de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE
- Elaboración de criterios de selección del local de referencia para el desarrollo del proyecto
- Comparación y selección del local de referencia para el desarrollo y posterior diseño de la fuente segura y eficiente
- Análisis detallado del local seleccionado como referencia para identificar deficiencias en el sistema de Servicios Auxiliares, específicamente en la que corresponde al sistema de 110 Vcc.
- Elaboración de lista de alternativas para el mejoramiento del sistema de Servicios Auxiliares
- Definición de criterios y comparación de la alternativa para el diseño
- Selección de la fuente de alimentación segura y eficiente del sistema de protección y control de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE
- Diseño de la fuente seleccionada para la alimentación segura y eficiente del sistema de protección y control de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE
- Elaboración del análisis de factibilidad económica para la alternativa seleccionada

6.9. FACTIBILIDAD TÉCNICA

El análisis del sistema de Servicios Auxiliares de la Estación de Coronel Oviedo ha dado como resultado el diseño de una fuente de alimentación segura y a la vez eficiente de los sistemas de protección y control tanto para niveles de 220 y 23 kV, consistente en la incorporación de un sistema fotovoltaico en redundancia con la red eléctrica existente. El sistema incorpora una transferencia automática para el mejor aprovechamiento de la luz solar, y con la incorporación de su propio banco de baterías se consigue un sistema totalmente redundante.

Para evitar la contaminación visual, será utilizado el tejado de la sala de control de la Estación para el montaje de los paneles fotovoltaicos. El panel de control nuevo irá alojado dentro de la sala en donde técnicamente es posible ubicarlos.

Todos los elementos necesarios están disponibles en el mercado local, el diseño ha abarcado a grandes rasgos los detalles del montaje, configuración y control del sistema.

6.10. FACTIBILIDAD ECONÓMICA

Se ha logrado el diseño de una fuente de alimentación segura y eficiente para los sistemas de protección y control de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE.

La Figura 7.23 de la Sección 7.8.10 muestra una representación esquemática de la propuesta final con sus respectivos elementos.

Para la definición de los costos fueron utilizados referencias de licitaciones públicas encontradas en la página de contrataciones públicas. Para los costos de manos de obra se estimaron a partir de los salarios de técnicos del plantel de la ANDE.

6.10.1. Beneficios

6.10.1.1. Ahorro por consumo de energía eléctrica

Con la implementación de la alternativa seleccionada se obtendrá beneficio en concepto de energía eléctrica consumida actualmente por el sistema de rectificador. Esto es así, pues el sistema fotovoltaico alimentará durante todo el día los sistemas de protección y control conectados al sistema de 110 Vcc.

En la siguiente tabla se puede observar el ahorro total anual generado con la implementación del proyecto. Los detalles del cálculo se muestran en el Apéndice A.1.

AHORRO ANUAL POR CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA		
Energía KWh/año	Guaraníes por [kWh]	Costo total anual
41.580	400	16.632.000 ₡

Tabla 6.1: Valoración de ahorro de consumo de energía eléctrica del sistema

6.10.1.2. Ahorro por energía no facturada por fallas en el sistema de control

Con la implementación de la fuente seleccionada se evitará el gasto correspondiente a la energía no facturada en caso de falla en el sistema de control de los equipos de maniobra durante la normalización de los transformadores de potencia. Esto se da cuando se retrasan las normalizaciones por deficiencias en el sistema de control originados por un funcionamiento anormal por falla en el sistema de 110 Vcc.

En la siguiente tabla se puede observar la valoración del ahorro total anual por este concepto. Los detalles del cálculo se muestran en el Apéndice A.2.

AHORRO DE ENERGIA NO FACTURA POR FALLAS EN EL SISTEMA DE CONTROL		
Potencia Kwh/año	Guaraníes por [kWh]	Costo total anual
40.000	400	16.000.000 ₺

Tabla 6.2: Valoración de ahorro de la energía eléctrica no facturada

6.10.1.3. Ahorro de consumo de combustible del GGE por mantenimiento de los transformadores de SSAA

Con el diseño se evitará el consumo de combustible del GGE por mantenimiento de los transformadores de servicio auxiliar, así también, el tablero de transferencia entre ambos transformadores.

En la Tabla 6.3 se puede observar el ahorro de consumo de combustible correspondiente. Los detalles del cálculo se muestran en el Apéndice A.3.

AHORRO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR MANTENIMIENTO		
Consumo l/año	Guaraníes por litro	Costo total anual
160	5.450	872.000 ₺

Tabla 6.3: Valoración de ahorro de consumo de combustible por mantenimiento

6.10.1.4. Ahorro de consumo de combustible del GGE debido a fuera de servicios por fallas

Con el diseño se evitará el consumo de combustible del GGE debido a fuera de servicio por fallas.

En la

AHORRO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR FALLAS		
Consumo l/año	Guaraníes por litro	Costo total anual
120	5.450	654.000 ₺

Tabla 6.4 se puede observar el ahorro de consumo de combustible correspondiente. Los detalles del cálculo se muestran en el Apéndice A.4.

AHORRO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR FALLAS		
Consumo l/año	Guaraníes por litro	Costo total anual
120	5.450	654.000 ₺

Tabla 6.4: Valoración de ahorro de consumo de combustible por fuera de servicio

6.10.1.5. Ahorro de consumo de combustible por viajes programados

Con el diseño se evitará el consumo de combustible del transporte debido a viajes por mantenimientos correctivos.

En la

CALCULO DE AHORRO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR VIAJE PROGRAMADO		
Total l/reclamo	Guaraníes por litro	Costo total anual
288	5.450	1.569.600 ₺

Tabla 6.5 se puede observar el ahorro de consumo de combustible correspondiente. Los detalles del cálculo se muestran en el Apéndice A.5.

CALCULO DE AHORRO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR VIAJE PROGRAMADO		
Total l/reclamo	Guaraníes por litro	Costo total anual
288	5.450	1.569.600 ₺

Tabla 6.5: Valoración de ahorro de consumo de combustible por mantenimiento correctivo

6.10.1.6. Ahorro de horas hombre y viáticos por mantenimientos correctivos

Con el diseño se evitará el desembolso por el uso de horas hombre y viático correspondiente a trabajos por mantenimientos correctivos.

En las Tabla 6.6 y Tabla 6.7 se pueden observar los montos anuales equivalentes correspondientes, que con el diseño proyectado se convierten en beneficios para la empresa. Los detalles del cálculo se muestran en el Apéndice A.6.

AHORRO DE HORAS HOMBRE POR MANTENIMIENTO CORRECTIVO		
Reclamos por año	Guaraníes por reclamo	Costo total anual
8	1.120.000	8.960.000 ₺

Tabla 6.6: Valoración de ahorro de horas hombre por mantenimiento correctivo

AHORRO DE COSTO DE VIATICOS		
Reclamos por año	Guaraníes por reclamo	Costo total anual
8	1.400.000	11.200.000 ₺

Tabla 6.7: Valoración de ahorro de viáticos por mantenimiento correctivo

6.10.1.7. Ahorro anual del sistema de SSAA

Resumiendo todos los beneficios determinados en esta subsección, en la siguiente tabla se muestra el ahorro total anual concerniente al sistema de SSAA que con el diseño proyectado se convierten en beneficios para la empresa.

AHORRO ANUAL DEL SISTEMA DE SERVICIO AUXILIAR			
DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	TOTAL EN GUARANIES
Ahorro por consumo de energía eléctrica del sistema durante el día en kWh.	41.580	400	16.632.000 ₺
Ahorro por energía no facturada en caso de falla en el sistema de control de equipos de maniobra durante normalización de transformador de potencia en kWh.	40.000	400	16.000.000 ₺

Ahorro de consumo de combustible del Grupo Generador de Emergencia por mantenimiento preventivo del TR-SSAA 1, TR-SSAA 2 y el TT-SSAA.	160	5.450	872.000 ¢
Ahorro de consumo de combustible del Grupo Generador de Emergencia debido a fuera de servicio por falla.	120	5.450	654.000 ¢
Ahorro de consumo de combustible de vehículos por viajes para mantenimientos correctivos.	288	5.450	1.569.600 ¢
Ahorro de horas hombre por mantenimiento correctivo.	8	1.120.000	8.960.000 ¢
Ahorro de costo de viáticos por viajes programados para mantenimientos preventivo y correctivo.	8	1.400.000	11.200.000 ¢
TOTAL AHORRO ANUAL SSAA			55.887.600 ¢

Tabla 6.8: Valoración anual de ahorro del sistema de SSAA por la implementación de este proyecto.

6.10.2.Costos

En la siguiente tabla se presenta el resumen de los costos incluidos para el diseño del proyecto y que serán considerados para la evaluación económica del mismo. Los detalles de cada concepto se pueden visualizar en el Apéndice A.7.

PRESUPUESTO GENERAL	
SUBTOTAL ACTUALIZACIÓN PROTECCIÓN Y SEÑALIZACIÓN	5.300.000 ¢
SUBTOTAL SISTEMA FOTOVOLTAICO	165.196.666 ¢
SUBTOTAL CONDUCTORES Y PUESTA A TIERRA	743.375 ¢
SUBTOTAL TRANSFERENCIA DE CC	11.868.800 ¢
TOTAL MATERIALES	183.108.841 ¢
MANO DE OBRA (30% DEL MATERIAL)	54.932.652 ¢
COSTO DE INGENIERIA	28.260.000 ¢
TOTAL PRESUPUESTO	266.301.493 ¢

Tabla 6.9: Detalles de costo del proyecto

6.10.3. Evaluación económica

6.10.3.1. Determinación del flujo de caja proyectada

El flujo de caja proyectada, teniendo en cuenta las inversiones y beneficios previstos y con un horizonte de 10 años, se puede visualizar en la tabla siguiente:

AÑO	INVERSION	BENEFICIO	FLUJO DE CAJA	HISTORIAL DEL VAN
0	266.301.493 ¢	0 ¢	-266.301.493 ¢	
1	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	-215.028.465 ¢
2	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	-167.988.991 ¢
3	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	-124.833.509 ¢
4	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	-85.241.324 ¢
5	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	-48.918.219 ¢
6	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	-15.594.269 ¢
7	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	14.978.162 ¢
8	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	43.026.264 ¢
9	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	68.758.467 ¢
10	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	92.365.994 ¢

Tabla 6.10: Flujo de caja

6.10.3.2. Determinación de la tasa interna de rendimiento (TIR)

La tasa interna de rendimiento arroja un valor de **16%** que es superior a la tasa de descuento utilizado para el estudio financiero del proyecto, correspondiente al 9% [32], lo cual nos indica que el proyecto es viable.

Este valor solo es el resultado de considerar los costos directos relacionados con el sistema de SSAA en 110 Vcc. Las posibles pérdidas económicas causadas por una falla en la alimentación del sistema de protección no han sido consideradas.

6.10.3.3. Determinación del valor presente neto (VPN)

El valor presente neto muestra que el proyecto es viable a partir del séptimo año, a partir del cual arroja valores positivos como se puede apreciar en la siguiente tabla.

AÑO	INVERSION	BENEFICIO	FLUJO DE CAJA	HISTORIAL DEL VAN
0	266.301.493 ¢	0 ¢	-266.301.493 ¢	
1	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	-215.028.465 ¢
2	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	-167.988.991 ¢
3	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	-124.833.509 ¢
4	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	-85.241.324 ¢
5	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	-48.918.219 ¢
6	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	-15.594.269 ¢
7	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	14.978.162 ¢
8	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	43.026.264 ¢
9	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	68.758.467 ¢
10	0 ¢	55.887.600 ¢	55.887.600 ¢	92.365.994 ¢

Tabla 6.11: Flujo de caja con historial del VAN

6.10.3.4. Determinación del periodo de recuperación de la inversión (PRI)

El periodo de recuperación de la inversión está entre los 6 y 7 años, en la siguiente figura se muestra una representación gráfica del mismo.

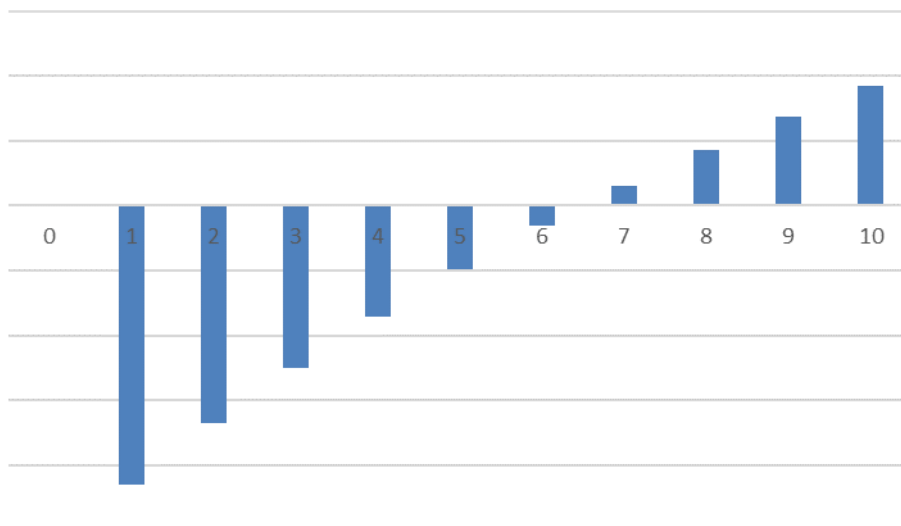


Tabla 6.12: Representación del periodo de recuperación de la inversión

6.10.3.5. Análisis de Sensibilidad

Seguidamente, se realiza un análisis de sensibilidad del proyecto tomando como variable el ingreso anual. Para el escenario optimista, se ha optado por aumentar en un 10% los ingresos por energía consumida por el SSAA durante el día y por la energía no facturada en caso de falla en el sistema de control de equipos de maniobra durante la normalización del transformador de potencia. Resultando una tasa interna de retorno del 18%. Mientras que, para el escenario pesimista, se han reducido los mismos ingresos en un 30%, resultando de esta manera, una tasa interna de retorno del 11%.

En resumen, se tiene un TIR del 18% para un escenario optimista y un TIR del 11% para el escenario pesimista. Ambos porcentajes son mayores que la tasa social de descuento, por lo tanto, se puede concluir con el análisis que el proyecto es viable aun en el peor caso considerado. Los detalles acerca del análisis de sensibilidad se muestran en las tablas del Apéndice A.8.

IV. INGENIERÍA DE DISEÑO

CAPÍTULO 7

7.1. DESCRIPCIÓN DE LAS CONDICIONES DE SERVICIOS AUXILIARES EN LAS ES Y SE

A los efectos de precisar los detalles menores de las variables intervinientes, como paso inicial se realiza un relevamiento de datos en diferentes dependencias de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), por medio de visitas técnicas, entrevistas, revisión documental entre otras técnicas.

En las secciones siguientes se describen brevemente las condiciones técnicas generales de las Estaciones y Subestaciones seleccionadas para el estudio del presente proyecto con el propósito de identificar las principales características que serán consideradas para su abordaje dentro del proyecto.

7.1.1. Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro

El Sistema Centro está compuesto por 14 Estaciones y Subestaciones en la actualidad, al momento de encarar este trabajo se han seleccionado 13 locales¹, los cuales se presentan a continuación.

La Administración Nacional de Electricidad (ANDE), encargada del sistema eléctrico nacional, con un propósito organizacional, ha adoptado las definiciones siguientes:

Estación: locales de transformación o transmisión, cuyo nivel de tensión sean de 220 kV o superior.

Subestación: locales de transformación o transmisión cuyo nivel de tensión corresponde a 66 kV.

¹ La subestación de La Colmena es más reciente al anteproyecto aprobado para el desarrollo del presente proyecto

7.1.1.1. Estación Coronel Oviedo (ES-COV)

La ES-COV se encuentra ubicada en el departamento de Caaguazú, sobre la Ruta PY08 que une la ciudad de Coronel Oviedo con la ciudad de Villarrica, a unos 500 metros aproximadamente de la rotonda.

La Estación se encuentra en operación desde de la fecha 18 de junio 1973 y es alimentada con líneas de alta tensión principalmente desde la Central Hidroeléctrica Itaipu margen derecha y la Central Hidroeléctrica Acaray (generación propia), a través de las líneas de transmisión a nivel de 220 kV que totalizan cinco; dos proveniente directamente de la CH-ACY y tres de la Estación km 30.

Presenta una configuración de barras a nivel de 220 kV del tipo doble barra principal con barra de transferencia y en el patio de 66 kV posee una salida simple.

Los niveles de tensión que maneja son 220, 66 y 23 kV, para trasmisión, subtransmisión y distribución respectivamente. Posee dos transformadores de potencia de 220 a 23 kV denominados TR-02 y TR-03, de 41.6 MVA de potencia cada uno, utilizados para la distribución de energía a la ciudad mencionada y zonas cercanas. También cuenta con un banco de transformadores monofásicos de 220 a 66 kV numerado como TR-01 de 3x20 MVA de potencia para la subtransmisión de energía a la ciudad de Villarrica y anteriormente a Caazapá. Se adjuntan los diagramas mímicos de todos los locales del Sistema Centro en el Apéndice B.1.

La ES-COV cuenta con un total de 56 seccionadores y 14 interruptores de potencia distribuidos en 14 posiciones para el patio de 220 kV, mientas que un seccionador y un interruptor de potencia para la salida de la línea de subtransmisión a 66 kV.

Con una potencia total instalada de 143.32 MVA y la cantidad de posiciones mencionados lo ubica entre uno de los locales con mayor complejidad y potencia instalada del sistema.

Los detalles más resaltantes del local se presentan en la siguiente tabla.

SIGLAS:	POT-INST-MVA:	TENSION (KV)	SIS-CONF.	52'S:		89'S:
				66 (KV)	220 (KV)	
ES-COV	2 X 41,6	220/23	2/P+1/T	0	14	56
	3 X 20	66	1/ SIMPLE	1	0	1

Tabla 7.1: Características técnicas de la ES-COV

7.1.1.1.1. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente alterna (CA)

El tablero de distribución de Servicios Auxiliares (SSAA) de corriente alterna (TDCA) es alimentada por medio de dos transformadores de media tensión de 200 kVA cada uno, teniendo ambos transformadores por separado la capacidad suficiente para alimentar la totalidad de las cargas de la Estación, el sistema opera con un solo transformador a la vez con interclavamiento y transferencia automática, para casos de falla de los dos transformadores mencionados. La Estación cuenta además con un Grupo Generador de Emergencia (GGE) de 120 kVA que opera como respaldo para la alimentación de corriente alterna al local. Algunas bibliografías, denominan a esta configuración como Barra con dos alimentadores de media tensión y GGE [2].

7.1.1.1.2. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente continua (CC)

El tablero de distribución de corriente continua (TDCC) es alimentada por un único rectificador de 110 Voltios en corriente continua (Vcc), encardado de proveer de energía a los principales circuitos, como el de control y protección, relés de protección, circuitos de mandos, bobina de disparo de los interruptores, motores de accionamientos de los seccionadores de potencia por citar algunos. El mismo rectificador también se encarga de mantener la carga de las baterías que representan el respaldo del sistema para casos de fallas en los rectificadores. El local cuenta con banco de baterías cuya capacidad teórica es de 300 Ah del tipo níquel cadmio (Ni-Cd) cuya autonomía estimada atendiendo la totalidad de las cargas es de 10 horas.

Se menciona también que la Estación cuenta con cobertura continua de operadores de 24 horas y 7 días a la semana.

La Tabla 7.2 resume lo expresado en las últimas Secciones.

SIGLAS:	C.A	SS.AA	C.C	SS.AA		GGE (KVA)	OPER. COVER.
	CONFIGURACION	TR (KVA)	RECTIFICAD OR 110 Vc.c.	BANCO- BATERIAS			
ES-COV	BA2AMT+GGE	2X200	TDCC Simple	Ni-Cd	1,2V/300 Ah	120	24 hs

Tabla 7.2: Condicion del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-COV

Según datos recabados del Departamento de Transmisión Centro, en los últimos años se han presentado un total de 12 reclamos de diferentes elementos de SSAA del local.

7.1.1.2. Subestación Villarrica (SE-VIL)

El segundo local que se presenta corresponde a las instalaciones de la Subestación, asentadas en el barrio Santa Lucia, ciudad de Villarrica, Departamento del Guaira. La misma fue instalada en fecha 18 de junio de 1973. Presenta una configuración de barras del tipo Barra Principal con barra de Transferencia, la cual es alimentada de dos Estaciones del sistema; por un lado, de la barra de 66 kV de la ES-COV, y por otro lado desde la Estación Paso Pe (ES-PPE), esta última ubicada a pocos km en la misma ciudad.

Cuenta con un transformador para distribución de 66 a 23 kV de 12 MVA de potencia y alimenta principalmente a la ciudad y zonas cercanas. La SE-VIL también se encarga de alimentar la Subestación de la compañía eléctrica de operación privada CLIFSA.

Posee un total de quince seccionadores y cinco interruptores de potencia distribuidos en cinco posiciones en el patio de 66 kV y una potencia total instalada de 12 MVA. La SE por su antigüedad cuenta aún con tecnología cableada.

Los detalles se presentan en la siguiente tabla.

SIGLAS:	POT-INST-MVA:	TENSION (KV)	SIS-CONF	52'S:		89'S:
				66 (KV)	220 (KV)	
SE-VIL	12,00	66/23	1/P+1/T	5	0	15

Tabla 7.3: Características técnicas de la SE-VIL

7.1.1.2.1. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente alterna (CA)

El TDCA es alimentado por medio de un único transformador de media tensión de 200 kVA, con capacidad suficiente para alimentar la totalidad de las cargas en CA, en caso de falla de éste. La Subestación no cuenta con un GGE que pueda operar como respaldo del mismo. Esta configuración es denominada barraje sencillo con un alimentador de media tensión [2].

7.1.1.2.2. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente continua (CC)

El TDCC es alimentado por un rectificador de 110 Voltios corriente continua (Vcc), el cual opera como alimentación principal a los circuitos del sistema de protección y control y sus elementos como relés de protección, circuitos de señalizaciones, bobina de disparo de los interruptores, y otros. El rectificador también se encarga de proveer energía al banco de baterías, el cual es del tipo Ni-Cd y actúa como respaldo para la alimentación en CC siendo su autonomía estimada de 5 a 10 horas.

La SE-VIL cuenta con cobertura de solamente un operador, lo que representa 8 horas de guardia diaria en el local.

La siguiente tabla resume lo expresado en las últimas Secciones.

SIGLAS:	C.A	SS.AA	C.C	SS.AA	GGE	OPER.
	CONFIG.	TR (KVA)	RECTIFICADOR 110 Vc.c.	BANCO-BATERIAS	(KVA)	COVER.
SE-VIL	BA1AMT	200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	NO	8 hs

Tabla 7.4: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la SE-VIL

Según datos recabados del Departamento de Transmisión Centro, en los últimos años se han presentado un solo reclamo en el sistema de SS.AA del local.

7.1.1.3. Estación San Estanislao (ES-SES)

Continuando con la descripción de los locales se presenta la ES-SES, que está ubicada en la ciudad del mismo nombre (también conocido como Santaní), situada en el Departamento de San Pedro. San Estanislao es la ciudad más grande del

Departamento con 55.936 habitantes y está localizada a 151 Km al noroeste de Asunción.

Fue instalada en fecha 28 de noviembre de 1987. Dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN) representa uno de las principales vías de alimentación a la zona norte de la región oriental, incluido el chaco paraguayo. Posee una configuración del tipo Barra principal con Barra de transferencia, maneja niveles de tensión de 220 y 23 kV y cuenta con dos transformadores de potencia con capacidad individual de 41.66 MVA, destinados para la distribución de energía a la ciudad y los alrededores. De lo mencionado se resume una potencia instalada de 83.62 MVA.

Posee seis posiciones en el patio de 220 kV, correspondiente a los transformadores ya mencionados y además de tres líneas de transmisión al mismo nivel de tensión. Cuenta con 17 seccionadores y 6 interruptores de potencia con todos sus elementos de protección y control comandados a través de un sistema SCADA desde la sala de control. Los detalles de esta Sección se presentan a continuación.

SIGLAS:	POT-INST-MVA:	TENSION (KV)	SIS-CONF	52°S:		89°S:
				66 (KV)	220 (KV)	
ES-SES	83,62	220/23	1/P+1/T	0	6	17

Tabla 7.5: Características técnicas de la ES-SES

7.1.1.3.1. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente alterna (CA)

El tablero de distribución de corriente alterna es alimentado a través de dos transformadores de media tensión de 200 kVA, con un sistema de transferencia automática para evitar la falta de suministro a las cargas conectadas al tablero. Ambos transformadores poseen capacidad suficiente para alimentar la totalidad de las cargas.

El sistema de SSAA opera con un solo transformador a la vez, y para los casos de fallas de manera simultánea de los mismos, el local no cuenta con un GGE que pueda fungir como respaldo. Esta configuración del SSAA en CA es denominada barra simple con dos alimentadores de media tensión.

7.1.1.3.2. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente continua (CC)

El tablero de distribución de corriente continua (TDCC) es alimentada como fuente principal por un rectificador de 110 Voltios corriente continua (Vcc) para atender las diferentes cargas conectadas a ella. Los principales elementos del sistema de protección y control tales como relés, circuitos de señalización, IEDs, etc. Son alimentados desde el TDCC y como alimentación principal a través del rectificador, el local cuenta como respaldo con un banco de baterías del tipo Ni-Cd con capacidad de 300 Ah siendo su autonomía estimada de 5 a 10 horas.

La ES-SES cuenta con cobertura continua de 24 horas y 7 días a la semana de operadores.

La siguiente tabla resume lo expresado en las últimas Secciones.

SIGLA S:	C.A	SS.AA	C.C	SS.AA	GGE	OPER.
	CONFIGURACION	TR (KVA)	RECTIFICADOR 110 Vc.c.	BANCO-BATERIAS	(KVA)	COVER.
ES-SES	BA1AMT	2X200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	NO	24 hs

Tabla 7.6: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-SES

Según datos recabados del Departamento de Transmisión Centro, en los últimos años se han presentado un total de 2 reclamos de diferentes elementos de SS.AA del local.

7.1.1.4. Estación Santa Rosa (ES-SRO)

La Estación Santa Rosa está ubicado geográficamente al noroeste del Departamento de San Pedro distante a unos 250 km de Asunción, abasteciendo de energía eléctrica a unos 12.500 usuarios de las localidades de San Pedro del Ycuamandiyu, Correa Rugua, Antequera, Poroto, San Pablo Cocuere, Escalera, Barbero, Potrero Naranjo y alrededores.

La misma fue instalada en fecha 17 de diciembre de 1991. Presenta una configuración de barras tipo Barra Principal con Barra de Transferencia y es

alimentada de la línea de transmisión a nivel de 220 kV proveniente de la ES-SES. Los niveles de tensión que maneja el local son 220, 66 y 23 kV, para la transmisión, subtransmisión y distribución respectivamente. Un transformador de potencia de 220 a 66 kV de 15 MVA de potencia, alimenta la barra de 66 kV y a través de ella se realiza la subtransmisión de energía a la Subestación San Pedro Norte (SE-SPN) y por otro lado, para alimentar cargas de algunas zonas ya mencionadas anteriormente por medio de un transformador de 10 MVA con 66 kV en el primario y 23 kV en el secundario. Un tercer transformador de 220 a 23 kV y 41.6 MVA complementa la distribución de energía a los clientes.

De esta manera se cuenta con una potencia total instalada de 66.6 MVA. En su patio de maniobras de 200 kV la Estación posee un total de seis seccionadores y tres interruptores de potencia, distribuidos en tres posiciones, con sus respectivos elementos para la protección y el control; mientras tanto, cuenta con cuatro seccionadores y tres interruptores de potencia para el patio de maniobras de 66 kV.

Los detalles de esta Sección se presentan a continuación.

SIGLAS:	POT-INST-MVA:	TENSION (KV)	SIS-CONF	52'S:		89'S:
				66 (KV)	220 (KV)	
ES-SRO	15,00	220/66	1/P+1/T	0	3	6
	41,60	220/23	1/P+1/T	0	0	0
	10,00	66/23	1/ SIMPLE	3	0	4

Tabla 7.7: Características técnicas de la ES-SRO

7.1.1.4.1. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente alterna (CA)

El TDCA es alimentado por medio de un único transformador de media tensión de 200 kVA, denominado TR-SSAA, y con capacidad suficiente para alimentar la totalidad de las cargas del local. Para el caso de falla del transformador mencionado la Estación no cuenta con Grupo Generador de Emergencia (GGE) que pueda operar como respaldo del sistema. Esta configuración es denominada barraje sencillo con un alimentador de media tensión.

7.1.1.4.2. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente continua (CC)

El TDCC es alimentada por un único rectificador de 110Vcc como alimentación principal a los circuitos de control y protección, tales como relés de protección, circuitos de mandos, bobina de disparo de los interruptores, motores de accionamientos de algunos seccionadores de potencia, etc. Como respaldo del sistema se cuenta con un único banco de baterías del tipo Ni-Cd cuya autonomía estimada es de 5 a 10 horas. Detalles en la Tabla 7.8.

Cabe destacar que la Estación no cuenta con cobertura de 24 horas, existen dos operadores para cubrir 16 horas desde lunes hasta el viernes, y los fines de semanas se cuenta con cualquiera de ellos en la modalidad de prevenido.

SIGLAS:	C.A SS.AA		C.C SS.AA			GGE	OPER.
	CONFIG.	TR (KVA)	RECTIFICADOR 110 Vc.c.	BANCO-BATERIAS		(KVA)	COVER.
ES-SRO	BA1AMT	200	TDCC Simple	Ni-Cd	2,4V/305Ah	NO	16 hs

Tabla 7.8: Condición del sistema de SS.AA en CC y CA de la ES-SRO

7.1.1.5. Estación Caaguazú (ES-CZU)

La Estación Caaguazú se halla ubicada en el Departamento del mismo nombre y distante a unos 183 km de Asunción, sobre la ruta que une las localidades de Caaguazú con Repatriación, abasteciendo de energía eléctrica a unos 98.136 usuarios dentro del área de su influencia, en cargas distribuidas tanto en industriales, comerciales como residenciales.

La misma fue instalada el 28 de abril del año 1994. La Estación es una derivación directa de la línea de trasmisión proveniente de la Estación de km 30 hacia la Estación Coronel Oviedo. La Estación cuenta con dos transformadores de potencia, con capacidades idénticas de 41.6 MVA, conectados a través de una adaptación con seccionadores en el patio de maniobras a 220 kV, para la distribución de energía en la ciudad y zonas cercanas.

Con una potencia total instalada de 83.62 MVA, la Estación posee un total de dos seccionadores y dos interruptores de potencia en la adaptación mencionada para

la conexión de los transformadores. Por otro lado, también forma parte del grupo de locales que posee tecnología cableada para el comando y control.

Los detalles de esta Sección se presentan a continuación.

SIGLAS:	POT-INST-MVA:	TENSION (KV)	SIS-CONF	52°S:		89°S:
				66 (KV)	220 (KV)	
ES-CZU	83,62	66/23	DERIVACION	0	2	2

Tabla 7.9: Características técnicas de la ES-CZU

7.1.1.5.1. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente alterna (CA)

El TDCA es alimentado por medio de un transformador de media tensión de 200 kVA para alimentar la totalidad de las cargas del local. El sistema opera con un solo transformador y en caso de falla del mismo, la Estación no cuenta con un Grupo Generador de Emergencia (GGE) que pueda operar en forma de respaldo del sistema. Esta configuración es denominada barra simple con un alimentador de media tensión.

7.1.1.5.2. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente continua (CC)

El TDCC es alimentado por un único rectificador de 110Vcc como alimentación principal a los circuitos de control y protección, como respaldo del mismo se cuenta con un único banco de baterías del tipo Ni-Cd cuya autonomía estimada es de 5 a 10 horas aproximadamente.

Cabe destacar que la Estación no cuenta con cobertura permanente de operadores, contando con un operador con cobertura de 8 horas diarias de lunes a viernes. Esto conlleva a que el local se quede sin cobertura los sábados y domingos dependiendo totalmente de la autonomía del sistema de corriente continua para casos de fallas. Existe un antecedente en el que se sospecha que por problemas en el sistema de 110 V corriente continua los relés de protección quedaron sin alimentación durante un fin de semana derivando a la pérdida del transformador de potencia y las celdas de 23 kV.

Además del evento descrito en el párrafo anterior, también se han registrado otros reclamos, siendo que según datos recabados del Departamento de Transmisión Centro, en los últimos años se han totalizado 2 reclamos de los diferentes elementos del sistema de SS.AA del local.

El resumen de lo expresado en las últimas Secciones se muestra en la siguiente tabla.

SIGLAS:	C.A	SS.AA	C.C	SS.AA	GGE	OPER.
	CONFIG	TR (KVA)	RECTIFICADOR 110 Vc.c.	BANCO-BATERIAS	(KVA)	COVER.
ES-CZU	BA1AMT	2X200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	NO	8 hs

Tabla 7.10: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-CZU

7.1.1.6. Subestación Caazapá (SE-CZA)

La SE-CZA está ubicada en la ciudad de Caazapá, capital del Departamento del mismo nombre situada a 230 km de la capital del país.

La misma fue instalada el 8 de agosto de 1996. Por tratarse de la punta de una línea de subtransmisión y por poseer un solo transformador de potencia, presenta una configuración de barras simple y una sola posición desde la ES-PPE a nivel de 66 kV. El transformador mencionado con potencia de 20 MVA reduce la tensión de 66 a 23 kV para la distribución a la ciudad y zonas cercanas.

Con una potencia total instalada de 20 MVA, la Estación posee un total de tres equipos de maniobras a 66 kV, dos seccionadores y un interruptor.

Los detalles de esta Sección se presentan a continuación.

SIGLAS:	POT-INST-MVA:	TENSION (KV)	SIS-CONF	52°S:		89°S:
				66 (KV)	220 (KV)	
SE-CZA	20,00	66/23	PUNTA DE LINEA	1	0	2

Tabla 7.11: Características técnicas de la SE-CZA

7.1.1.6.1. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente alterna (CA)

El TDCA es alimentado por medio de un transformador de media tensión de 200 kVA para alimentar la totalidad de las cargas del local, en caso de falla de éste la Estación no cuenta con un Grupo Generador de Emergencia (GGE) que pueda operar en forma de respaldo del mismo. Esta configuración es denominada barraje sencillo con un alimentador de media tensión.

7.1.1.6.2. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente continua (CC)

El TDCC es alimentada por un único rectificador de 110Vcc como alimentación principal a los circuitos de control y protección, tales como relés de protección, circuitos de mandos, bobina de disparo de los interruptores, motores de accionamientos de los seccionadores de potencia entre otros. Y como respaldo del sistema, se cuenta con un único banco de baterías del tipo Ni-Cd siendo su autonomía estimada de 5 a 10 horas.

Cabe destacar que la Estación no cuenta con cobertura permanente de operadores, contando con un operador con cobertura de 8 horas diarias de lunes a viernes.

El resumen de lo expresado en las últimas Secciones se presenta a continuación.

SIGLAS:	C.A		SS.AA		C.C		SS.AA		GGE	OPER.
	CONFIG	TR (KVA)	RECTIFICADOR 110 Vc.c.		BANCO-BATERIAS		(KVA)	COVER.		
SE-CZA	BA1AMT	200	TDCC Simple		Ni-Cd	1,2V/300Ah	NO	8 hs		

Tabla 7.12: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la SE-CZA

7.1.1.7. Estación Carayaó (ES-CYO)

La Estación Carayaó está situada a pocos kilómetros de la ciudad del mismo nombre, Departamento de Caaguazú, distante a unos 175 km de Asunción.

Fue instalada en fecha 1 de agosto de 1999. Presenta una configuración de barras denominada Interruptor y medio, la única de este tipo en el sistema de transmisión centro. La misma está en operación con un transformador de 220 a 23 kV de 41.6

MVA de potencia. El local es alimentado a través de dos líneas de transmisión a nivel de 220 kV proveniente de la Estación Margen Derecha de la Central Hidroeléctrica Itaipu, y de una línea de transmisión al mismo nivel de tensión desde la Estación Coronel Oviedo. Además de la ciudad de Carayaó, el área de influencia se extiende a zonas aledañas y varias localidades vecinas tales como Cecilio Báez, San Joaquín, Vaquería, Yhu, Simón Bolívar, Santa Rosa del Mbutuy, Juan de Mena y Cleto Romero.

Con una potencia total instalada de 41.6 MVA, la Estación posee un total de 28 seccionadores y 11 interruptores de potencia distribuidos en 7 posiciones en el patio de maniobras de 220 kV.

La Estación posee tecnología actual con relés numéricos y es comandada desde un sistema SCADA, siendo uno de los primeros del sistema en implementar dicha tecnología.

Los detalles de esta Sección se presentan a continuación.

SIGLAS:	POT-INST-MVA:	TENSION (KV)	SIS-CONF	52°S:		89°S:
				66 (KV)	220 (KV)	
ES-CYO	41,60	66/23	INTER. Y MEDIO	0	11	28

Tabla 7.13: Características técnicas de la ES-CYO

7.1.1.7.1. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente alterna (CA)

El TDCA es alimentado por medio de un único transformador de media tensión con potencia de 315 kVA para alimentar la totalidad de las cargas del local, en caso de falla de éste la Estación cuenta con un Grupo Generador de Emergencia (GGE) de 150 kVA que opera como del respaldo del transformador mencionado. Esta configuración es denominada barraje sencillo con un alimentador de media tensión y GGE.

7.1.1.7.2. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente continua (CC)

El TDCC es alimentada por un único rectificador de 110Vcc como alimentación principal a los circuitos de control y protección, por citar algunos: relés de protección, circuitos de mandos, bobina de disparo de los interruptores, motores de accionamientos de los seccionadores de potencia. Y como respaldo del sistema se cuenta con un único banco de baterías del tipo Ni-Cd siendo su autonomía estimada de 10 horas.

Cabe destacar que la Estación cuenta con cobertura continua de 24 hs de operadores y según datos proveídos por el Departamento de Transmisión Centro, en los últimos años se han presentado un total de 2 reclamos de diferentes elementos de SS.AA del local.

El resumen de lo expresado en las últimas Secciones se presenta a continuación.

SIGLAS:	C.A	SS.AA	C.C	SS.AA	GGE (KVA)	OPER. COVER.
	CONFIG	TR (KVA)	RECTIFICADOR 110 Vc.c.	BANCO- BATERIAS		
ES-CYO	BA1AMT+ GGE	315	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	150	24 hs

Tabla 7.14: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-CYO

7.1.1.8. Subestación San Pedro Norte (SE-SPN)

La subestación San Pedro Norte está situada en la ciudad de San Pedro del Ycuamandyju, capital del Departamento de San Pedro y distante a unos 330 km de Asunción.

Fue instalada en octubre del año 1998. Es alimentada a través de una línea de subtransmisión radial a nivel de 66 kV proveniente de la Estación de Santa Rosa del Aguaray. La SE-SPN cuenta con un transformador de potencia de con capacidad de 30 MVA, encargada de la transformación a niveles de distribución para la ciudad y zonas cercanas.

Con una potencia total instalada de 30 MVA, la Estación posee solamente un seccionadores y un interruptor de potencia en el patio de maniobras.

Los detalles de esta Sección se presentan a continuación.

SIGLAS:	POT-INST-MVA:	TENSION (KV)	SIS-CONF	52'S:		89'S:
				66 (KV)	220 (KV)	
SE-SPN	30,00	66/23	PUNTA DE LINEA	1	0	1

Tabla 7.15: Características técnicas de la SE-SPN

7.1.1.8.1. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente alterna (CA)

El TDCA es alimentado por medio de un transformador de media tensión de 200 kVA para alimentar la totalidad de las cargas del local. Para casos de falla del transformador la Subestación cuenta con un generador de emergencia de 55 kVA que opera como respaldo. La configuración del sistema de SSAA en CA es denominada barraje sencillo con un alimentador de media tensión y GGE.

7.1.1.8.2. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente continua (CC)

El TDCC es alimentado por un único rectificador de 110Vcc como alimentación principal a los circuitos de control y protección, como respaldo del mismo se cuenta con un único banco de baterías del tipo Ni-Cd cuya autonomía estimada es de 8 horas.

La Subestación cuenta solamente con un operador y con 8 horas de cobertura diaria del mismo, de lunes a viernes.

El resumen de lo expresado en las últimas Secciones se presenta a continuación.

SIGLAS:	C.A	SS.AA	C.C	SS.AA	GGE (KVA)	OPER. COVER.
	CONFIG	TR (KVA)	RECTIFICADOR 110 Vc.c.	BANCO-BATERIAS		
SE-SPN	BA1AMT+GGE	200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/305Ah	55	8 hs

Tabla 7.16: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la SE-SPN

Según datos recabados del Departamento de Transmisión Centro, en los últimos años se han presentado un total de 2 reclamos de diferentes elementos de SS.AA del local.

7.1.1.9. Estación Paso Pe (ES-PPE)

La ES-PPE se halla ubicada en el Departamento de Guaira distante a unos 950 metros de la Subestación Villarrica, camino a la ciudad de Caazapá.

Presenta una configuración de barras a nivel de 220 kV del tipo Barra Principal con Barra de Transferencia y Doble Barra para el nivel de 66 kV. Los niveles de tensión que maneja son 220, 66 y 23 kV.

Poseen un transformador de 220 a 23 kV de 41.6 MVA para la distribución de energía a zonas cercanas y un banco monofásico de transformadores de 220 a 66 kV y 3x20 MVA de potencia para la subtransmisión de energía a la SE-VIL y la SE-CZA.

La Estación cuenta con un total de 14 seccionadores y 5 interruptores de potencia distribuidos en 5 posiciones en el patio de 220 KV, mientras que 10 seccionadores y 4 interruptores de potencia para el patio de 66 kV, de esta manera totalizan una potencia total instalada de 101.6 MVA.

Los detalles de esta Sección se presentan a continuación.

SIGLAS:	POT-INST-MVA:	TENSION (KV)	SIS-CONF	52'S:		89'S:
				66 (KV)	220 (KV)	
ES-PPE	41,60	220/23	1/P+1/T	0	5	14
	3X20	66	2/P	4	0	10

Tabla 7.17: Características técnicas de la ES-PPE

7.1.1.9.1. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente alterna (CA)

El TDCA es alimentado por medio de un transformador de media tensión de 315 kVA para alimentar la totalidad de las cargas del local. En caso de falla del transformador la Estación cuenta con un Grupo Generador de Emergencia (GGE)

de 150 kVA que opera como respaldo. La configuración del SSAA en CA es denominada barraje sencillo con un alimentador de media tensión y GGE.

7.1.1.9.2. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente continua (CC)

El TDCC es alimentada por dos rectificadores de 110 Vcc como alimentación principal a los circuitos de control y protección, a través de un sistema de transferencia automática, el sistema opera con un solo rectificador a la vez, en caso de simultaneidad de fallas de estos dos rectificadores, el sistema de respaldo entra en servicio que está conformado por un banco de baterías del tipo Ni-Cd cuya autonomía estimada de 5 a 10 hs.

Cabe destacar que la Estación cuenta con cobertura permanente de operadores, los 7 días de la semana. También es importante mencionar que la Estación cuenta con tecnología actual, con IEDs y sistema SCADA para su comando y protección.

En la siguiente tabla se presenta el resumen de lo expuesto en estas últimas Secciones.

SIGLAS:	C.A	SS.AA	C.C	SS.AA	GGE (KVA)	OPER. COVER.
	CONFIG	TR (KVA)	RECTIFICADOR 110 Vc.c.	BANCO-BATERIAS		
ES-PPE	BA1AMT+ GGE	315	TDCC Full Redundante	Ni-Cd 1,2V/300Ah	150	24 hs

Tabla 7.18: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-PPE

Según datos recabados del Departamento de Transmisión Centro, en los últimos años se han presentado un solo reclamo en el sistema de SS.AA del local.

7.1.1.10. Estación Itacurubí de Rosario (ES-IRO)

La ES-IRO está ubicada entre la ciudad de Itacurubí del Rosario y General Aquino, Departamento de San Pedro y se sitúa a 191 km de Asunción. La misma se encuentra en operación desde enero de 2013. La ES-IRO es alimentada por medio de una línea de transmisión con 220 kV, posee una única posición en el patio

correspondiente a un transformador de potencia de 41.6 MVA para reducir a 23 kV, destinada a la distribución de energía a la ciudad y zonas cercanas.

La Estación cuenta solamente con un seccionador, un interruptor de potencia en 220 kV y una potencia total instalada de 41.6 MVA.

Los detalles de esta Sección se presentan a continuación.

SIGLAS:	POT-INST-MVA:	TENSION (KV)	SIS-CONF	52°S:		89°S:
				66 (KV)	220 (KV)	
ES-IRO	41,60	220/23	PUNTA DE LINEA	NO	1	1

Tabla 7.19: Características técnicas de la ES-IRO

7.1.1.10.1. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente alterna (CA)

El TDCA es alimentado por medio de un transformador de media tensión de 200 kVA para alimentar la totalidad de las cargas del local. La Estación no cuenta con un Grupo Generador de Emergencia (GGE) que pueda operar como respaldo a la alimentación en CA. La configuración descrita es denominada barraje sencillo con un alimentador de media tensión.

7.1.1.10.2. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente continua (CC)

El TDCC es alimentado por un rectificador de 110Vcc como alimentación principal a los circuitos de control y protección, como respaldo del mismo se cuenta con un banco de baterías del tipo Ni-Cd cuya autonomía aproximada según el Departamento de Mantenimiento de Equipos de Transmisión Centro, es de 5 a 10 horas. Cabe destacar que la Estación solo cuenta con 8 hs de cobertura de operadores.

En la siguiente tabla se presenta el resumen de lo expuesto en estas últimas Secciones.

SIGLAS:	C.A	SS.AA	C.C	SS.AA	GGE	OPER.
	CONFIG	TR (KVA)	RECTIFICADOR 110 Vc.c.	BANCO-BATERIAS	(KVA)	COVER.
ES-IRO	BA1AMT	200	TDCC Simple	Ni-Cd	1,2V/300Ah	NO 8 hs

Tabla 7.20: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-IRO

7.1.1.11. Estación Abaí (ES-ABA)

La ES-ABA está ubicada en el Departamento de Caazapá distante a unos 258 km de la ciudad de Asunción.

La misma se encuentra en operación desde enero del año 2013 y es alimentada de la barra de 220 kV de la ES-PPE. Cuenta con un transformador de 220 a 23 kV de 41.6 MVA de potencia para la distribución de energía a la ciudad y zonas cercanas.

La Estación cuenta solamente con un seccionador y un interruptor de potencia en 220 kV y una potencia total instalada de 41.6 MVA.

Los detalles de esta Sección se presentan a continuación.

SIGLAS:	POT-INST-MVA:	TENSION (KV)	SIS-CONF	52'S:		89'S:
				66 (KV)	220 (KV)	
ES-ABA	41,60	220/23	PUNTA DE LINEA	NO	1	1

Tabla 7.21: Características técnicas de la ES-ABA

7.1.1.11.1. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente alterna (CA)

El TDCA es alimentado a través de un transformador de media tensión de 200 kVA para alimentar la totalidad de las cargas del local. La Estación no cuenta con un Grupo Generador de Emergencia (GGE) que pueda operar como respaldo. Esta configuración es denominada barraje sencillo con un alimentador de media tensión.

7.1.1.11.2. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente continua (CC)

El TDCC es alimentada por un rectificador de 110 Vcc que opera como suministro principal a los circuitos más importantes del local, tales como los de control y protección, relés, bobinas de disparo de los interruptores, motores de accionamientos de los seccionadores de potencia, entre otros. Como respaldo al mencionado equipo se tiene un banco de baterías del tipo Ni-Cd cuya autonomía estimada es de 5 a 10 horas.

La ES-ABA cuenta con un operador y cobertura de 8 horas diarias de lunes a viernes, los fines de semanas queda prevenido para cualquier emergencia.

En la siguiente tabla se presenta el resumen de lo expuesto en estas últimas Secciones.

SIGLAS:	C.A	SS.AA	C.C	SS.AA	GGE	OPER.
	CONFIG	TR (KVA)	RECTIFICADOR 110 Vc.c.	BANCO-BATERIAS	(KVA)	COVER.
ES-ABA	BA1AMT	200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	NO	8 hs

Tabla 7.22: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-ABA

Según datos recabados del Departamento de Transmisión Centro, en los últimos años se han presentado un solo reclamo en el sistema de SS.AA del local.

7.1.1.12. Estación Vaquería (ES-VAQ)

La Estación Vaquería se halla ubicada en el Departamento de Caaguazú y distante a unos 280 km de Asunción. La Estación está en operación desde el 9 de julio de 2005 en derivación de la línea de transmisión de 220 kV Itakyry – Carayao. Cuenta con un transformador de 41,6 MVA para la distribución de energía a la ciudad y alrededores.

La Estación cuenta solamente con un seccionador y un interruptor de potencia a nivel de 220 kV y una potencia total instalada de 20 MVA.

Los detalles de esta Sección se presentan a continuación.

SIGLAS:	POT-INST-MVA:	TENSION (KV)	SIS-CONF	52°S:		89°S:
				66 (KV)	220 (KV)	
ES-VAQ	20,00	220/23	DERIVACION	NO	1	1

Tabla 7.23: Características técnicas de la ES-VAQ

7.1.1.12.1. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente alterna (CA)

El TDCA es alimentado por medio de un transformador de media tensión de 200 kVA para alimentar la totalidad de las cargas del local. La Estación no cuenta con un Grupo Generador de Emergencia (GGE) que pueda operar en como respaldo

del sistema. Esta configuración es denominada barraje sencillo con un alimentador de media tensión.

7.1.1.12.2. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente continua (CC)

El TDCC es alimentada por un equipo rectificador a nivel de 110 Vcc para atender los circuitos de control y protección, como respaldo del sistema se cuenta con un banco de baterías del tipo Ni-Cd cuya autonomía estimada de 5 a 10 horas.

La Estación cuenta con un solo operador para la cobertura, y cumple la función 8 horas por día de lunes a viernes para quedarse prevenido para llamadas de emergencia los fines de semanas y feriados.

En la siguiente tabla se presenta el resumen de lo expuesto en estas últimas secciones.

SIGLAS:	C.A	SS.AA	C.C	SS.AA	GGE	OPER.
	CONFIG	TR (KVA)	RECTIFICADOR 110 Vc.c.	BANCO-BATERIAS	(KVA)	COVER.
ES-VAQ	BA1AMT	200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	NO	8 hs

Tabla 7.24: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-VAQ

Según datos recabados del Departamento de Transmisión Centro, en los últimos años se han presentado un total de 3 reclamos de diferentes elementos de SS.AA del local.

7.1.1.13. Estación Barrio San Pedro (ES-BSP)

La ES-BSP está ubicada en el distrito de Guajayvi, Departamento de San Pedro, distante a 194 Km de la ciudad de Asunción. Abastece de energía eléctrica a más de 140.000 usuarios de las localidades de San Estanislao, Choré, Liberación, y Guajayvi.

La misma se encuentra en operación desde julio de 2018 y se encuentra en derivación de la Línea de Transmisión de 220 kV Santaní – Horqueta. Cuenta con un transformador de potencia de 41.6 MVA para la distribución de energía a las zonas mencionadas.

La Estación cuenta solamente con un seccionador y un interruptor de potencia en 220 kV y una potencia total instalada de 41.6 MVA.

Los detalles de esta Sección se presentan a continuación.

SIGLAS:	POT-INST-MVA:	TENSION (KV)	SIS-CONF	52°S:		89°S:
				66 (KV)	220 (KV)	
ES-BSP	41,60	220/23	DERIVACION	NO	1	1

Tabla 7.25: Características técnicas de la ES-BSP

7.1.1.13.1. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente alterna (CA)

El TDCA es alimentado por medio de un transformado de media tensión de 200 kVA para alimentar la totalidad de las cargas del local, en caso de falla de éste la Estación no cuenta con un Grupo Generador de Emergencia (GGE) que pueda operar como respaldo. Esta configuración es denominada barraje sencillo con un alimentador de media tensión.

7.1.1.13.2. Configuración de Servicios Auxiliares de corriente continua (CC)

El TDCC es alimentado por un rectificador de 110 Vcc como fuente principal a los circuitos de control y protección. Como respaldo del sistema se cuenta con un banco de baterías del tipo Ni-Cd cuya autonomía estimada es de 5 a 10 horas.

Cabe destacar que la Estación solo cuenta con 8 hs de cobertura de operadores.

En la siguiente tabla se presenta el resumen de lo expuesto en estas últimas secciones.

SIGLAS:	C.A	SS.AA	C.C	SS.AA	GGE	OPER.
	CONFIG	TR (KVA)	RECTIFICADOR 110 Vc.c.	BANCO-BATERIAS	(KVA)	COVER.
ES-BSP	BA1AMT	200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	NO	8 hs

Tabla 7.26: Condición del sistema de SSAA en CC y CA de la ES-BSP

De todo lo desarrollado hasta este punto, se presenta un resumen de las características técnicas de los locales.

SIGLAS:	POT-INST-MVA:	TENSION (KV)	SIS-CONF.	52°S:		89°S:
				66 (KV)	220 (KV)	
ES-BSP	41,60	220/23	DERIVACION	0	1	1
ES-VAQ	20,00	220/23	DERIVACION	0	1	1
ES-PPE	41,60	220/23	1/P+1/T	0	5	14
	3X20	66	2/P	4	0	10
ES-ABA	41,60	220/23	PUNTA DE LINEA	0	1	1
ES-IRO	41,60	220/23	PUNTA DE LINEA	0	1	1
SE-SPN	30,00	66/23	PUNTA DE LINEA	1	0	1
ES-CYO	41,60	66/23	INTER. Y MEDIO	0	11	28
SE-CZA	20,00	66/23	PUNTA DE LINEA	1	0	2
ES-CZU	83,62	66/23	DERIVACION	0	2	2
ES-SES	83,62	220/23	1/P+1/T	0	6	17
ES-SRO	15,00	220/66	1/P+1/T	0	3	6
	41,60	220/23	1/P+1/T	0	0	0
	10,00	66/23	1/ SIMPLE	3	0	4
SE-VIL	12,00	66/23	1/P+1/T	5	0	15
ES-COV	2 X 41,6	220/66/23	2/P+1/T	0	14	56
	3 X 20	66	1/ SIMPLE	1	0	1

Tabla 7.27: Características técnicas de ES y SE en estudio

SIGLAS:	C.A	SS.AA	C.C	SS.AA	GGE (KVA)	OPER. COVER.
	CONFIG	TR (KVA)	RECTIFICADOR 110 Vc.c.	BANCO-BATERIAS		
ES-BSP	BA1AMT	200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	0	8 hs
ES-VAQ	BA1AMT	200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	0	8 hs
ES-PPE	BA1AMT+ GGE	315	TDCC Full Redundante	Ni-Cd 1,2V/300Ah	150	24 hs
ES-ABA	BA1AMT	200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	0	8 hs
ES-IRO	BA1AMT	200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	0	8 hs
SE-SPN	BA1AMT+ GGE	200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/305Ah	55	8 hs
SE-CZA	BA1AMT	200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	0	8 hs
ES-CYO	BA1AMT+ GGE	315	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	150	24 hs
ES-CZU	BA2AMT	2X200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	0	8 hs
ES-SRO	BA1AMT	200	TDCC Simple	Ni-Cd 2,4V/305Ah	0	16 hs
ES-SES	BA2AMT	2X200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	0	24 hs
ES-COV	BA2AMT+ GGE	2X200	TDCC Simple	Ni-Cd 1,2V/300Ah	120	24 hs

SE-VILL	BA1AMT	200	TDCC Simple	Ni-Cd	1,2V/300Ah	0	8 hs
---------	--------	-----	-------------	-------	------------	---	------

Tabla 7.28: Características técnicas del SSAA de ES y SE en estudio

7.2. INCONVENIENTES ENCONTRADOS EN LAS ESTACIONES Y SUBESTACIONES EN CUANTO A SSAA

Como pudo apreciarse en apartados anteriores, durante la descripción individual de cada local del Sistema Centro de la ANDE, cada Estación o Subestación presentan sus características particulares. Cada local es diferente desde diversos puntos de vistas técnicos, como la cantidad de equipos, niveles de tensión, cantidad de líneas de transmisión que maneja, etc.; del mismo modo se resalta la separación geográfica de cada uno con relación al resto.

Esta revisión de cada uno de los locales conlleva una serie de situaciones que ameritan ser abordados; primeramente, se puede constatar que la mayoría de los locales cuenta con una configuración de SSAA simples ya sea en CC como en CA, esto es, un solo transformador de SSAA, con un rectificador y un banco de baterías.

Por otro lado, en 8 de los 13 locales se cuenta con cobertura de 1 solo operador cumpliendo un horario fijo de 8 horas diarias de lunes a viernes. Esto es indicador de que por muchas horas la subestación se encuentra sin vigilancia. Un agravante de esta última situación es el hecho de que de esos 8 locales solamente 1 cuenta con generador de emergencia, mientras que de la cantidad total son 4 los que cuentan con el grupo generador de emergencia.

Por último, es importante puntualizar que se han registrado numerosos reclamos sobre diferentes equipos del sistema de SSAA en los últimos años. Se han presentado eventos más graves, como el caso de la Estación Caaguazú, en gran medida provocado por las limitaciones de la configuración simple mencionada anteriormente.

Resulta evidente que un análisis general de los locales resulta insuficiente, pues si bien da signos de algunas situaciones técnicas que podrían ser mejoradas, es necesario un estudio más profundo sobre todo del sistema de Servicios Auxiliares y más enfocado a su alimentación en corriente continua, para luego proceder a la

selección de alternativas y posterior diseño de una fuente segura y confiable para la alimentación de los elementos de protección y control. Para la profundización del análisis, se procede a continuación a una serie de comparaciones para la elección de un local de referencia, donde pueda ubicarse el proyecto.

7.3. ANALISIS PARA SELECCIÓN DEL LA ESTACIÓN O SUBESTACIÓN DE REFERENCIA

Para seleccionar uno de los 13 locales descritos como Es o SE de referencia es necesario definir algunos criterios de selección. Como principal atributo se considera la mayor influencia que tenga la ES/SE sobre el sistema.

Con el propósito de lograr la decisión más acertada en la selección del local a estudiar, durante el desarrollo de las Secciones siguientes se procede a definir una serie de criterios que sirvan para puntualizar el local con mayor influencia dentro del Sistema Centro. Se los definirá buscando disminuir al mínimo la arbitrariedad en la selección, de tal modo que el local seleccionado sea realmente el de mayor influencia como señalado.

Se plantea el análisis desde dos puntos de vistas diferentes; por un lado, considerando la importancia que tiene el local dentro del Sistema Centro y también dentro del SIN; y por otro lado, como el objetivo del presente proyecto consiste en el diseño de una fuente de alimentación segura y eficiente para los sistemas de protección y control de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE, no pueden desestimarse las condiciones técnicas de los sistemas de SSAA actuales. Esto conlleva a definir criterios para estimar el estado en que se encuentran los mismos. Con la ayuda de estos últimos se pretende seleccionar el sistema que se encuentra en mejores y peores condiciones técnicas.

7.3.1. Criterios para determinar la importancia del local dentro del Sistema Centro

Se definen a continuación una serie de criterios y algunas consideraciones para posteriormente comparar entre los 13 locales.

1- Configuración de barra de la Estación o Subestación

Este criterio se define considerando datos de diagramas y planos de las Estaciones y Subestaciones del Sistema de Transmisión Centro.

Se ha considerado la configuración como un criterio, porque la misma es proyectada originalmente según la complejidad de la Estación diseñada, de esta manera, una configuración más compleja es un indicador de que corresponde a un local importante dentro del sistema.

La complejidad queda definida a su vez por la cantidad de equipos que incorpora la configuración, como las barras colectoras, los equipos de maniobras como interruptores y seccionadores, entre otros.

2- Cantidad de posiciones o bahías

El presente criterio al igual que el anterior se respalda con los diagramas y planos y otros documentos de la ANDE.

Una cantidad grande de posiciones o bahías sobre todo a nivel de 220 kV en un sistema de transmisión, es una característica de que la Estación posee mayor impacto en la demanda de energía y al hablar de demanda también se hace mención a la importancia. De esta manera se puede valorar según la cantidad de posiciones principalmente a nivel de transmisión, la importancia que tiene un local, a mayor cantidad bahías, mayor será la importancia.

3- Posiciones de líneas de transmisión a nivel de 220 kV

El Sistema Centro abarca los Departamentos de Caaguazú, Guaira, Caazapá y San Pedro, es decir, toda la zona céntrica de la región oriental, lo cual indica que sirve de nexo entre la principal fuente de generación de energía del sistema, como la CH-Itaipu, y el principal centro de consumo, como lo es Asunción y gran Asunción.

De esta manera, el criterio de la cantidad de líneas de transmisión a nivel de 220 kV, encargadas de cumplir el nexo mencionado, indica el nivel de importancia en el local dentro del sistema. El criterio está definido según datos obtenidos del Departamento de Mantenimiento de Equipos de Transmisión de la ANDE y de las visitas técnicas a los locales.

4- Potencia instalada de cada Estación o Subestación

Este criterio se respalda con datos obtenidos de las Estaciones y Subestaciones proveídos por el Departamento de Transmisión Centro.

La potencia instalada representa la capacidad total de transformación de potencia que posee un local. Es un valor que indica la capacidad de cubrir la demanda que posee la Estación o Subestación en cuestión. Para los fines del presente proyecto, un valor mayor de la potencia instalada es indicador de que posee mayor importancia.

5- Demanda máxima a nivel de distribución

El historial de la demanda máxima de potencia de los últimos tiempos de cada uno de los 13 locales, recabados del Departamento de Transmisión Centro sirven para precisar el presente criterio.

Un factor importante a considerar también a la hora de determinar la importancia de un local es la cobertura en cuanto a la cantidad de usuarios que sirve. A mayor demanda, mayor cantidad de usuarios dependen del local y por ende, este último, cobra mayor importancia dentro del sistema.

6- Cobertura de operadores en el local

Por último, se define el presente criterio respaldado por datos del Departamento de Transmisión Centro, complementado con visitas técnicas y entrevista a los operadores de los locales en estudio.

A la hora de valorar este criterio, se considera que la mayor cantidad de tiempo que un local cuenta con operador, corresponde a una Estación o Subestación con mayor importancia. Por lo tanto, si cuenta con cobertura continua de operadores, 24 h al día, los 365 días del año, es un local sumamente importante.

7.3.1.1. Comparación para determinar la importancia del local dentro del Sistema Centro

Ya definidos los seis criterios seleccionados para evaluar el local de mayor importancia dentro del sistema; a continuación, se presenta un resumen de todos los locales y sus valoraciones para facilitar la comparación.

ES-SE	CRITERIO 1		CRITERIO 2	CRITERIO 3	CRITERIO 4	CRITERIO 5	CRITERIO 6
	CONFIG. 220 kV		POSICIONES	LT 220 KV	POT. MVA	DEMA.M VA	COBERT. OPER. (h)
ES-BSP	DERIVACION	1	1	0	42	14	8
ES-VAQ	DERIVACION	1	1	0	20	7	8
ES-PPE	1/P+1/T	2	5	2	102	73	24
ES-ABA	PUNTA DELINEA	1	1	0	42	13	8
ES-IRO	PUNTA DELINEA	1	1	0	42	16	8
SE-SPN	PUNTA DELINEA	1	1	0	30	14	8
ES-CYO	INTER. Y MEDIO	5	7	6	42	16	24
SE-CZA	PUNTA DELINEA	1	1	0	20	17	8
ES-CZU	DERIVACION	1	2	0	84	46	8
ES-SRO	1/P+1/T	2	5	5	72	47	16
ES-SES	1/P+1/T	2	6	3	83.62	33	24
SE-VIL	1/P+1/T	1	5	0	12	6	8
ES-COV	2/P+1/T	4	14	10	143	68	24

Tabla 7.29: Características técnicas de los locales en estudio

En la tabla se puede observar la lista de las 13 Estaciones y Subestaciones seleccionadas para el estudio, con sus respectivos valores para cada criterio. A partir de los datos se pueden desarrollar diferentes conclusiones importantes, expuestos a continuación.

Primeramente, con relación al criterio número uno, consistente en la configuración de barra de la Estación o Subestación existentes en los locales, de los cuales sobresalen totalmente sobre el resto la Estación Coronel Oviedo y la Estación Carayaó. La primera posee una configuración de conexión de barras denominada de tendencia Europea. Posee dos barras colectoras principales y una de transferencia, lo cual según visto en el marco teórico posee amplias aplicaciones sobre todo para niveles de 220 kV por poseer buena confiabilidad y flexibilidad. Por otro lado, la Estación Carayaó utiliza una configuración de conexión de interruptores, denominada de tendencia Americana, conforme observado en el marco teórico la misma utiliza tres interruptores para cada dos salidas, es una configuración considerablemente costosa, por lo que su aplicación se destina a Estaciones ubicadas estratégicamente dentro del sistema.

En tanto que, con relación al segundo criterio, de la cantidad de bahías o posiciones que poseen los locales, preferentemente a nivel de 220 kV, por tratarse del nivel de tensión más utilizado en el país para la trasmisión de energía, puede apreciarse entre los que poseen mayor cantidad la ES-COV con un total de 14 bahías, el

segundo local con mayor cantidad es la ES-CYO con 7 y en tercer lugar se encuentra la ES-SES con seis. Otros locales como la ES-PPE y la ES-SRO siguen en la lista con 5 bahías cada una.

Teniendo en cuenta el criterio número tres, definido como la cantidad de líneas de transmisión a 220 kV, nuevamente las Estaciones de Coronel Oviedo y Carayaó sobresalen del resto, con 10 y 6 respectivamente. Santa Rosa con dos y San Estanislao con tres líneas de transmisión completa la lista. Las Estaciones de Carayaó y Coronel Oviedo poseen ubicaciones estratégicas dentro del sistema, sirven de nexo entre los lugares de generación y el principal centro de consumo de energía.

Al analizar el cuarto criterio, el de potencia instalada, puede observarse una gran diferencia a favor de la ES-COV con 143.2 MVA, la ES-PPE con 101.6 MVA ocupa el segundo lugar. Se debe recordar que la ES-COV alimentaba la zona que actualmente alimenta la ES-PPE, razón por la cual, este último local posee equipos similares a la primera. La ES-CZU y la ES-SES completan la lista de los primeros lugares con 83.62 MVA.

Al analizar los valores relacionados al criterio número cinco, el cual evalúa la demanda a nivel de distribución o sub transmisión, se observa que los locales con mayor demanda a este nivel son Estación Paso Pe con 73,3 MVA y la Estación Coronel Oviedo con 68 MVA; la Estación Santa Rosa con 47MVA, la Subestación Caaguazú con 46MVA completan la lista de los primeros lugares. Los datos considerados corresponden al día más caluroso registrado en enero del año 2020.

Finalmente, el análisis del criterio número seis se observa que son cuatro locales los que poseen cobertura total con operadores, es decir las 24 h; estas son las Estaciones de Carayaó, Coronel Oviedo, San Estanislao y Paso Pe.

De esta Sección se concluye que, en cuanto a la importancia del local dentro del sistema de trasmisión centro, la ES-COV es la más relevante por encima de los demás locales. Por consiguiente, se selecciona a la ES-COV como el local más importante dentro del sistema.

7.3.2. Criterios para determinar el estado en que se encuentra el sistema de SSAA de las Estaciones y Subestaciones

1. Configuración del sistema en CA y CC

Este es evaluado con datos de las planillas y diagramas obtenidos de las visitas técnicas a las Estaciones y Subestaciones.

Las configuraciones con mayor cantidad de elementos como transformadores, rectificadores, banco de baterías, generadores de emergencias, etc., determinan la complejidad de la configuración de los locales dentro del sistema.

2. Autonomía del banco de baterías

La información para corroborar este criterio es estimada a partir de las placas de características de las baterías instaladas en las Estaciones y Subestaciones. Dichas informaciones son concluidas a partir de los datos proveídos por el Departamento de Transmisión Centro de la ANDE y de visitas técnicas a los locales.

Se desea que el banco de baterías cuente con la autonomía suficiente para respaldar en caso de falla de algún elemento del sistema de Servicios Auxiliares. Como resultado, a mayor autonomía, mayor valoración.

3. Antecedente de reclamo por fallas del sistema de SSAA

Para la comprobación del presente criterio, se analizan datos que corresponden a registros de reclamos por fallas en cualquiera de los elementos del sistema recibidos en el Departamento de Transmisión Centro.

Una condición ideal es que ningún local presente falla o anomalía dentro de esta área, en consecuencia, el menor número de reclamo resulta positiva a la hora de comparar los diferentes locales.

4. Grupo Generador de Emergencia

El Grupo Generador de Emergencia (GGE) es un elemento muy importante del sistema de SSAA, pues representa un respaldo importante para la alimentación en CA, contar con uno es una condición ideal que se desea alcanzar, pero que muchas veces por diversos motivos no se puede.

Según los datos de planillas e informes adquiridos del Departamento de Mantenimiento de Equipos de Transmisión en su Sección Mecánica; se cuenta con un registro de todas las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro que cuentan con GGE.

7.3.2.1. Comparación para determinar el estado en que se encuentra el sistema de SSAA de las Estaciones y Subestaciones

La Tabla siguiente presenta un resumen de los criterios definidos recientemente y los valores recabados, con relación al estado del Servicio Auxiliar de todos los locales del Sistema Centro; para facilitar la comparación entre los 13 locales analizados hasta este punto.

SIGLAS:	CRITERIO 1				CRITERIO 2	CRITERIO 3	CRITERIO 4
	CONF. C.A		CONF. C.C		AUTONOMIA (h)	RECLAMOS	GGE
ES-BSP	BS1AMT	1	TDCC Simple	1	10	0	0
ES-VAQ	BS1AMT	1	TDCC Simple	1	10	3	0
ES-PPE	BS1AMT+GGE	3	CC Full Redundan	3	10	1	150
ES-ABA	BS1AMT	1	TDCC Simple	1	10	1	0
ES-IRO	BS1AMT	1	TDCC Simple	1	10	0	0
SE-SPN	BS1AMT+GGE	3	TDCC Simple	1	10	1	55
SE-CZA	BS1AMT	1	TDCC Simple	1	10	0	0
ES-CYO	BS1AMT+GGE	3	TDCC Simple	1	10	2	150
ES-CZU	BS2AMT	2	TDCC Simple	1	10	2	0
ES-SRO	BS1AMT	1	TDCC Simple	1	10	0	0
ES-SES	BS1AMT	1	TDCC Simple	1	10	2	0
ES-COV	BS2AMT+GGE	4	TDCC Simple	1	10	1	120
SE-VILL	BS1AMT	1	TDCC Simple	1	10	1	0

Tabla 7.30: Resumen del estado de los locales en estudio

Descripciones:

BS1AMT: Una barra simple en el tablero de distribución de CA, con un transformador de distribución 23/0,4 kV para SS.AA, con un alimentador de Media Tensión (MT).

BS2AMT: Una barra simple en el tablero de distribución de CA, con dos transformadores de distribución 23/0,4 kV para SS.AA, con dos alimentadores de MT independientes para cada uno.

BS1AMT+GGE: Una barra simple en el tablero de distribución de CA, con un transformador de distribución para SS.AA 23/0,4 kV, con un alimentador de MT, y un Grupo Generador de Emergencia.

BS2AMT+GGE: Una barra simple en el tablero de distribución en CA, con dos transformadores de SS.AA 23/0,4 kV, con dos alimentadores de MT, uno independiente para cada uno y un Grupo Generador de Emergencia.

TDCC Simple: Sistema compuesto por rectificador y un banco de baterías

TDCC Redundante: Sistema compuesto por dos rectificadores y un banco de baterías

TDCC Full Redundante: Sistema compuesto por dos rectificadores con dos bancos de baterías

Con la misma metodología utilizada en la Sección donde se analizó la importancia del local dentro del sistema, esta Sección se analiza para definir el estado del sistema de Servicios Auxiliares de las Estaciones y Subestaciones.

El criterio número uno define la configuración utilizada tanto para la alimentación en CA como en CC de los SSAA en todos los locales en estudio. En este sentido, cuatro locales resaltan dentro de las configuraciones en corriente alterna, se citan en orden de importancia y complejidad de la siguiente manera; la ES-COV con una barra simple y dos alimentadores de media tensión más grupo generador de emergencia; la ES-PPE, SE-SPN y la ES-CYO todos con una configuración de barra simple y un alimentador de media tensión más grupo generador de emergencia. Mientras que para la configuración en corriente continua, la ES-PPE destaca considerablemente por poseer una configuración de dos rectificadores (110Vcc) denominado full redundante, los demás locales solo cuentan con un rectificador. Este punto es de mucha importancia sobre todo a la hora de analizar la confiabilidad del sistema de alimentación en CC. Como se sabe, los rectificadores con voltaje de salida de 110 Vcc son utilizados como alimentación principal de los circuitos del sistema de protección y control de las Estaciones y Subestaciones, y solo para casos de fallas de estos o cualquiera de las partes del circuito, es utilizado

banco de baterías que respalda para estos casos. El resto de los locales poseen configuraciones en CC con características similares.

Con relación al criterio número dos, donde se analiza la autonomía del banco de baterías, todos los locales cuentan con una autonomía estimada de 5 a 10 h. En este punto no se tiene un registro preciso, pues la autonomía en general depende del consumo total de las cargas y dichas cargas puede sufrir variación a lo largo del tiempo.

Para el criterio número tres se observa que la ES-VAQ es el local con mayor cantidad de reclamos realizados por fallas en su sistema de alimentación principal (rectificador) y de respaldo (banco de baterías). Otros locales como ES-CYO, ES-CZU y ES-SES quedan por debajo en este aspecto.

Finalmente, con respecto al último criterio presentado se observa claramente que solamente cuatro locales de los trece analizados cuentan con GGE, estos son; ES-PPE, SE-SPN, ES-CYO y la ES-COV.

Con las comparaciones realizadas en los párrafos anteriores y considerando los criterios definidos previamente, se estimaron los locales con mejores y peores condiciones en su sistema de SSAA

Con el objetivo de seleccionar con mayor precisión y se pueda visualizar numéricamente las diferencias, en la siguiente tabla se presenta una comparación cuantitativa de los 13 locales en estudio.

La ponderación numérica se estableció siguiendo los siguientes criterios de puntuación:

Criterio 1

Para la Configuración de Corriente Alterna (CA), según los elementos y el nivel de redundancia y complejidad son puntuados de la siguiente manera:

BS1AMT= 1

BS2AMT= 2

BS1AMT+GGE = 3

BS2AMT+GGE= 4

Mientras que para la configuración de Corriente Continua (CC), se han considerado las tres configuraciones comunes utilizadas por la ANDE con las siguientes puntuaciones:

TDCC Simple = 1

TDCC Redundante = 2

TDCC Full Redundante = 3

Criterio 2

La autonomía se ha estimado igual para todos los bancos, por lo que se le asigna el valor unitario para todos.

Criterio 3

La cantidad de reclamos se ha utilizado como igual al número de ellas, pero con signo negativo, indicando una incidencia negativa sobre la calificación.

Criterio 4

Se ha asignado la puntuación de 2 para los locales con GGE y 0 para el resto de los locales. Se ha optado por la puntuación de 2 por considerarse un elemento importante para la redundancia de los TR-SSAA

SIGLAS:	CRITERIO 1		CRITERIO 2	CRITERIO 3	CRITERIO 4	TOTAL DE PUNTOS
	C.A	C.C	AUTONOMIA	RECLAMOS	GGE	
ES-BSP	1	1	1	0	0	3
ES-VAQ	1	1	1	-3	0	0
ES-PPE	3	3	1	-1	2	8
ES-ABA	1	1	1	-1	0	2
ES-IRO	1	1	1	0	0	3
SE-SPN	3	1	1	-1	2	6
SE-CZA	1	1	1	0	0	3
ES-CYO	3	1	1	-2	2	5
ES-CZU	2	1	1	-2	0	2
ES-SRO	1	1	1	0	0	3
ES-SES	2	1	1	-2	0	2
ES-COV	4	1	1	-1	2	7
SE-VILL	1	1	1	-1	0	2

Tabla 7.31: Comparación de locales en estudio

De la tabla puede concluirse que la ES-PPE es la que cuenta con mejor sistema de SSAA por poseer un transformador de Servicios Auxiliares, respaldado con un GGE, conectados a dos rectificadores en una configuración redundante; y la ES-VAQ como la más deficiente por poseer un solo alimentador conectado a un transformador de SSAA sin GGE y con un solo rectificador, además de recibir muchos reclamos por falla en el circuito en cuestión.

7.3.2.2. Selección del local de referencia para el presente proyecto

Hasta este punto se han analizado 13 locales del Sistema Centro, de los cuales se han seleccionado 3, el local con mayor importancia junto con dos que poseen; por un lado, el sistema de SSAA completo y por el otro el peor o más deficiente. De esta manera se han seleccionado la ES-COV, ES-PPE y ES-VAQ. En este apartado se selecciona uno de estos tres locales para el análisis y el desarrollo del proyecto.

Para la preselección de los locales se han definido numerosos criterios, la mayoría predominantemente técnicos. En esta Sección se analiza desde un enfoque menos técnico, fundamentada en factores aun no consideradas.

Se ha enumerado como criterio la demanda de potencia de los locales, pero no la cantidad de pérdida en términos económicos. En concreto, un local con mayor movimiento de energía tendrá un impacto más acentuado si ocurre una falla en la alimentación del sistema de protección. Es importante recordar que una falla completa en la alimentación de corriente continua puede provocar la pérdida total de potencia en el local involucrado, debido a que el sistema de protección opera con esta fuente de energía, sin mencionar las posibles averías que pueden presentarse en los equipos de potencia. En algunos casos más graves incluso podría significar la pérdida total del sistema de potencia de la región.

En este sentido, un local con buenas características, como se vio en la Sección anterior, en el sistema de SSAA como la ES.PPE, o el más deficiente como la ES-VAQ, desde el punto de vista técnico bien podrían ser los mejores candidatos, pero es importante también enfocar en las pérdidas por energía no facturada.

Al inicio, durante las descripciones de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro, se hacía alusión a la distancia geográfica entre los mismos, con respecto a este punto, a los responsables de los sistemas de SSAA se le dificulta de sobremanera la tarea de cualquier tipo de reparación, más aún teniendo en cuenta que tienen sus oficinas en Asunción.

Los numerosos elementos que podrían ser afectados por una falla en la alimentación de corriente continua pueden ser notificados en la brevedad en locales con cobertura completa de operadores, pero con los elementos principales de protección apagados como consecuencia de la falla, es prácticamente nula la acción del operador. El tema en cuestión se vuelve más crítica en el caso de una cobertura parcial de 8 h, pues se tendría que esperar hasta el siguiente turno o bien cuando concorra al llamado por emergencia.

Las Estaciones nuevas con sistemas digitales completas como la ES-PPE y la ES-VAQ, se supone que serán menos vulnerables a sufrir ocurrencias de fallas, por tratarse de instalaciones relativamente nuevas (año 2015) mientras que un sistema híbrido, producto de adecuaciones de un sistema electromecánico a un sistema digital, como la ES-COV, y que cuenta aún con algunos sectores con la tecnología antigua mencionada, resulta más vulnerable. Esto último ubica a este local como el más factible para el estudio.

Con la intención de graficar con más claridad lo expuesto en los párrafos precedentes, se realiza una aproximación de la pérdida económica, para un eventual caso de pérdida del sistema de protecciones como consecuencia de la falla en la alimentación en corriente continua de los elementos del mismo. Considerando los tres locales preseleccionados, ES-COV, ES-PPE y ES-VAQ, una falla de esa magnitud, implicaría, como mínimo, el fuera de servicio del local. Suponiendo un tiempo de una hora, solo para fines explicativos, tendría como resultado la pérdida en términos económicos el equivalente al costo de energía demandada en ese momento.

Recordando la demanda presentada durante el análisis de los locales, y estableciendo un costo promedio de 450 guaraníes por kW/h, se tendrían los siguientes valores para una hora de fuera de servicio de cada local:

- La ES-VAQ con una carga perdida de 20 MW representaría aproximadamente unos 9 millones de guaraníes.
- La ES-PPE asumiría una carga perdida de 70 MW, el cual representa alrededor de 29 millones de guaraníes.
- La ES-COV tendría una carga perdida de 700 MW, equivalentes a unos 297 millones de guaraníes aproximadamente.

De esta manera, teniendo en cuenta también la viabilidad del proyecto, se selecciona como referencia en el presente trabajo la Estación Coronel Oviedo. Como se ha aclarado al principio, puede seguirse procedimientos similares para la aplicación de la solución a otro local del Sistema o del país.

7.4. ANÁLISIS DE LA CONDICIÓN ACTUAL DEL SSAA DE LA ES-COV

En este apartado, se presenta un análisis más profundo del SSAA de la ES-COV, como el local seleccionado a modo de referencia para el desarrollo del proyecto. A continuación, se describen cada uno de los elementos principales del sistema de SSAA del local:

7.4.1. Transformadores de SSAA

El sistema de SSAA cuenta con dos transformadores de media tensión cuyas características son presentadas en la Tabla 7.32 y Tabla 7.33, identificadas como TRSSAA-1 y TRSSAA-2, ubicados en una distancia considerable de los puntos de consumo principales del local. Cada uno de los transformadores fue dimensionado para alimentar la totalidad de las cargas de forma independiente. En condiciones normales, uno se encuentra en servicio y el segundo sirve como respaldo, específicamente, el TRSSAA-1 opera como el transformador principal y el TRSSAA-2 queda energizado pero sin carga y para casos de fallas del primero.

DESCRIPCION	DETALLE
Designación	TRSSAA-1
Tipo	Distribución
Marca	Transformador Uniao Ltda.
Potencia	200 (kVA)
Corriente secundaria	288.7 (A)

Tensión secundaria	400/231 (V)
Frecuencia	50 (Hz)
Conexionado	Dy5

Tabla 7.32: Características principales del TRSSAA-1

DESCRIPCION	DETALLE
Designación	TRSSAA-2
Tipo	Pedestal
Marca	Transformador Uniao Ltda.
Potencia	200 (kVA)
Corriente secundaria	288.7 (A)
Tensión secundaria	400/231 (V)
Frecuencia	50 (Hz)
Conexionado	Dy5

Tabla 7.33: Características principales del TRSSAA-2



Figura 7.1: Vista de transformadores de SSAA

La transferencia de las cargas mencionada en el párrafo anterior se realiza de forma automática con la ayuda de un circuito de control, alojados en un tablero situado al costado de los transformadores del sistema de SSAA, ver Figura 7.1, dicho tablero

posee dimensiones de alto, ancho y profundidad de 1100, 800 y 200 mm respectivamente, construida en su totalidad con partes metálicas.



Figura 7.2: Elementos de transferencia de la RED

En tanto que la alimentación de los transformadores de SSAA se realiza a través de dos líneas independientes para cada uno. El TRSSAA-1 se alimenta desde la barra A de 23 kV, de donde también son derivados los diferentes alimentadores para la distribución de energía a la zona, todas estas cargas a su vez son alimentadas por el transformador de potencia TR-02 220/23 kV. Por su parte, el TRSSAA-2 es alimentado con una línea desde la barra B también a 23 kV, esta barra recibe energía del transformador de potencia TR-03 220/23 kV.



Figura 7.3: Vista TR-02 220/23 kV



Figura 7.4: Vista TR-03 220/23 kV

El mantenimiento preventivo de los transformadores de SSAA normalmente no afecta a la continuidad del servicio, al igual que el mantenimiento de los transformadores de potencia, pues son realizados uno a la vez, y como cada uno de los transformadores de SS.AA poseen un alimentador independiente, no representan dificultad alguna.

Es importante mencionar que, según datos de la Estación de Coronel Oviedo, existe un caso en que todos los transformadores de potencia salen fuera de servicio al mismo tiempo, y sucede cuando actúa un sistema de protección especial contra sobre cargas (ECE). Esta situación indefectiblemente deja los dos transformadores de SSAA fuera de servicio, y desencadena en el arranque del Grupo Generador de Emergencia (GGE), para evitar la ausencia de la alimentación alterna del sistema de SSAA, en apartados posteriores se podrá visualizar mejor el GGE, y que en caso de no arrancar el GGE, todo el sistema ya queda dependiente solamente del respaldo, en este caso del banco de baterías.

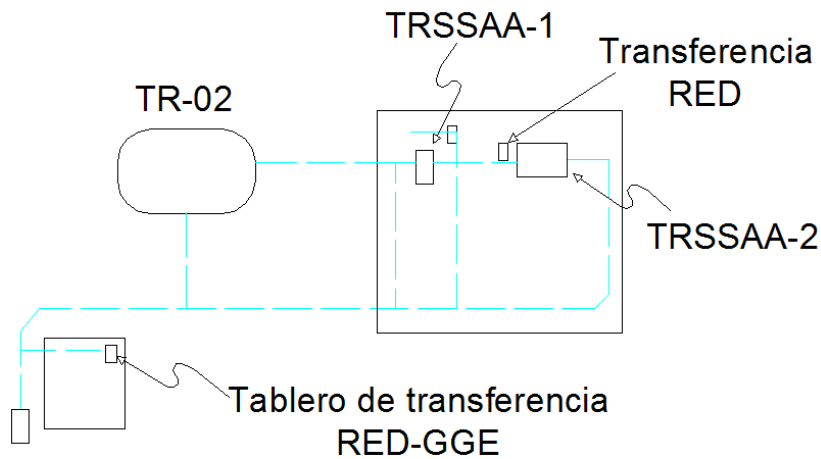


Figura 7.5: Ubicación de los transformadores de SSAA y transferencia RED-GGE

7.4.2. Tablero de transferencia de Corriente Alterna RED-GGE

En la Sección anterior se han presentado los transformadores de SSAA, y se mencionó que los mismos alimentan con corriente alterna el sistema de SSAA, esta alimentación se realiza con un conductor subterráneo hasta el tablero de transferencia RED-GGE, este último se encuentra en la caseta del GGE.



Figura 7.6: Tablero de transferencia de RED-GGE

El tablero de transferencia RED-GGE es de material metálico, con dimensiones de alto, ancho y profundidad de 1800, 800 y 450 mm respectivamente, emplazado directamente sobre el suelo, encima de las canaletas donde se alojan los diferentes conductores de control y fuerza.

Como se ha mencionado, la interconexión entre el tablero de transferencia automática de los transformadores de servicio auxiliar y el tablero de transferencia de RED-GGE se realiza mediante una línea subterránea, alojados en la misma canalización utilizada para la salida del transformador de potencia, esta canaleta posee una dimensión de 900mm x900mm, con tapas de bloques de estructuras de hormigón armado.



Figura 7.7: Canaleta con conductores

Dentro del tablero de transferencia RED-GGE se encuentra un interruptor termo-magnético convencional de 300 [A], el cual comanda la línea de alimentación al tablero, ver Figura 7.8. La transferencia automática se realiza por medio de contactores CN1-HC 133. Se aprecian diferentes tipos de arreglos dentro del tablero, producto de diferentes modificaciones, en general se observa tecnología cableada, con sistemas de protección con fusibles del tipo DIN-1 NH. Como el caso de los transformadores de SSAA, la conmutación se realiza a través de contactores electromecánicos, como se describe a continuación:

En condiciones normales de operación, el contactor 1 asume la totalidad de la carga, este contactor es alimentado desde el tablero de transferencia de los transformadores de SSAA, descrito anteriormente; en tanto que el contactor 2 es alimentado desde el GGE y una vez realizado el proceso de control de arranque y estabilización de las magnitudes eléctricas en el Generador, entra en servicio, solo en caso de que no se tenga tensión en ninguno de los transformadores de SSAA, o bien parte del circuito se encuentre con falla.



Figura 7.8: Vista del interruptor termo-magnético

La operación de la transferencia automática de la red y el generador se realiza por medio de un PLC adaptado al tablero, como se ha dicho, mayoritariamente con tecnología cableada y relés electromecánicos.

7.4.3. Grupo Generador de Emergencia (GGE)

El Grupo Generador de Emergencia, está instalado como respaldo de los transformadores de SSAA, en caso de que se detecte la ausencia de tensión alterna del SSAA en el tablero de transferencia RED-GGE, el GGE comienza su operación de puesta en servicio que consta de diferentes etapas, el arranque, la estabilización de las magnitudes eléctrica y la toma de carga. Cada etapa posee su proceso y puede sufrir fallas en cualquiera de ellas.

El GGE es de tipo térmico, la unidad generadora es impulsada por un motor de combustión interna que utiliza combustible diésel. Comparte el recinto con el tablero de transferencia RED-GGE., la marca TRANSMILL y encuentra en operación desde hace más de 37 años. A continuación, en la tabla se presentan las demás características del mismo.

DESCRIPCION	DETALLE
Designación	GGE
Motor	Negrini
Generador	Mercedes-Benz
Potencia	150 (kVA)
Tensión	400/230 (V)
Corriente	174 (A)
Frecuencia	50 (Hz)
Rotación	1500 RPM
Factor de potencia	0.8

Tabla 7.34: Características principales del GGE

El depósito de combustible del grupo posee una capacidad de 300 litros y según datos registrado en la planilla de control del equipo en la Estación, su consumo aproximado es de 20 litros por cada hora en servicio, con este consumo, el GGE puede respaldar aproximadamente veinte horas, en forma continuada, con energía eléctrica al sistema, hasta que se deba recargar el combustible, esto es en condiciones ideales.

Los operadores de la ES-COV, cada semana ponen en funcionamiento el grupo, por al menos 15 minutos, esto es denominado prueba de funcionamiento y es para confirmar que se encuentra en condiciones de asumir la carga en caso de ser necesario. Durante esta prueba, se observa si cumple con las diferentes etapas de arranque, estabilización de las magnitudes y toma de carga.

Posterior a las pruebas semanales, se registra el combustible utilizado en dicha prueba; dicho consumo es necesario, pero puede considerarse una pérdida, por no representar un caso de emergencia. Utilizando las cantidades registradas de combustibles de cada prueba, se aprecia en la tabla siguiente la equivalencia en términos económicos.

CONSUMO COMBUSTIBLE GGE BAJO PRUEBA				
Consumo l/prueba	Consumo l/año	Consumo l/año en servicio	Guaraníes por litro	Costo total
5	240	9600	5.150	49.440.000 ₺

Tabla 7.35: Consumo histórico por unidad de tiempo bajo prueba

Para la estimación anterior, el precio del combustible se ha promediado, pues abarca un rango de tiempo largo de funcionamiento.

Además de la cuestión económica, también es importante considerar el impacto al medio ambiente, y este sentido se ha estimado la emisión de CO₂ a la atmosfera por unidad de tiempo en servicio del GGE.

Por cada galón (3.79 l) de combustible diésel se produce, en promedio, 10,084 g (10 kg) de CO₂, por lo tanto; 3.019 l de combustible diésel equivalen a 8.033 kg (8 Tn) de CO₂ a la atmosfera [33]. Este cálculo corresponde solamente al tiempo de prueba de funcionamiento del GGE, no incluye el tiempo en que el grupo efectivamente estuvo en servicio, como los casos de mantenimientos programados a los transformadores del servicio auxiliar o durante fallas en algún punto aguas arriba del tablero de transferencia RED-GGE.

Cabe destacar que el grupo no cuenta con un horómetro de tal manera que se pueda realizar cálculos y mantenimientos en base a las horas de funcionamiento.

7.4.4. Tablero de distribución de corriente alterna (TDCA)

El TDCA se encuentra ubicado en la sala de control. El tablero presenta dimensiones de 2300 mm de alto, 800 mm de ancho y 600 mm de profundidad, construida en su totalidad con partes metálicas, emplazado directamente sobre el suelo y con acceso a las canalizaciones para los conductores de potencia y de control. Se encuentra distante a unos 195 metros de la sala que alberga al tablero de transferencia RED-GGE. El suministro de energía al TDCA se realiza por medio de conductores subterráneos, alojados en una canalización común con los circuitos de control y protección.

La alimentación al tablero de distribución de corriente alterna es limitada por un interruptor automático compacto de caja moldeada del tipo NSX-250F de la marca Schneider Electric, con un rango de regulación de 175/250[A].

A continuación, se presenta algunas de las características del TDCA.

DESCRIPCION	DETALLE
Designación	TDCA
Marca	Macro Painel
Tensión primario	3 - 380 (V)
Tensión auxiliar	220 (V)
Corriente nominal	250 (A)
Frecuencia	50 (Hz)
Índice de protección	54

Tabla 7.36: Características principales del TDCA

El tablero de distribución de corriente alterna alimenta a todos los elementos del sistema del SS-AA entre ellos los TDCC de 110/48/12 Vcc respectivamente, al sistema SCADA, circuitos de iluminación y servicios en general. Totalizando así 70 circuitos distribuidos en sistemas trifásicos y monofásicos, todas con protección de interruptores termo-magnéticas de la marca Schneider Electric.

Para la función de medición, el tablero cuenta con un multimedidor de la marca Schneider Electric, este último posee funciones de medición de los parámetros

principales, con la potencia instantánea, la corriente por fase, tensiones simples y compuestas, energía acumulada, entre otras.

7.4.5. Rectificador 110 Vcc

Previamente, durante las descripciones de los diferentes locales se ha mencionado a grandes rasgos este equipo. En esta Sección se presenta una descripción más detallada de sus partes y elementos, como componente clave del sistema de SSAA. Este local cuenta con un solo rectificador de 110 voltios corriente continua, cumpliendo la función de alimentación principal, a través del tablero de distribución de corriente continua, de todos los circuitos del sistema de protección y control, con sus respectivos elementos auxiliares como relés de protección, unidades de control, circuitos de señalizaciones, bobina de disparo de los interruptores, motores de accionamientos de los seccionadores de potencia, entre otros.

La unidad rectificadora se encuentra ubicada, al igual que el TDCA, en la sala de control principal; el mismo cuenta con dimensiones de 1300 mm de alto, 800 mm de ancho y 360 mm de profundidad, con todas sus partes metálicas; está instalado directamente sobre el suelo, encima de las canalizaciones para su alimentación con corriente alterna desde el TDCA descrito previamente.

La alimentación al rectificador es controlada por un interruptor termo-magnético convencional de 32 [A] de la marca Schneider Electric. Los interruptores termomagnéticos recomendados por especialistas son del tipo MCCB o de mayor prestación (ICCB o LVPCB).

Seguidamente en la Tabla 7.37 se presenta algunas de las características del rectificador.

DESCRIPCION	CARACTERÍSTICA	
	ENRADA	SALIDA
Designación	Rectificador 110 Vcc	
Marca	SAFT NIFE	
Potencia	10,5 (kVA)	7,14 (kW)
Tensión	380 (V)	220 (V)
Corriente	18,8 (A)	50 (A)
Fases/Polos	3 / 3	2 / 2

Frecuencia	50 (Hz)
Factor de potencia	0,85 IND.

Tabla 7.37: Características principales del rectificador 110 Vcc

DESCRIPCION	CARACTERÍSTICA
Tensión salida	123 (Vcc)
Corriente continua	24,1 (A)
Años en servicio	21

Tabla 7.38: Características en la pantalla del display.

7.4.6. Banco de baterías

La Estación dispone de un banco de baterías de 110 Vcc, este funciona como alimentación de respaldo de los circuitos del sistema de protección y control y los elementos auxiliares mencionados en la Sección anterior, se encuentra preparado para entrar en servicio cuando el rectificador o cualquier elemento aguas arriba de este, sufre algún tipo de avería que le imposibilita la alimentación a través de rectificador.

El banco de batería posee una sala exclusiva para su ubicación, separado a unos 13 metros de la sala de control, este recinto comparte con un par de bancos de baterías con menores voltajes, utilizados para aplicaciones de sistema de comunicación, como los de 48 y 12 Vcc.

Las baterías son de la marca VARTA de procedencia Norteamericana, proveídas por la empresa EnerSystem y están colocadas sobre una estructura de perfiles metálicas, empotrado sobre el suelo, como puede apreciarse en la Figura 7.9. Las dimensiones de la estructura son de 2640mm, 1400mm y 650 mm, con disposición en forma de escaleras en dos plantas.



Figura 7.9: Banco de batería

Como banco de baterías no cuenta con una placa de características técnicas, pero si con los datos de las baterías individuales conectadas en serie, detalles en la Tabla 7.39. Para lograr el voltaje de trabajo para 110 Vcc, el banco cuenta con un total de 85 unidades.

DESCRIPCION	DETALLE
Batería tipo	Ni-Cd
Marca	Varta
Tensión nominal	1.2 (V)
Corriente suministro	300 (Ah)
Densidad	1.20 (kg/l)
Norma de base	IEE 60623

Tabla 7.39: Características principales de la batería

7.4.7. Tablero de distribución de corriente continua 110 Vcc TDCC

El TDCC se encuentra ubicado en la sala de control principal, a pocos metros del rectificador. El tablero es de la marca MACRO PAINEL y cuyas dimensiones estimadas son de 1400 mm, 760 mm y 350 mm; medidas de alto, ancho y profundidad respectivamente. Está construido con estructuras metálicas, emplazado directamente sobre el suelo, al igual que los demás tableros, sobre las canalizaciones para facilitar su función.

Este tablero se encarga de distribuir todas las alimentaciones a 110 Vcc del local, entre los cuales se han mencionado los circuitos de protección y de control, además

del sistema de medición y otros. La alimentación al tablero desde el rectificador es controlada por un interruptor termo-magnético convencional bipolar de 120 [A] de la marca Schneider Electric, mientras que desde el banco de baterías es controlado por un interruptor termo-magnético bipolar convencional de 120 A. Existen antecedentes (Departamento de Proyectos de Protección, Control y Automatización de la ANDE) en los cuales la alimentación al tablero de distribución de corriente continua, ya sea del rectificador o del banco de baterías se han interrumpido, por la actuación incorrecta de los interruptores TM, principalmente por fenómenos climáticos como las descargas eléctricas (rayo) o durante alguna falla en los circuitos de potencia; y por la importancia que posee el sistema de alimentación en 110 Vcc, en lo posible debe evitarse este tipo de eventos.

A continuación, se presenta algunas de las características del TDCC.

DESCRIPCION	DETALLE
Designación	TDCC Coronel Oviedo
Marca	Macro Painei
Tensión entrada	110 (Vcc)
Tensión salida	8 (kV)
Corriente nominal	100 (A)
Corriente de corto circuito	5 (kA)
Índice de protección	54

Tabla 7.40: Características principales del TDCC

Se recuerda que todos los elementos del sistema de protección, tanto de las líneas de transmisión, como los interruptores de potencia, o los diferentes alimentadores de distribución, son alimentados con el sistema de 110 Vcc. De la misma manera, el sistema de control de los equipos del patio de maniobras es alimentada también con corriente continua.

Este tablero posee un total de 54 circuitos, todos ellos con protección y control con interruptores termo-magnéticos bipolares convencionales de la marca Schneider Electric.

7.4.8. Sala de protección y control

Los elementos descritos recientemente como el TDCA, rectificador 110 Vcc y el TDCC se encuentran alojadas en la sala de control principal. Esta sala también es conocida como sala de mando, pues en ella están ubicadas todos los elementos del sistema de control de la Estación. Todos los elementos del sistema de protección están ubicados en esta sala, montados en paneles individuales para cada posición, ya sean estas de línea o de transformador, ver Figura 7.10.

La sala cuenta con un total de veinte paneles metálicos con puertas de material acrílico transparente, de los cuales diez pertenecen a posiciones de líneas, tres a posiciones de transformador, además de una posición para el reactor y una para el acople entre las barras; todos ellos destinados al control y protección de circuitos de 220 kV.



Figura 7.10: Sala de protección y control

Entre los elementos instalados en el interior de cada panel se destacan los incluidos en el sistema de protección de los circuitos de potencia, estos son los IED de protección. Dentro de los destacados también se encuentran incluidos los IED para el control, denominados unidades de control o controlador de posición, estos últimos son partes del sistema de control de la Estación. Los elementos mencionados en su totalidad son alimentados con 110 voltios en corriente continua, adoptado por la posibilidad que ofrece de contar con un respaldo por medio de acumuladores o baterías.

Otro elemento que forma parte de las cargas en voltaje de 110 en corriente continua es el multimedidor, este posee funciones de medición de energía acumulada, tensión, corriente total, potencia y desfasajes, entre otras magnitudes; cuyas señales provienen de los transformadores de corrientes (TC) y de los transformadores de potencial (TP), estas dos señales son interpretadas por el multimedidor para obtener todas las magnitudes antes ya mencionadas.

La unidad de control antes citada, sirve para el comando eléctrico de los equipos de potencia del patio de maniobras; también ofrece la posibilidad de transmitir señales a través de una red de fibra óptica al sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) y permita visualizar el estado en que se encuentran los equipos de cada una de las posiciones antes citadas. La comunicación entre la unidad de control y el sistema SCADA también posibilita las maniobras de forma remota los equipos de potencia, ya sea para la apertura o el cierre de los mismos.

Detallando más los elementos del sistema de protección, se exponen a continuación, los elementos del panel según sea una posición de línea, de transformador de potencia, reactor o de la posición de acople, se tendrá diferentes relés o funciones programados en el IED, ver Figura 7.11.

De esta forma, si la posición es de línea utiliza los siguientes dispositivos: un multimedidor, un dispositivo IED de control de posición, y otros 2 IED de protección denominados relé de distancia o de impedancia, a este tipo de relé, según la norma IEEE, se le identifica con el número 21. Como el sistema de protección posee un sistema redundante, el panel cuenta un relé de distancia principal, representado con el código 21P y un relé de distancia de respaldo, simbolizado con el código 21R, ambos alimentados con corriente continua y desde la misma barra de 110 Vcc del TDCC.



Figura 7.11: Panel de protección y control

Por su parte, en el caso de la posición de transformador de potencia, el panel también posee un multimedidor, además de su unidad de control, para las protecciones utiliza un IED con la función de principal de protección diferencial del transformador, identificado con el número 87 por la norma IEEE. AL igual que las líneas de transmisión, utiliza un sistema de protección redundante, con un el relé diferencial principal (87P) y el relé diferencial de respaldo o secundario (87R o 87S).

En la otra sala en el cual todos los paneles también son alimentados con 110 voltios corriente continua, que a diferencia del caso anterior estos controlan circuitos de 23 kV. Los paneles también tienen una unidad de control que ya trae incorporado en muchos casos, un relé de protección de sobre corriente.

Ante una simultaneidad de fallas en la fuente de alimentación de estos equipos, dejaría a todo el sistema bajo un rango de vulnerabilidad muy importante.

A continuación, en la siguiente figura se presenta una vista superior de la distribución de cada uno de los elementos que componen el sistema de SSAA

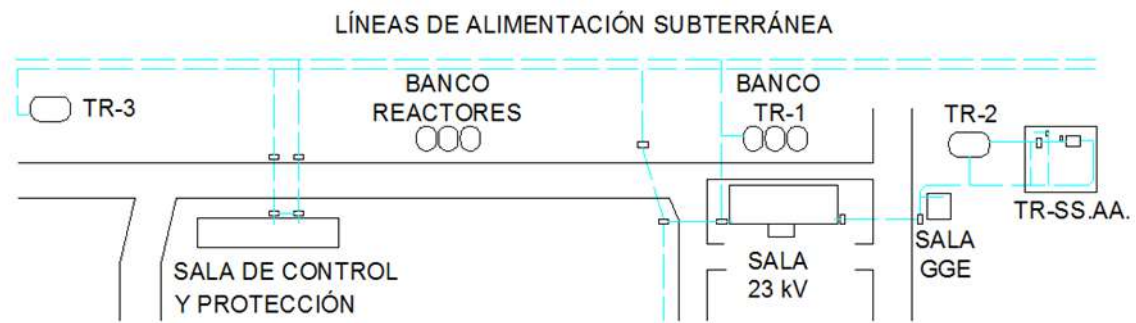


Figura 7.12: Distribución de los elementos del sistema de SS.AA

7.5. RESUMEN DE PROBLEMAS EXISTENTES EN EL SISTEMA DE SSAA

De todo lo expuesto hasta este punto sobre las condiciones actuales del sistema de SSAA de la Estación de Coronel Oviedo (ES-COV), se pueden resaltar una serie de situaciones que pueden ser mejoradas en pos de la seguridad y eficiencia del sistema y que se exponen a continuación.

Entre los principales puntos críticos que resaltan dentro del sistema se puede mencionar primeramente el tablero de transferencia RED-GGE, más que nada por su tiempo prolongado en operación (más de 30 años), y por la serie de reparaciones a las que fue sometido durante sus años en servicio, quedando evidencias claras de una serie de adecuaciones y adaptaciones, que llevaron al tablero desde una tecnología cableada a una híbrida que incluye un controlador basado en microprocesador. Todo esto ha originado que algunos sectores del tablero queden en desuso; además de que tales modificaciones no han sido registradas dentro un plano eléctrico, provocando que solo algunos técnicos especialistas de la ANDE manejen su funcionamiento. El interruptor termo-magnético, que comanda la alimentación desde la RED, es de tipo convencional, y según se observa, data de la misma época del tablero de transferencia. Estos interruptores poseen funciones de protección contra sobrecarga y cortocircuito, pero no poseen otras funciones, como las de caja moldeada, que se encuentran en el mercado actualmente, como por ejemplo la posibilidad de regulación de corriente, comando remoto, selección de curvas de disparo, contactos para señalización de disparos, entre otras. Otros

elementos del tablero están obsoletos, como los fusibles tipo NH, instalados sobre la línea de alimentación del sistema de SSAA

Por su parte el GGE, al igual que el tablero de transferencia, tiene bastantes años en servicios, reflejados en las adaptaciones de sus componentes para la solución de las distintas averías presentadas en ese tiempo. Según datos de los registros de la Estación, se han realizado numerosos reclamos por distintas fallas en el funcionamiento, tanto del equipo como parte de sus componentes. Por otro lado, no se ha encontrado registro o control de mantenimiento, dificultado a su vez por la falta de algunos elementos, como el horómetro, para programar mantenimientos por la cantidad de horas en servicio, provocando que normalmente las intervenciones sean correctivas.

Otro aspecto importante a resaltar es que tanto el tablero de transferencia RED-GGE, el mismo GGE, los transformadores de SSAA, y el tablero de transferencia de los últimos; se encuentran a una gran distancia del tablero de distribución de corriente alterna, agravado en gran medida por poseer un solo circuito alimentador hasta la sala de control principal. Se ha precisado además que los conductores de dicho circuito comparten las mismas canalizaciones con conductores de potencia a nivel de 23 kV, y otros circuitos de control y señalización; y que en algunos tramos inclusive quedan sumergidas temporalmente bajo agua en épocas de mucha lluvia. Es decir que, una eventual falla en el circuito de alimentación en CA del sistema de Servicios Auxiliares, tendría consecuencias catastróficas para la Estación, dificultándose una rápida solución de la situación por los factores problemáticos descritos.

Otro inconveniente vinculado al tablero de distribución de corriente alterna, sumado al hecho de poseer solamente un circuito para su alimentación, es que posee una sola barra para el suministro de energía a la totalidad de los circuitos del sistema de SSAA, no cuenta con una división de cargas esenciales y no esenciales. Las cargas esenciales desde el punto de vista de protección y control representan los rectificadores, los cuales poseen protecciones con interruptores termo-magnéticas de tipo convencional y con un sistema de alarmas deficientes. Se resalta en este punto que una falla grave de algún circuito no esencial podría arrastrar a las cargas

realmente sensibles como las del sistema de protección y control. Todos los circuitos derivados del tablero principal utilizan como elemento de protección y de control interruptores termomagnéticos de tipo convencional, con curvas de disparo en su mayoría para propósitos generales, los cuales para el caso de los rectificadores deben ser para aplicaciones especiales.

En cuanto al rectificador de 110 Vcc, como uno de los elementos principales en el presente proyecto, se pudo constatar primeramente que no cuenta con un sistema redundante en cuanto a rectificación, además de que se encuentra en operación desde hace bastante tiempo (más de 20 años), también se puede apreciar en el interior del mismo, que las protecciones principales de los circuitos rectificadores, son de tecnología actualmente casi en desuso, como son los fusibles. Por otro lado, el equipo, por su antigüedad, no cuenta con repuestos para la mayoría de los elementos de protección, pensando en una sustitución inmediata ante una falla. La protección principal del rectificador es un interruptor termomagnético convencional, con curva de disparo "C", el cual, como se precisó en otro apartado, es para propósitos generales, y no específica para circuitos electrónico. Otro hecho agravante, es que en los últimos años se han registrado un total de 12 reclamos por actuación incorrecta del interruptor mencionado; en dichos casos el mismo había operado sin que ocurriese una falla dentro de su zona de acción, en ambas situaciones, las fallas ocurrieron en otra parte de la Estación, afectando seriamente a la seguridad del sistema de protección. Finalmente se puntualiza que el rectificador no cuenta con señalizaciones suficientes, tanto lo referido a alarmas visuales como a las acústicas, que permitan al responsable de la Estación, identificar con rapidez y precisión la causa de cualquier tipo de falla.

En tanto que, con relación al banco de baterías, se puede resaltar que no posee un sistema redundante, es decir, solamente cuenta con un banco, que ha sido dimensionado siguiendo el mismo criterio para las demás ES y SES del Sistema Centro; este criterio no toma en cuenta la cantidad de equipos que irán conectados al mismo. En cuanto a la autonomía, varía según la carga, pero en general se espera que alcance aproximadamente las 10 horas. El banco de baterías se encuentra en activo desde la puesta en servicio de la Estación; y tras continuas

transformaciones del local, las cargas fueron aumentando y con ello la autonomía ha ido disminuyendo. No cuenta con placas de características específicas ni registro en planillas que sirvan como referencias para mantenimientos ni procedimientos en caso de fallas.

Otro punto pasible de mejora, son las protecciones principales del tablero de distribución de corriente continua, tanto del lado del rectificador como del lado del banco de baterías; consistentes en interruptores termo-magnéticos tipo convencional con curva "C". En los últimos años se han registrado reclamo por operación incorrecta del sistema de protección; aparentemente el evento se presentó en simultaneidad con otra falla en un circuito externo. Otro aspecto a mejorar, y es de mucha importancia, es que el TDCC no cuenta con señalizaciones suficientes, para alertar al encargado de la Estación de situaciones anormales. La falta de señalizaciones tanto visuales como acústicas impide por ejemplo percatarse de que ciertos circuitos de protección están con falla, y que podrían derivar en verdaderas catástrofes, como los ocurridos en la Estación Caaguazú y más recientemente en la Estación Santa Rosa, en el primer caso, el siniestro fue causado por una falta de alimentación en 110 Vcc de los relés de protección, y en el segundo se presume una falla en el sistema de protección y alimentación en CC. En este sentido, la ES-COV, posee su sala de 23 kV, donde van alojadas las salidas de alimentadores de distribución de energía a la ciudad y alrededores, se encuentra a una distancia aproximada de 120 m de la sala de control, desde donde es alimentado con 110 Vcc. Se recuerda que tanto el TDCC y el banco de baterías se encuentran en las proximidades de la sala de control principal.

7.6. CONCLUSIÓN SOBRE LA SEGURIDAD Y EFICIENCIA DEL SISTEMA ACTUAL

Concluyendo esta Sección es oportuno mencionar que la seguridad en el sistema de SSAA de la Estación, no se encuentra en óptimas condiciones y puede ser mejorada, sobre todo teniendo en cuenta la importancia del mismo, y por sobre todo, por el papel que cumple dentro del sistema de protección y control local. La ES-COV ha sido seleccionada de acuerdo al criterio de importancia dentro del

Sistema Centro. Con relación a la eficiencia, también puede ser mejorada y se tendrá en cuenta a la hora de analizar las alternativas presentadas.

7.7. ALTERNATIVAS DE MEJORA

Como se ha podido apreciar, se han numerado una serie de situaciones que pueden ser mejoradas técnicamente; para tener un panorama más claro en cuanto a la relación entre las situaciones presentadas y las posibles mejoras que resultan del análisis detallado, a continuación se describen los problemas puntuales y seguidamente cada una de las posibles soluciones, para los propósitos del presente proyecto y a partir del análisis mencionado, se seleccionan al menos 3 soluciones para cada problema, de entre los cuales se agruparán en dos para dar solución a la mayoría de los problemas encontrados.

a) Inconveniente 1

Tablero de transferencia RED-GGE muy antiguo con numerosas reparaciones y adaptaciones, con elementos visiblemente obsoletos, poca funcionalidad y dificultad para su reparación en cuanto a especialistas.

- **Solución 1**

Instalación de un tablero de transferencia RED-GGE nuevo, con elementos de protección y medición modernas o actuales, con todas las funcionalidades y el registro de todo el circuito en un manual de operación del tablero.

- **Solución 2**

Incorporación de elementos modernos al tablero actual y reemplazo de los elementos obsoletos, elaboración de un manual actualizado para el manejo de los técnicos del área.

- **Solución 3**

Instalación de un Sistema fotovoltaico próximo a la sala de control. Esta solución no representa una solución directa, pero de manera indirecta representa una fuente alternativa de energía, el cual entre sus partes podrá incorporarse un tablero de transferencia automática, en caso de falla en la alimentación principal del sistema de SSAA.

b) Inconveniente 2

Distancia excesiva entre los tableros de transferencia y la sala de control principal

- **Solución 1**

Duplicación de la línea de alimentación desde los tableros de transferencia hasta la sala de control principal en una canalización independiente.

- **Solución 2**

También resultaría factible la implementación de una fuente alternativa de energía, más amigable con el medio ambiente como podría ser un sistema fotovoltaico cerca de la sala de control.

- **Solución 3**

Acortar distancia entre el tablero y el punto de consumo principal representaría también una mejora importante o bien se podría reubicar los tableros de transferencia en las proximidades de la sala de control.

c) Inconveniente 3

GGE muy antiguo y no cuenta con algunos elementos complementarios para mantenimientos programados, como el registro de las horas de funcionamiento, mecánicamente puede funcionar aun.

- **Solución 1**

Instalación de un nuevo GGE de igual potencia, con tecnologías actuales o modernas.

- **Solución 2**

Otra solución podría ser la incorporación de elementos complementarios del actual GGE, logrando de esta forma una actualización o modernización del equipo.

- **Solución 3**

Incorporación de una fuente alternativa de alimentación. La instalación de un nuevo GGE de menor capacidad para cargas esenciales (para el presente proyecto, específicamente el sistema de protección y control) instalado en las proximidades de la sala de control principal.

d) Inconveniente 4

Única barra de distribución en el TDCA, sin división de cargas en esenciales y no esenciales.

- **Solución 1**

Mejoramiento del sistema actual con protecciones adecuadas y separación de las cargas esenciales y no esenciales en diferentes barras.

- **Solución 2**

Reemplazo del tablero de distribución en CA por otro completamente nuevo con las especificaciones adecuadas.

- **Solución 3**

Instalación de un nuevo tablero de distribución de CA exclusivo para cargas esenciales.

e) Inconveniente 5

Un solo rectificador y con muchos años en servicio, sistema de protección deficiente con antecedentes de actuación incorrecta. Señalizaciones casi nulas tanto visuales como acústicas.

- **Solución 1**

Duplicación del rectificador incorporando uno nuevo que contenga un sistema de protección y señalización eficiente.

- **Solución 2**

Una solución más costosa es la de Instalar dos nuevos rectificadores que incorporen sistemas de protección y señalización eficiente.

- **Solución 3**

También es factible implementar una fuente alternativa de energía más eficiente y amigable con el medio ambiente, como un sistema fotovoltaico durante el día (batería por la noche) y actualizar el sistema de protección y señalización del rectificador actual.

f) Inconveniente 6

Un solo banco de baterías, la autonomía es insuficiente para la atención de problemas.

- **Solución 1**

Duplicación del banco de baterías para tener un sistema de respaldo redundante.

- **Solución 2**

Otra solución es la de reducir carga en C.C. de equipos no esenciales para aumentar la autonomía.

- **Solución 3**

Implementación de un sistema fotovoltaico con las características del banco de baterías de iguales a la existente.

g) Inconveniente 7

Sistema de protección deficiente en el TDCC, señalización acústica y visual de actuaciones de las protecciones, distancia excesiva entre el tablero en cc y sistema de protección en 23 kV

- **Solución 1**

Incorporación de un sistema de protección y señalización adecuado, instalación de un tablero seccional de cc en sala 23 kV.

- **Solución 2**

Instalación de un nuevo tablero con barra seccionada para circuitos de protección y control y otras cargas no esenciales para un sistema más eficiente y con sistema de señalización adecuada.

- **Solución 3**

Alternativamente también es factible técnicamente incorporar un nuevo rectificador 110 Vcc con banco de baterías dimensionados exclusivamente para la sala de 23 kV y actualizar el sistema de protección y señalización.

De todo lo expuesto en los párrafos anteriores, en la tabla siguiente se puede visualizar un resumen y la relación entre los problemas y las diferentes soluciones planteadas. Se establecerán niveles de solución en porcentaje para la ponderación y posterior agrupación de las 2 alternativas para la selección y diseño en el proyecto.

#	Descripción del Problema	Solución 1	Solución 2	Solución 3
1	Obsolescencia del tablero de transferencia RED-GGE	Instalación de un tablero de transferencia RED-GGE nuevo, con elementos de protección y medición modernas o actuales, con todas las funcionalidades y el registro de todo el circuito en un manual de operación del tablero.	Incorporación de elementos modernos al tablero actual y reemplazo de los elementos obsoletos, elaboración de un manual actualizado para el manejo de los técnicos del área.	Instalación de un Sistema fotovoltaico próximo a la sala de control. Esta solución no representa una solución directa, pero de manera indirecta representa una fuente alternativa de energía, el cual entre sus partes podrá incorporarse un tablero de transferencia automática, en caso de falla en la alimentación principal del sistema de SSAA.
2	Distancia excesiva de los tableros de transferencia y la sala de control principal	Duplicación de la línea de alimentación desde los tableros de transferencia hasta la sala de control principal en una canalización independiente.	También resultaría factible la implementación de una fuente alternativa de energía, más amigable con el medio ambiente como podría ser un sistema fotovoltaico cerca de la sala de control.	Acortar distancia entre el tablero y el punto de consumo principal representaría también una mejora importante o bien se podría reubicar los tableros de transferencia en las proximidades de la sala de control.
3	GGE antiguo sin elementos complementarios para su mantenimiento	Instalación de un nuevo GGE de igual potencia, con tecnologías actuales o modernas.	Otra solución podría ser la incorporación de elementos complementarios del actual GGE, logrando de esta forma una actualización o modernización del equipo.	Incorporación de una fuente alternativa de alimentación. La instalación de un nuevo GGE de menor capacidad para cargas esenciales (para el presente proyecto, específicamente el sistema de protección y control) instalado en las proximidades de la sala de control principal.

4	Barra de TDCA única para cargas esenciales y no esenciales, protección tipo convencional	Mejoramiento del sistema actual con protecciones adecuadas y separación de las cargas esenciales y no esenciales en diferentes barras.	Reemplazo del tablero de distribución en CA por otro completamente nuevo con las especificaciones adecuadas.	Instalación de un nuevo tablero de distribución de CA exclusivo para cargas esenciales.
5	Un solo rectificador, muchos años en servicio, sistema de protección deficiente, falta de señalizaciones	Duplicación del rectificador incorporando uno nuevo que contenga un sistema de protección y señalización eficiente.	Una solución más costosa es la de Instalar dos nuevos rectificadores que incorporen sistemas de protección y señalización eficiente.	También es factible implementar una fuente alternativa de energía más eficiente y amigable con el medio ambiente, como un sistema fotovoltaico durante el día (batería por la noche) y actualizar el sistema de protección y señalización del rectificador actual.
6	Un solo banco de baterías, autonomía insuficiente	Duplicación del banco de baterías para tener un sistema de respaldo redundante.	Otra solución es la de reducir carga en C.C. de equipos no esenciales para aumentar la autonomía.	Implementación de un sistema fotovoltaico con las características del banco de baterías de iguales a la existente.
7	TDCC con sistema de protección y señalización deficiente, larga alimentación a paneles de 23 kV	Incorporación de un sistema de protección y señalización adecuado, instalación de un tablero seccional de cc en sala 23 kV. Solución 2 Solución 3	Instalación de un nuevo tablero con barra seccionada para circuitos de protección y control y otras cargas no esenciales para un sistema más eficiente y con sistema de señalización adecuada.	Alternativamente también es factible técnicamente incorporar un nuevo rectificador 110 Vcc con banco de baterías dimensionados exclusivamente para la sala de 23 kV y actualizar el sistema de protección y señalización.

Tabla 7.41: Detalles de alternativas de mejoras.

Con la ayuda del resumen presentado en la tabla, se presentan un par de alternativas que agrupan un conjunto de soluciones puntuales. El criterio de selección de las soluciones se basa en que algunas soluciones pueden resolver más de un problema. En este sentido se han seleccionado considerando

primeramente la cantidad de problemas que pueden resolver, y luego complementado con otras soluciones aisladas. A partir de esto, se han agrupado en dos alternativas, que se mencionan a continuación:

- a) Sistema fotovoltaico con actualización del sistema de protecciones y señalizaciones del GGE, TDCA, TDCC y Rectificador.**
- b) Redundancia del Rectificador y banco de baterías, actualización de sistema de protecciones y señalizaciones del GGE, TDCA, TDCC.**

Para la primera alternativa puede visualizarse que un sistema fotovoltaico puede resolver de forma parcial o completa 5 de 7 de los inconvenientes encontrados, complementándose con la actualización de las protecciones y señalizaciones de los demás elementos del sistema de SSAA. Por su parte, la segunda alternativa presenta la duplicación tanto del rectificador como el banco de baterías que solucionan 2 problemas, para completar un sistema full redundante para el sistema de CC, utilizado actualmente en algunos locales de la ANDE, con el debido arreglo en la alimentación desde los transformadores de SSAA Complementado igualmente con la actualización del sistema de protección y señalización de los demás elementos que cubre la mayoría de los problemas existentes.

7.7.1. Criterios para la selección de alternativa

Se han definido 4 criterios para la selección de la alternativa a diseñar, dos de ellos están relacionados directamente al objetivo del proyecto, por lo cual serán ponderados con un peso mayor, los otros dos corresponden a la cuestión técnica y económica, como elemento inseparable en la elaboración de un proyecto. Los criterios son definidos a continuación.

7.7.1.1. Criterio en términos de seguridad

La seguridad, para este criterio es considerada desde el punto de vista de la confiabilidad, y se consigue por medio de la redundancia de los elementos del sistema, es decir, la alternativa que ofrezca la mayor cantidad de elementos duplicados será la más segura.

7.7.1.2. Criterio en términos de eficiencia

La eficiencia en las instalaciones eléctricas es definida como el uso racional de la electricidad, en términos simples, obtener el mismo resultado con menos requerimientos energéticos para la red.

Para los fines de este proyecto, la alternativa que represente menor carga para la red es indicador de que es la alternativa más eficiente.

7.7.1.3. Criterio en términos técnicos

Este criterio se enfoca a la solución de los problemas, técnicamente hablando. De esta forma, la alternativa que resuelva la mayor cantidad de situaciones problemáticas, será la que obtenga mayor ventaja frente al resto.

7.7.1.4. Criterio en términos económicos

Este criterio mide el costo aproximado de cada alternativa o al menos la diferencia entre las alternativas de solución. Este último caso se trata de considerar solamente los elementos no comunes de las alternativas, pues la idea es notar la diferencia en cuanto a costo, para fines comparativos y no el costo exacto en sí, pues ese análisis se realizará en otra Sección. En otros términos; a menor costo representativo (previa consideración técnica), mayor consideración para la selección.

7.7.2. Comparación y selección de alternativas de mejora (Criterios técnicos y económicos)

En base a los criterios principales ya mencionados anteriormente, se analizan y comparan las alternativas siguientes:

- Por un lado, se tiene la alternativa que incluye el Sistema fotovoltaico (paneles, controlador o cargador, tableros donde alojar elementos de control, protección y transferencia, banco de baterías) con actualización del sistema de protecciones y señalizaciones del GGE, TDCA, TDCC y Rectificador.

- En contrapartida está la alternativa de repetición del rectificador y banco de baterías, con un tablero de transferencia nuevo, actualización de sistema de protecciones y señalizaciones del GGE, TDCA, TDCC.

7.7.2.1. Comparación en términos de seguridad

Considerando primeramente el criterio en términos de seguridad, se puede mencionar lo siguiente: la primera alternativa de mejora ofrece la ventaja de tener una fuente distinta a la de la red, con tensión de sistema en 110 VCC, que con el arreglo correcto y con el control adecuado por medio de algún dispositivo de control programable, puede asumir como fuente principal las cargas del sistema de protección y control del local, sobre todo, durante el día y como respaldo, en primera instancia, puede quedar el rectificador existente, y como segunda opción los bancos de baterías. Complementando el ciclo de trabajo para 24 horas, el rectificador de 110 VCC mencionado asumirá la carga durante la noche, y en caso de sufrir algún tipo de falla en alguno de sus componentes, será respaldada por los bancos de baterías; de persistir la falla y ante un bajo nivel de voltaje en el primer banco, la carga será asumida por el segundo perteneciente al sistema fotovoltaico, consiguiendo así generar un sistema denominado en la ANDE como full redundante. En total, la autonomía de los bancos quedará en torno a las 20 horas. Esta alternativa cumple con el criterio de seguridad, dado que la seguridad es básicamente confiabilidad y dicha confiabilidad se consigue en gran medida con la duplicación de los elementos también conocido como redundancia.

Por otro lado, la segunda alternativa conformada por el rectificador y el banco de baterías proyectados, instalados en las proximidades de las existentes, también forman entre ellos un sistema full redundante, con las mismas funcionalidades antes descritas para la alternativa anterior; de igual manera, la autonomía de los bancos rondaría alrededor de las 20 horas. No obstante, esta alternativa presenta dificultades relacionadas a la Sección de CA, específicamente en la línea de alimentación desde los transformadores de SSAA hasta el TDCA, pues en este tramo existe aún una sola línea con una distancia considerable, que no se pudo resolver, en parte por alejarse de los objetivos del presente proyecto. Este último

inconveniente vuelve un poco más deficiente a la presente alternativa en cuanto a la seguridad.

7.7.2.2. Comparación en términos de eficiencia

La primera alternativa brinda la posibilidad de alimentar las cargas directamente con corriente continua a partir de la energía solar, caracterizada por el bajo costo considerando la fuente primaria de energía y por ser amigable con el medio ambiente, por estas razones, misma cumple a cabalidad con el criterio en términos de eficiencia.

Mientras que, la segunda alternativa requiere de la RED o del GGE para su abastecimiento en CA, dicha energía debe ser rectificadora para la alimentación de las cargas. El uso del GGE, por tratarse este de un sistema que utiliza un motor de combustión interna, no está exento de la emisión de agentes contaminantes, tales como: óxidos de nitrógeno, hollín, monóxido de carbono, hidrocarburos, compuestos de azufre y plomo. En este sentido, el óxido de nitrógeno, actualmente es considerado como una de las más nocivas para la capa de ozono [33]. Por todo lo mencionado, esta alternativa presenta desventajas en términos de eficiencia.

7.7.2.3. Comparación en términos técnicos

Considerando el criterio en términos técnicos, para la implementación del sistema fotovoltaico; se dispone, sobre la cubierta de la sala de control principal, de aproximadamente de 174 m² de espacio útil sin sombra. El edificio posee un sistema de aterramiento que puede ser aprovechado para la protección de los paneles solares contra descargas atmosféricas. Los demás componentes del sistema, pueden ser instalados tanto en la sala de control como dentro del recinto del banco de baterías existente. Por otro lado, el mantenimiento del sistema incluye, la limpieza de los paneles solares, el mantenimiento del banco de baterías y los diferentes tableros asociados.

En cambio, en términos técnicos, la segunda alternativa representa una solución parcial a los inconvenientes estudiados; fundamentalmente en cuanto a la distancia entre la fuente (transformador de SSAA y GGE) y el punto de consumo, con una única línea de alimentación, de esta forma, la redundancia del sistema se da

solamente en partes, los detalles se muestran en la Figura 7.12 . Desde los rectificadores hasta el banco de baterías. Como el espacio útil dentro de la sala de control y de la sala de banco de baterías es favorable, la instalación de los nuevos equipos de la presente alternativa, no representará una dificultad. En cuanto al mantenimiento, esta alternativa abarca mayor cantidad de elementos, tales como los transformadores, el GGE, los rectificadores y los bancos de baterías.

7.7.2.4. Comparación en términos económicos

Finalmente, en este apartado se presentan los montos aproximados, correspondientes a la implementación de las alternativas analizadas, considerando solamente los elementos no comunes, expuestos al inicio, pues el costo del resto que corresponde a las mejoras comunes, son equivalentes. El monto aproximado de la alternativa compuesta por el sistema fotovoltaico es de 160.000.000 de guaraníes, mientras que la alternativa compuesta por el rectificador, banco de baterías y el tablero de transferencia ronda por los 120.000.000 de guaraníes.

En resumen, el resultado de la comparación de las propuestas puede visualizarse en la siguiente tabla.

Alternativa de mejora	Criterios			
	Seguridad	Eficiencia	Técnico	Económico
Sistema fotovoltaico (paneles, controlador o cargador, tableros donde alojar elementos de control y protección y transferencia, banco de baterías), actualización del sistema de protecciones y señalizaciones del GGE, TDCA, TDCC y Rectificador.	Redundancia de fuente y mejora de los elementos existentes	Energía a partir del sol	Mantenimiento casi nulo del panel y de bajo costo. Posibilidad de dividir la barra de 110 Vcc.	Costo aproximado de la alternativa es de 160.000.000 de guaraníes
Repetición del Rectificador y banco de baterías tablero de transferencia, actualización de sistema de protecciones	Redundancia a partir del rectificador y mejora de los demás	Energía a partir de la RED o GGE	Solución parcial de los problemas, la distancia a los	Costo aproximado de la alternativa es de 120.000.000 de guaraníes

y señalizaciones del GGE, TDCA, TDCC.	elementos existentes.		TR-SSAA sigue siendo la misma.	
--	-----------------------	--	--------------------------------	--

Tabla 7.42: Resumen alternativas de mejora

De las comparaciones considerando cada uno de los criterios propuestos, y la ayuda de la tabla precedente se puede concluir que la alternativa consistente en Sistema fotovoltaico (paneles, controlador o cargador, tableros donde alojar elementos de control y protección y transferencia, banco de baterías, actualización del sistema de protecciones y señalizaciones del GGE, TDCA, TDCC y Rectificador), cumple con los objetivos del proyecto.

De esta forma, en apartados siguientes se realiza el diseño de la alternativa seleccionada.

7.8. DISEÑO DE LA CONFIGURACIÓN DE LA FUENTE DE CC DEL SSAA

A continuación, se presenta el proceso de diseño de la alternativa seleccionada, considerando todos los elementos necesarios.

7.8.1. Lista de elementos del proyecto

Los elementos para el diseño orientado al objetivo principal del presente proyecto, el de ofrecer una fuente segura y eficiente a las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro, son desarrollados según a la categoría a la que corresponde, en los siguientes apartados.

7.8.1.1. Sistema de protección y señalización

Una de las mejoras de la alternativa seleccionada, consiste en la actualización de los sistemas de protección y señalización de una serie de elementos del sistema de SSAA, los cuales se de numeran a continuación:

7.8.1.1.1. Tablero de transferencia RED-GGE+GGE

La mejora del sistema de protección y sistema de señalización del conjunto Transformador de Servicios Auxiliares, tablero de transferencia RED-GGE y Grupo Generador de Emergencia se categorizan como sigue:

- **Protección:** abarca la alimentación de red, con la actualización del Interruptor tripolar, incorporando uno con rango ajustable, de tecnología MCCB (Molded Case Circuit Breaker) o de mayor prestación (ICCB o LVPCB), de conformidad con las normas UL 489, IEC 60497-2, ANSI C-37.
- **Señalización:** esta mejora se proyecta lograr a través de un Controlador lógico programable, incorporando señalización de nivel de tensión, nivel de corriente, falta de fase, ausencia de tensión de red, frecuencia (frecuencímetro digital), horas de funcionamiento (horómetro), nivel de presión de aceite (sensor analógico), temperatura del aceite (sensor digital) entre otras.

7.8.1.1.2. Tablero de Distribución de Corriente Alterna

Las actualizaciones del tablero de distribución, en corriente alterna, al igual que el caso anterior abarcan dos grupos:

- **Protección:** para la alimentación del rectificador, actualización a un interruptor tripolar, de tecnología MCCB (Molded Case Circuit Breaker) o de mayor prestación (ICCB o LVPCB), de conformidad con las normas UL 489, IEC 60497-2, ANSI C-37.
- **Señalización:** incorporación de elementos auxiliares, con esto se lograrán las señalizaciones de fuera de servicio de la alimentación principal, actuación de la protección del rectificador, operación incorrecta del rectificador, falta de tensión de alimentación principal, entre otras.

7.8.1.1.1. Tablero de Distribución de Corriente Continua

El tablero de distribución en corriente continua, es uno de los elementos centrales del proyecto, por este motivo, con mayor razón requiere la actualización de sus elementos, enfocados a la protección y señalización. Estos elementos son presentados a continuación:

- **Protección:** elementos para la protección de Barras de distribución, rectificador y banco de baterías, consistentes en interruptores bipolares de

tecnología MCCB (Molded Case Circuit Breaker) o de mayor prestación (ICCB o LVPCB), de conformidad con las normas UL 489, IEC 60497-2, ANSI C-37.

- **Señalización:** elementos para la señalización de fuera de servicio del rectificador, actuación de la protección de banco de baterías, funcionamiento incorrecto del rectificador, y otros elementos del tablero.

7.8.1.2. Sistema fotovoltaico

El elemento de mejora enfocado a la alimentación sin dudas es el sistema fotovoltaico, el cual consta de numerosos elementos. Existen una gran variedad de elementos necesarios, con el objetivo de simplificar el diseño, se han seleccionado los que son usados normalmente y están a la vanguardia en la actualidad.

7.8.1.2.1. Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico consiste en la agrupación y conexión eléctrica de células fotovoltaicas siguiendo una configuración serie paralelo, hasta obtener los valores de voltaje y corriente deseado.

Para la elaboración de este proyecto se ha optado por el módulo fotovoltaico de silicio mono-cristalino de $370 W_p$ de potencia, compuesta por 72 células fotovoltaicas conectadas en serie y cuyas características principales se detallan a continuación.

DESCRIPCION	DETALLE
Potencia del Panel Solar	$370 W_p$
Tipo de Célula del Panel Solar	Monocristalino
Rigidez del Panel Solar	Rígido
Dimensiones del Panel Solar	1956 x 992 x 40 mm
Tensión Máxima Potencia	40.1 (V)
Corriente en Cortocircuito ISC	9.95 (A)
Eficiencia del Módulo	19,00%
Amperios Máximos de Salida IMP	9.23 (A)
Tensión en Circuito Abierto	48.3 (V)
Voltaje de Trabajo del Panel Solar	24 (V)

Peso del Panel Solar	21.5 Kg
Marco del Panel Solar	Blanco y Gris
Garantía del Panel Solar	25 años

Tabla 7.43: Características técnicas del módulo fotovoltaico

Las gráficas de corriente – voltaje y otros datos técnicos del módulo fotovoltaico se presentan en el apéndice B.2.

7.8.1.2.1.1 Generador fotovoltaico

De la misma manera que las células fotovoltaicas se asocian para formar el módulo fotovoltaico, los módulos se asocian entre sí, en serie y en paralelo, hasta generar la potencia deseada.

Normalmente las diversas asociaciones son denominadas de la siguiente manera:

- Un conjunto de módulos fotovoltaicos conectados en series, forman un string.
- Un conjunto de string conectados en paralelo, forman un arreglo o cadena.

Como se sabe, uno de los aspectos que menos favorece al sistema fotovoltaico es el espacio necesario para su instalación, y la contaminación visual inherente, por este motivo, se proyecta la ubicación sobre el techo de la sala de control del generador fotovoltaico

7.8.1.2.1.2 Soporte

El soporte se divide en dos partes; por un lado, consistente en una estructura que servirá como base de nivelación para los soportes de los módulos fotovoltaicos, ante la pendiente generada por las caídas del techo. Se utilizarán perfiles de acero laminado confinado en frío, compuesta por 14 tiras de 6 metros de 5/16"x3", también 4 tiras de 6 metros de 1/8"x2" y 11 unidad de malla metálica expandida galvanizada de 3 m x 1,20 m x 5/16" de espesor, conforme a la norma MV-102 NBE EA 95 (estructuras de acero en edificación).

Por otra parte; el soporte propiamente dicho, con la orientación y el ángulo correspondiente del generador fotovoltaico, se ha designado soportes del tipo

galvanizada en caliente, conforme a las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínima de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil. Mientras que los tornillos y accesorios complementarios serán de acero inoxidable. En las Figura 7.13 se pueden apreciar los detalles

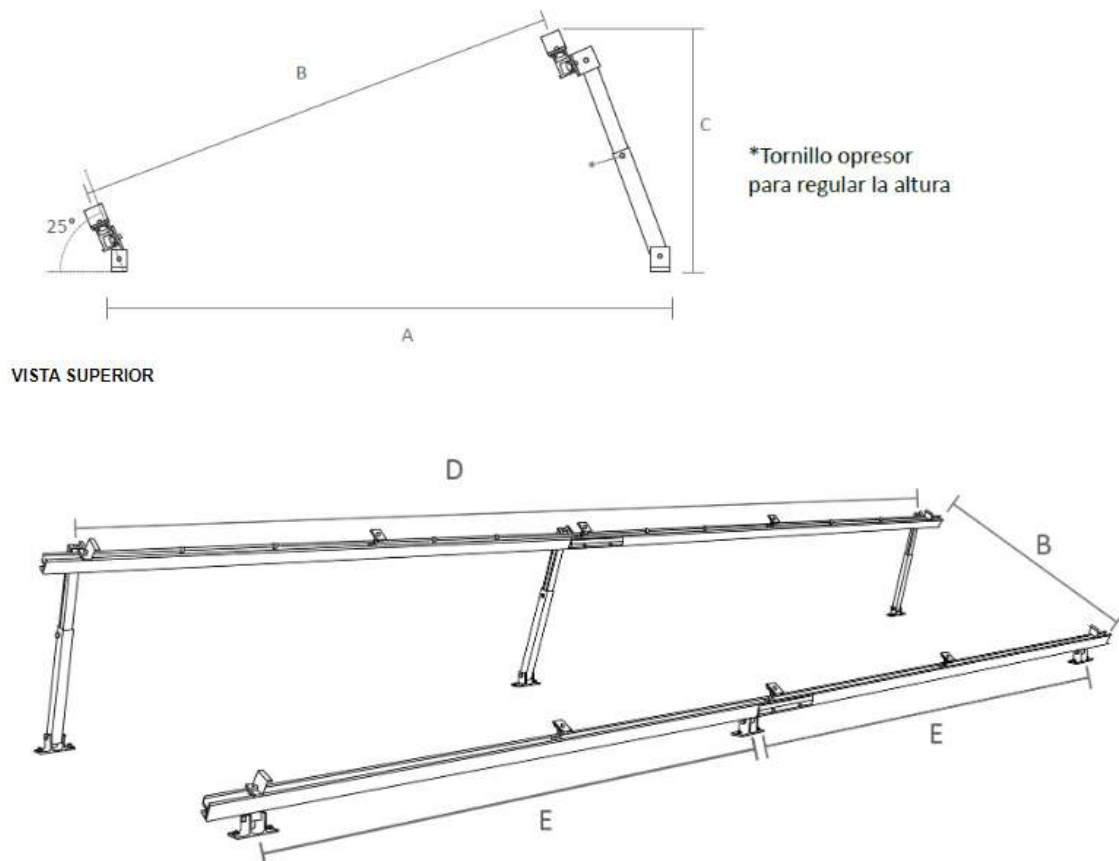


Figura 7.13: Vista de perspectiva y vista lateral del soporte

DESCRIPCION	DETALLE
A	895 mm
B	992 mm
C	427 mm
D	3000 mm
E	1500 mm

Tabla 7.44: Dimensiones del soporte

La figura muestra un ejemplo de estado al final de la instalación sobre el soporte para el generador fotovoltaico.



Figura 7.14: Instalación del módulo fotovoltaico

7.8.1.2.1.3 Cableado

Para el cableado de las líneas de alimentación tanto del generador fotovoltaico, los controladores de carga, el sistema de acumulación y el sistema de puesta a tierra, se ha optado por utilizar conductores unipolares flexibles, formado por hilos de cobre (Cu) electrolítico y templado blando, aislado con polietileno reticulado (XLPE) y relleno de compuesto poliolefinico de baja emisión de humos y libre de alógenos (LSOH). Estos conductores estarán instalados en bandejas perforadas galvanizadas ubicadas tanto en la intemperie, serca de los módulos, y en el interior de la sala de control principal.

Para el cableado del sistema de transferencia automática de Rectificador/Sistema Fotovoltaico (REC-SF) y los elementos de señalización se ha optado por utilizar conductores unipolares flexibles, formados por hilos de cobre (Cu) electrolítico temple blando, aislado con material termoplástico de baja emisión de humos y libre de alógenos (LSOH).

Los cálculos de la sección de los conductores se realiza en el apartado dedicado a dimensionamiento de los elementos necesarios.

7.8.1.2.1.4 Elementos de protección del generador fotovoltaico

Para controlar los flujos de corriente con el fin de prevenir las corrientes inversas desde el banco de baterías hasta el generador fotovoltaico y proteger las ramas débiles o deterioradas, se dispondrán de diodos como elemento de bloque a fin de prevenir que el banco de batería se descargue sobre los módulos por la noche y bloquear los flujos de corriente inversa de las ramas en paralelo deterioradas.

Con el fin de proteger los conductores y equipos del generador fotovoltaico contra sobrecargas y cortocircuitos, se dispondrán de dos interruptores termomagnéticos bipolares para aplicaciones solares, de curva tipo C, para cada cadena.

Y como protección del sistema, contra sobretensiones transitorias, se opta por utilizar dos dispositivos de sobretensión o supresor de tensión DPS para aplicaciones solares para cada cadena.

7.8.1.2.2. Tablero de protección y transferencia

El tablero de protección del generador fotovoltaico y transferencia (sistema fotovoltaico-alimentación con rectificador) REC-SF estará alojado en la sala de control, a pocos metros del TDCC, el mismo estará construido de acero de chapa doblada de espesor no menor a 2,5 mm y la base será hecha de perfiles de acero tipo "U" zincados en caliente, con dimensiones de 2300x1300x550 mm (alto, largo, ancho), emplazado directamente sobre el suelo y con acceso a las canalizaciones para los conductores de alimentación del TDCC y el banco de baterías.

El tablero contará con dos compartimientos debidamente separados, en su interior estarán distribuidos los dos reguladores de carga y todas las protecciones del sistema fotovoltaico. Así también, estarán alojadas en él, todos los elementos para la transferencia automática del sistema fotovoltaico y la red (transferencia automática del sistema Full redundante diseñada)

7.8.1.2.2.1 Elementos para transferencia automática

Los elementos principales que componen la transferencia automática, entre el sistema fotovoltaico y la red, están constituidas por, un controlador lógico programable, por sus siglas en inglés PLC (Programmable Logic Controller), de 14 entradas y 10 salidas con capacidad de conectar módulos de expansión y puerto de conexión de red de área local LAN (Local Area Network) para monitorear con el sistema SCADA, una pantalla de interfaz de usuario, también se precisa de una fuente de energía de 24 Vcc/3A para ésta unidad de control, además de cuatro contactores para categorías de utilización en corriente continua ,4 relés auxiliares y un kit de contactos auxiliares.

7.8.1.2.3. Regulador de carga

Se ha optado por utilizar controladores con tecnologías MPPT (Maximum Power Point Tracker) de 8 kW. En la siguiente tabla se detallan sus principales características técnicas.

PCM-50CV

ELECTRICAL SPECIFICATIONS	
MPPT Range @ System Voltage	64-, 96-, 128-, 160-384VDC @ 48V, 72V, 96V, 120V
Max PV Input Voltage	480VDC
Max PV Input Current	40A
Max PV Input Power	up to 8000W
Recommended Battery Type	Flooded, GEL, or AGM Lead Acid
Nominal Battery Voltage	48V, 72V, 96V, 120VDC
Max Charging Current	50A
Standby Power	<4W
Charging Schemes	Bulk, Absorption, Float, Auto/Manual Equalization
Battery Temp. Compensation	Built-In, -5.0mV/°C/cell
Protections	Over Temperature, PV Overload, Reverse Current, Overcharge/Undercharge
LCD Indicator	PV Input Voltage/Current/Power, Battery Voltage/Current/Temp/SOC, System Date/Time/Temp, Voltage Setting, Data Log Information
LED Indicator	4, Ready/Charge/Equal/Fault
Parallel Connections	Yes, Up to 16 Units
Data Logging	Built-In, Up to 90 Days
Auxiliary Relays	2 Sets, 3A/50VDC
GENERAL SPECIFICATIONS	
Certification / EMC	CE / EN61000-6-1, EN61000-6-3
Operating/Storage Temp.	-20°C~50°C/ -40°C~70°C
Enclosure Type	Indoor , IP20
Working Humidity	~95%RH Max Non-Condensing
Dimension	426*265*167mm
Weight	10.6Kg

Tabla 7.45: Características técnicas del regulador de carga

7.8.1.2.4. Banco de baterías

Se ha optado por utilizar baterías alcalinas de acumuladores estacionarios, con las mismas características del banco de baterías existente, a fin de poder conectarlas en paralelo y tener mayor autonomía, estas baterías están compuestas de elementos de Níquel-Cadmio con placas de bolsas horizontales, introducidas en vasos de plástico translúcido de alta resistencia a impactos, resistentes a ácidos y con alto grado de estanqueidad. La conexión entre elementos se efectuará con barras de cobre galvanizadas electrolíticamente.

A continuación, en la siguiente tabla se detallan sus principales características técnicas.

DESCRIPCION	DETALLE
Tensión nominal del banco	110 (V)
Tensión máxima del sistema	135 (V)
Tensión mínima del sistema	85 (V)
Tensión nominal de cada celda	1.20 (V)
Número de elementos del banco	85
Capacidad	300 (Ah)
Tensión final de descarga, a 25°C	1.00 (V)/celda
Tipo de descarga	Media
Densidad de electrolito a 20°C	1.19 (kg/dm ³)

Tabla 7.46: Características técnicas del banco de baterías

7.8.1.2.5. Elementos del sistema de puesta a tierra

Todos los nuevos elementos proyectados, estructuras, soportes, módulos, bandejas, tableros, etc., estarán conectados a tierra por medio de conductores unipolares flexibles, formado por hilos de cobre (Cu) electrolítico y templado blando, aislado con polietileno reticulado (XLPE) y relleno de compuesto poliolefinico de baja emisión de humos y libre de alógenos (LSOH), instalado al aire y sección 16mm².

7.8.1.2.6. Elementos complementarios

7.8.1.2.6.1 Bandejas perforadas para conductores

Para el transporte de los conductores, tanto de las conexiones entre módulos, como también la alimentación hasta el tablero de protecciones y transferencia, se utilizarán bandejas perforadas tipo "U" galvanizadas, de dimensiones 3000x150x50 en mm (largo, ancho y alto) y con un espesor mínima de 2 mm. Mientras que los tornillos y accesorios complementarios para fijar las bandejas serán de acero inoxidable.

7.8.2. Dimensionamiento de los elementos del proyecto

En apartados anteriores se han definido las características principales de los elementos necesarios para el diseño de la fuente segura y eficiente capaz de mejorar las condiciones técnicas deficientes encontradas en el análisis. A continuación, se procede al dimensionamiento de dichos elementos.

7.8.2.1. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

7.8.2.1.1. Dimensionamiento del generador fotovoltaico

7.8.2.1.1.1 Estimación del consumo

El dimensionamiento de un sistema fotovoltaico, para alimentar una carga de 20.000 Wh/día de energía en corriente continua, necesarias para cubrir la demanda del sistema de protección y control de la Estación Coronel Oviedo, estimando una autonomía de al menos 10 horas continuas por día.

7.8.2.1.1.2 Estimación de la radiación solar

Para dimensionar el sistema fotovoltaico es necesario obtener los datos de insolación incidente en el lugar ($kWh/m^2/dia$), con el fin de estimar los datos con la mayor exactitud posible, se utilizan datos de la página web de la NASA, detalles en el Apéndice B.3, en la cual, estableciendo la ubicación en términos de Latitud y Longitud se obtienen valores de irradiación solar incidente en Coronel Oviedo sobre superficies inclinadas, de forma más dinámica, son presentados en la tabla siguiente. Puede notarse que la plataforma ofrece diferentes alternativas, que queda a cargo del proyectista la decisión de tomar el valor que más le convenga técnicamente.

Lat. 25,5 Lon.56	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Pro- medio anual
Horizontal 0°	6.57	5.54	5.17	4.17	3.41	2.90	3.21	3.98	4.62	5.33	6.28	6.60	4.81
Latitud -15°	6.43	5.56	5.34	4.49	3.82	3.31	3.64	4.38	4.84	5.39	6.18	6.42	4.98
Latitud 25,5°	5.95	5.36	5.36	4.75	4.23	3.73	4.08	4.74	4.95	5.26	5.78	5.90	5.01

Latitud +15°	5.24	4.89	5.11	4.75	4.40	3.95	4.29	4.85	4.80	4.86	5.13	5.16	4.79
Vertical 90°	1.86	2.06	2.64	3.09	3.28	3.12	3.32	3.40	2.75	2.17	1.86	1.84	2.62
Valor optimo	6.58	5.57	5.39	4.78	4.40	3.97	4.31	4.85	4.95	5.39	6.29	6.63	5.26
ángulo optimo	-4.00	6.50	19.00	33.00	43.50	47.50	46.00	39.00	24.50	10.50	-1.50	-6.50	21.50
Orientación	S	N	N	N	N	N	N	N	N	N	S	S	N
Siguiendo al sol	8.09	6.52	6.50	5.78	5.02	4.48	4.90	5.91	5.95	6.35	7.74	8.05	6.27

Tabla 7.47: Promedio de energía incidente sobre una superficie inclinada apuntada hacia el ecuador ($kWh/m^2 dia$)

Con el fin de captar la máxima energía posible a lo largo de todo el año, se recomienda tomar los valores iguales numéricamente a la Latitud del lugar, estos valores están plasmados en la Tabla 7.47 como, Latitud es igual a $25,5^\circ$. De forma a maximizar la captación de energía incidente, a la hora de dimensionar el generador fotovoltaico, se toma el valor propio al mes más crítico, es decir, se toma el valor de $G_{m\beta} = 3,73 (kWh/m^2)$ que corresponde al mes de junio.

De esta manera, la inclinación de los módulos fotovoltaicos estarán instalados a un ángulo fijo de $\beta = 25,5^\circ$ y con orientación al norte.

Si se quiere maximizar aún más la captación de energía incidente, se deberá implementar un sistema automatizado de seguimiento solar, de ser así los valores a considerar están expresados en la tabla en la fila (siguiendo al sol).

7.8.2.1.1.3 Distancia entre módulos

Aplicando la ecuación (4.28) se obtiene la distancia mínima necesaria entre filas de los módulos fotovoltaicos.

$$d = 1494 \text{ mm}$$

$$d_1 = 598 \text{ mm}$$

$$d_2 = 895 \text{ mm}$$

De este modo los cálculos de pérdidas por sombras que no sean generadas por los módulos fotovoltaicos ya no serán necesarias, dado que los módulos estarán

instaladas en una franja íntegramente libre de sombras. Por lo tanto la distancia entre módulos emplazados con una inclinación de $(25,5^\circ)$ será de $d = 1,5 \text{ m}$.

En la siguiente figura se muestra el espacio que ocuparan los módulos con la distancia mínima calculada.



Figura 7.15: Perspectiva de la sala de protección y control con la proporción de utilización proyectada y el espacio sin utilizar

7.8.2.1.1.4 Determinación del arreglo de módulos

La carga demandada en el instante que se realizó la medición del TDCC en la ES-COV arrojaba un valor de 1968 W, para el dimensionamiento del generador fotovoltaico el valor se ha ajustado a unos 2.000 W, y para una autonomía de 10 horas, la energía es de unos 20.000 Wh.

Para que el sistema pueda asumir la carga a la mañana, lo antes posible, se requiere de una energía mínima y dado que la eficiencia de la batería influye en el cálculo de la energía total necesaria, es preciso realizar este cálculo con la ecuación (4.6). De esta forma, la energía total del sistema requerida igual a $E_T = 23.000 \text{ Wh}$

Una vez calculado la energía total requerida por el sistema, se procede a calcular el número total de módulos fotovoltaicos aplicando la (4.19). El cálculo da como resultado un total de 23 módulos fotovoltaicos. Por cuestiones de diseño, en el sentido de lograr las cadenas y la compatibilidad entre ellas, se ajusta el valor a 36 módulos fotovoltaicos. Esto es favorable al proyecto, pues con el sobredimensionamiento se garantizará en menos tiempo la cantidad mínima de energía necesaria para que el sistema pueda asumir la carga a primeras horas de la mañana. Sumado al criterio anterior, se tiene también en cuenta que algunos elementos de accionamiento de equipos requieren en general una corriente inicial elevada.

Respecto a ellos el número en serie y en paralelo se obtiene aplicando las ecuaciones (4.21) y (4.22):

$$N_s = 3 \text{ módulos en serie.}$$

$$N_p = 12 \text{ módulos en paralelo.}$$

Tomando en cuenta la corriente en cortocircuito del módulo fotovoltaico seleccionado la cual es de 9,95 (A) y la cantidad de módulos a conectar en paralelo expresada por el cálculo anterior (12 módulos), se tiene 119,4 (A). Con el objetivo de disminuir la corriente, se adoptó la configuración de conectar 2 cadenas en paralelo, cada cadena conformada por 2 string, cada string conformada por 9 módulos conectados en series, de esta forma el arreglo final estará conformado por 36 módulos. En otro apartado se dimensionará el controlador o regulador de carga que admita estos parámetros.

7.8.2.1.2. Dimensionamiento del sistema de acumulación

Para el dimensionamiento del sistema de acumulación aplicamos las ecuaciones (4.22) y (4.23). De esta manera la capacidad nominal del acumulador será de 32.857 (Wh) o aproximadamente 300 (Ah). Considerando mantener la autonomía programada aún en casos de fallas, donde se requieran de una mayor cantidad de energía, se ha proyectado la implementación del mismo tipo de baterías utilizadas

en el sistema actual, cuyo sistema de funcionamiento serán automatizadas posteriormente.

Así pues, las baterías a ser utilizadas serán de 1,2 (V) y 300 (Ah) por celda del tipo Ni-Cd. 85 unidades conectadas en serie. Las mismas estarán alojadas en el mismo recinto del banco de baterías existente.

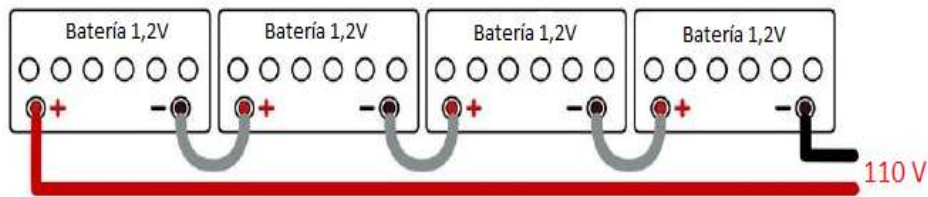


Figura 7.16: Conexión de las baterías

7.8.2.1.3. Dimensionamiento del controlador o regulador de carga

7.8.2.1.3.1 Criterio por corriente máxima

Se calcula la intensidad de corriente que produce el generador fotovoltaico y la intensidad de corriente que consume la carga, con el arreglo proyectado. De estas dos corrientes, la máxima de ambas será la que el regulador deba soportar. Estas magnitudes son calculadas con las ecuaciones (4.24), (4.25) y (4.26):

De este modo la intensidad de corriente máxima que deba soportar el controlador es de 40 (A).

7.8.2.1.3.2 Criterio por voltaje máximo

Se calcula el voltaje máximo que produce el generador fotovoltaico con el arreglo proyectado (conexión serie), considerando el voltaje en circuito abierto del módulo fotovoltaico. Éste voltaje será el cual el regulador de carga deberá soportar, los detalles del cálculo se muestran en el Apéndice B4. De este modo el voltaje máximo que deba soportar el controlador de carga es de 434,7 (V).

Considerando estos criterios, es necesario implementar dos controladores con tecnologías MPPT (Maximum Power Point Tracker) del tipo PCM-50CV de 8 kW.

Este tipo de controlador cumple con los criterios de corriente máxima y voltaje máximo de entrada.

7.8.2.1.4. Dimencionamiento del cableado

7.8.2.1.4.1 Cableado desde módulos a controladores de carga

Longitud: Los controladores estarán ubicados en la sala de control principal, justo por debajo y en medio de la distribución de los módulos, por lo tanto, la longitud de los módulos a los reguladores será aproximadamente de 13 metros.

Intensidad: Será la máxima del campo fotovoltaico. En éste caso, se tienen dos grupos de 18 módulos, conectados cada uno a un regulador. La intensidad máxima de cada conjunto en paralelo es de 19,9 (A).

Caída de tensión: Según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), la caída de tensión permitida se debe fijar en un 1,5% de la tensión de funcionamiento. El porcentaje equivalente de nuestra tensión del sistema 120 V es de 1,8 V.

El material del conductor a emplear será el de cobre, cuya conductividad eléctrica para una temperatura de 20°C es de $K = 56(m/\Omega \cdot mm^2)$.

Aplicando la ecuación (4.3) se obtiene una sección de $5.13 mm^2$. Esta es la sección mínima del conductor que une cada grupo de módulos con el regulador. Se deberá elegir la sección normalizada que sea superior al valor mínimo obtenido.

Según el catálogo de productos Inpaco (Industria Paraguaya de cobre S. A.), tabla N° 5 tipo "F.2" se elige un conductor de sección mayor a $5,13 mm^2$ disponible comercialmente.

El valor normalizado superior y comercialmente disponible que se usará, es de $6 mm^2$.

7.8.2.1.4.2 Cableado desde reguladores hasta baterías

Longitud: Como ya se ha mencionado, el banco de baterías estará ubicada en la misma sala en el cual son alojados los bancos de baterías del sistema ya existente, cuya longitud a los controladores es de aproximadamente 12 metros.

Intensidad: Será la corriente máxima de carga que el controlador puede entregar. En éste caso, la máxima corriente de carga del controlador seleccionado es de 50 (A).

Caida de tensión: Según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), la caída de tensión permitida se debe fijar en un 1,5% de la tensión de funcionamiento. El porcentaje equivalente de nuestra tensión del sistema 120 V es de 1,8 V.

El material del conductor a emplear será el de cobre, cuya conductividad eléctrica para una temperatura de 20°C es de $K = 56(m/\Omega \cdot mm^2)$.

Aplicando la ecuación (4.3) se obtiene una sección de $11.9 mm^2$. Esta es la sección mínima del conductor que une el nuevo banco de baterías con el controlador de carga. Se recomienda utilizar conductores de mayor sección comercialmente disponibles, de entre, 16, 25 y $35 mm^2$.

Según el catálogo de productos Inpaco (Industria Paraguaya de cobre S. A.), tabla N° 3 tipo "D.2" elegimos un conductor de sección mayor a $11.9 mm^2$ disponible comercialmente.

El valor normalizado superior y comercialmente disponible que se usará, es de $35 mm^2$.

7.8.2.2. Dimensionamiento de los elementos de protección

En las siguientes secciones se presentan los resultados de los cálculos correspondientes a los elementos de protección, cuyos cálculos se desarrollan en el Apéndice B.4.

7.8.2.2.1. Tablero de transferencia RED-GGE

Se adopta un interruptor con tecnología MCCB de 160/400 [A] de rango ajustable y regulado a 300 [A].

7.8.2.2.2. Dimensionamiento de la protección del tablero de distribución de corriente continua

Se adopta un interruptor con tecnología MCCB de 60/120 [A] o similar de rango ajustable, regulado a 100 [A].

7.8.2.2.2.1 Entrada del controlador de carga

Se opta por utilizar dos dispositivos de sobretensión o supresor de tensión DPS para aplicaciones solares de 600 (V) y 40 (kA), para cada arreglo o cadena.

7.8.2.2.2.2 Salida del controlador de carga

Se opta por utilizar interruptores termomagnéticos bipolares para aplicaciones solares de 50 (A) corriente continua a 600 (V), para cada salida del controlador.

7.8.2.3. Lista de componentes necesarios

En este apartado, se presenta la lista de componentes necesarios para la implementación del presente proyecto.

ACTUALIZACIÓN PROTECCIÓN Y SEÑALIZACIÓN		
DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.
Interruptor tetrapolar de tecnología MCCB o de mayor prestación (ICCB o LVPCB) con rango ajustable de 120-400 (A) AC	Uds.	1
Interruptor tripolar de tecnología MCCB o de mayor prestación (ICCB o LVPCB) con rango ajustable de 6-40 (A) AC	Uds.	1
Interruptor bipolar de tecnología MCCB o de mayor prestación (ICCB o LVPCB) con rango ajustable de 60-120 (A) CC	Uds.	3
Actualización de señalización Un relé falta de fase, un frecuencímetro digital, un horómetro, un sensor analógico, un sensor digital, seis contacto auxiliar lateral 2 NA, tres luz piloto LED de 22 mm 220 Vac, tres luz piloto LED de 22 mm 110 Vcc y tres alarma acústica.	Global	1

Tabla 7.48: Detalle de componentes para la actualización de protecciones y señalizaciones

SISTEMA FOTOVOLTAICO		
DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.
Estructura de base Perfil de acero ángulo laminado confinado en frío 14 tiras de 6 m de 5/16"x3". Perfil de acero ángulo laminado 4 tiras de 6 m de 1/8"x2". Malla metálica expandida galvanizada de 3 m x 1,20 m x 5/16".	Global	1
Soportes Estructura del tipo galvanizada en caliente para 36 módulos con tornillos y accesorios complementarios de acero inoxidable.	Global	1
Módulo fotovoltaico de silicio mono-cristalino de 370 Wp de potencia.	Global	1
Controlador de carga con tecnologías MPPT de 8 kW de potencia, voltaje PV máxima 480 Vcc, voltaje nominal de la batería 48, 72, 96, 120 Vcc, corriente máxima de carga 40 A. Instalación, configuración y puesta en marcha.	Uds.	2
Banco de baterías Ni-Cd 1,2 V de 300 Ah, número de elementos del banco 85. Incluye estructura soporte, montaje e instalación	Uds.	1
Bandeja perforada tipo "U" galvanizada con tapa, de dimensiones 3000x150x50 en mm y con un espesor mínima de 2 mm, más accesorios para unión. Tornillos y accesorios complementarios para fijar las bandejas de acero inoxidable.	m	16

Tabla 7.49: Detalle de componentes del sistema fotovoltaico

CONDUCTORES Y PUESTA A TIERRA		
DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.
Generador fotovoltaico a barra de protección. Suministro e instalación de conductores unipolares flexibles de (Cu) electrolítico y templado blando, aislado con polietileno reticulado (XLPE) y relleno de compuesto poliolefinico de baja emisión de humos y libre de alógenos (LSOH), instalado en bandejas perforadas de sección 1x6 mm².	m	52
Barra de protección a controladores de carga. Suministro e instalación de conductores unipolares flexibles de (Cu) electrolítico y templado blando, aislado con polietileno reticulado (XLPE) y relleno de compuesto poliolefinico de baja emisión de humos y libre de alógenos (LSOH), instalado al aire de sección 1x6 mm².	m	2
Banco de baterías a tablero de transferencia. Suministro e instalación de conductores unipolares flexibles de (Cu) electrolítico y templado blando, aislado con polietileno reticulado (XLPE) y relleno de compuesto poliolefinico de baja emisión de humos y libre de alógenos (LSOH), instalado en canaletas de sección 1x35 mm².	m	12
Cableado del sistema de transferencia automática. Suministro e instalación de conductores unipolares flexibles de (Cu) electrolítico y templado blando, aislado con material termoplástico de baja emisión de humos y libre de alógenos (LSOH), instalado al aire de sección 1x1 mm².	m	6
Para el sistema de puesta a tierra. Conductores unipolares flexibles, formado por hilos de cobre (Cu) electrolítico y templado blando, aislado con polietileno reticulado (XLPE) y relleno de compuesto poliolefinico de baja emisión de humos y libre de alógenos (LSOH), instalado al aire y sección 1x16 mm².	m	25

Tabla 7.50: Detalle de componentes de conductores y puesta a tierra

TRANSFERENCIA DE CC		
DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.
Gabinete de dos compartimientos, construida de acero de chapa doblada de espesor no menor a 2,5 mm, base hecha de perfiles de acero tipo "U" zincados en caliente y dimensiones de 2300x1300x550 mm (alto, largo, ancho).	Uds.	1
Protección contra cortocircuitos y sobrecarga, interruptor termomagnético bipolar para aplicaciones solares de 32 (A) corriente continua a 600 (V).	Uds.	4

Protección contra cortocircuitos y sobrecarga, interruptor termomagnético bipolar para aplicaciones solares de 50 (A) corriente continua a 600 (V).	Uds.	2
Protección contra sobretensiones transitorias, dispositivos de sobretensión o supresor de tensión DPS para aplicaciones solares de 600 (V) y 40 (kA).	Uds.	4
Controlador lógico programable PLC, de 14 entradas y 10 salidas con capacidad de conectar módulos de expansión y puerto de conexión de red de área local LAN, pantalla de interfaz de usuario, fuente de energía de 24 Vcc/3 A, cuatro contactores bipolar para categorías de utilización en corriente continua ,4 relés auxiliares y elementos para la señalización.	Uds.	1

Tabla 7.51: Detalle de componentes para la transferencia en corriente continua

7.8.3. Configuración o arreglo final

El sistema fotovoltaico estará compuesto por 36 módulos de $370 W_p$ de potencia pico. Estarán conectadas en dos grupos de 18 paneles, cada grupo compuesto por 9 módulos conectados en series y 2 ramas en paralelo alimentarán a un regulador de carga del tipo MPPT de $8 kW$. Cuyas salidas estarán conectadas en paralelo. Los controladores también estarán interconectadas, por un lado al banco de baterías compuesta por 85 vasos de 1,2 V y 300 Ah conectados en serie y por otro lado, la salida, conectado a la carga. Esta configuración final puede visualizarse mejor en la siguiente figura.

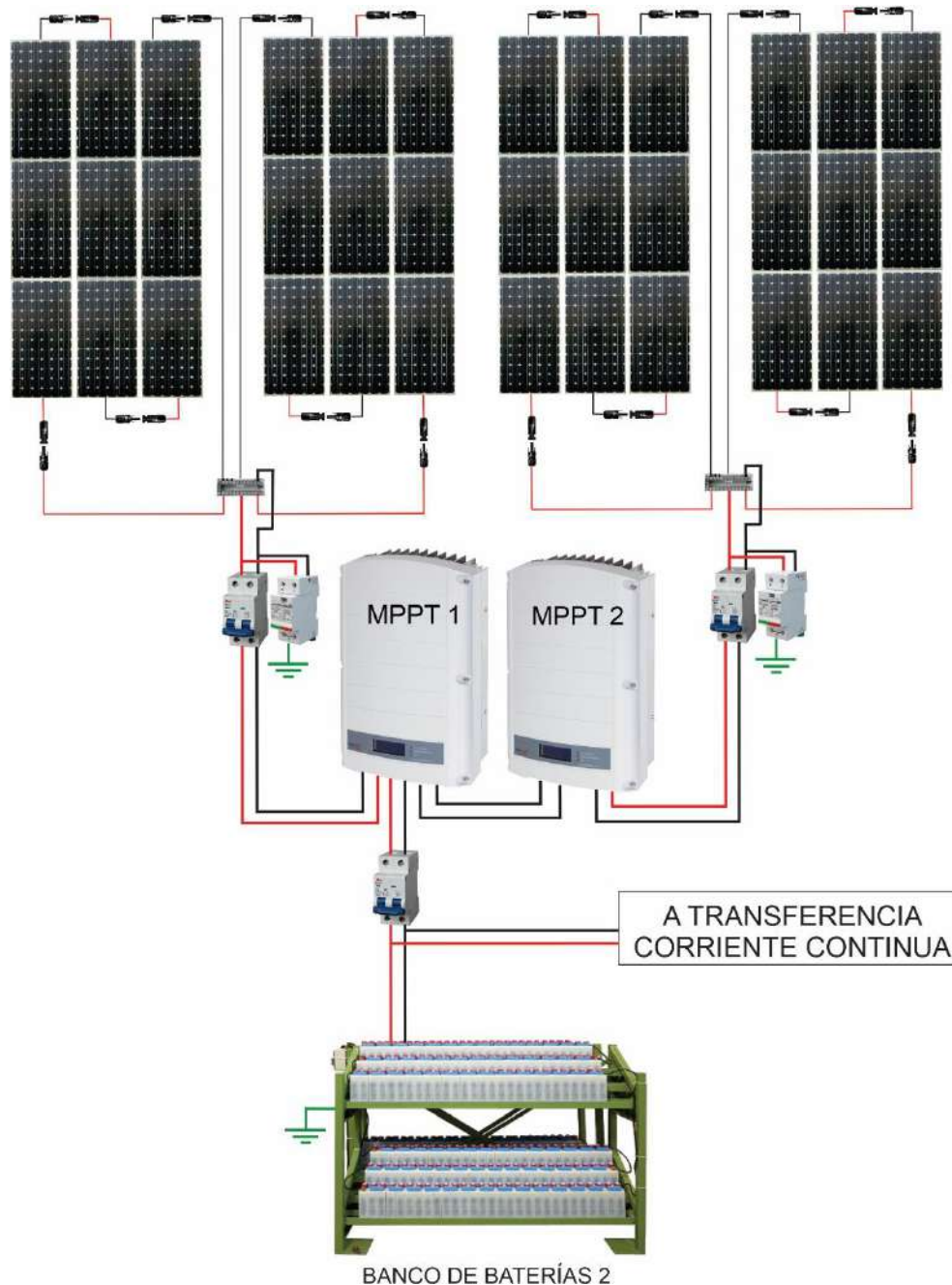


Figura 7.17: Diagrama unifilar de la configuración final

El emplazamiento de los paneles fotovoltaicos, será en la cubierta de la sala de control principal, de manera distribuida. La misma cuenta con un espacio utilizable de $A = 174 \text{ m}^2$. El area total ocupado por el emplazamiento será de $A = 108 \text{ m}^2$. De esta manera, el area disponible para futuras proyecciones será de $A = 66 \text{ m}^2$, suficiente para instalar unos 21 módulos más, sin riesgos de sombras.

En las siguientes figuras se pueden observar las representaciones realistas del emplazamiento de los módulos fotovoltaicos.



Figura 7.18: Vista realista del emplazamiento de los módulos



Figura 7.19: Vista superior del emplazamiento de los módulos

7.8.4. Consideraciones del sistema de puesta a tierra

Cada uno de los elementos del Sistema Fotovoltaico estarán conectadas a la línea de puesta a tierra de la Estación.

7.8.5. Consideraciones de Ventilacion

Debido al aumento de concentración de hidrógeno en espacios cerrados, generada por las cargas constantes de las baterías, es necesario de un sistema de ventilación adecuado. Dado que el nuevo banco de baterías estará alojado en la misma sala donde va albergado el banco de baterías existente, la renovación de aire del ambiente será realizada mediante el sistema de ventilación que ya cuenta el recinto, pues ésta, tiene la suficiente capacidad de renovar con aire nuevo el ambiente y retirar la mayor cantidad de aire contaminado como también eliminar las elevadas temperaturas producidas por la transferencia de calor de baterías al ambiente interior, de esta manera se podrá controlar el aumento de concentración de hidrógeno y situarla por debajo del límite de explosividad.

7.8.6. Mantenimiento

A pesar de que los sistemas fotovoltaicos se caracterizan por ser instalaciones que demandan poco mantenimiento, es fundamental efectuar mantenimientos regulares con el fin de mantener la seguridad y la eficiencia de los equipos.

En este proyecto se abordan dos tipos de mantenimientos a ser aplicados, el mantenimiento preventivo y el mantenimiento correctivo, ambos, deberán ser realizados por personal técnico calificado ya sea bajo la responsabilidad de la empresa instaladora o bien, ejecutados por el propio operador de la Estación.

Periodo de ejecución de mantenimiento, mensual, bimestral, semestral, anual.

A continuación, se detallan los puntos a ser desarrollados en cada equipo.

Mantenimiento de los módulos fotovoltaicos:

- Limpieza periódica de los módulos.
- Inspección visual de posibles degradaciones, células dañadas o cristal de protección roto.

- Inspección visual de posibles deformaciones o rotura del marco de los módulos.
- Inspección visual del estado de la conexión a tierra de la carcasa.
- Verificación de ausencia de humedad o filtraciones en los circuitos.
- Verificación de ausencia de sulfatación de los contactos.
- Comprobación de estanqueidad de la caja de terminales.
- Control de temperatura, verificación de puntos calientes.
- Realización de un apriete de los bornes de conexión de los módulos a la estructura.
- Comprobar que los parámetros eléctricos se encuentren en el rango permitido para garantizar su rendimiento.

Mantenimiento de la estructura de base y soportes:

- Comprobación de posibles deformaciones y oxidaciones ocasionado por condiciones ambientales u otros agentes.
- Comprobación del estado de fijación de la estructura de base a cubierta y de los soportes a la estructura.
- Comprobación del estado de fijación de los módulos a soportes.
- Comprobar que la orientación y la inclinación de las estructuras sean las correctas, designadas en el presente proyecto.
- Comprobar la conexión de toma a tierra.

Mantenimiento de ductos y tableros:

- Inspección visual de posibles deformaciones y oxidaciones.
- Limpieza periódica, eliminación de polvos y excremento de roedores o cualquier otro agente extraño que pueda obstruir el ducto.
- Comprobación del estado de fijación.
- Realización de apriete del sistema de fijación.
- Comprobar la conexión de toma a tierra

Mantenimiento de conductores:

- Comprobación del estado de aislamiento en cada uno de los circuitos de alimentación.

- Verificación de la correcta conexión de los conductores en los bornes de conexión.
- Limpieza periódica, eliminación de polvos y excremento de roedores o cualquier otro agente extraño que puedan reseca los conductores.

Mantenimiento de las protecciones:

- Comprobación por medio de inspección visual del estado de las protecciones, condiciones de apertura, cierre y elementos de fijación.
- Control de temperatura, verificación de puntos calientes.
- Realización de apriete de los bornes de conexión en cada elemento de protección, tomando las debidas precauciones y en cumplimiento del protocolo de seguridad.
- Comprobar que los parámetros eléctricos de cada una de las protecciones sea óptima.
- Limpieza superficial de los mecanismos y bornes de conexión, en cumplimiento del protocolo de seguridad.

Mantenimiento de controladores de carga:

- Comprobación por medio de inspección visual del estado de las conexiones.
- Comprobación por medio de inspección visual del estado de los elementos de fijación y ventilación.
- Verificación del funcionamiento de los indicadores y .
- Comprobar que los parámetros eléctricos en los bornes de conexión estén correctos.
- Control de temperatura, verificación y eliminación de puntos calientes.
- Ajuste de cada uno de los bornes de conexión.
- Limpieza superficial de los dispositivos, polvo o suciedad, teniendo en cuenta los protocolos de seguridad.

Mantenimiento del banco de baterías:

- Comprobación por medio de inspección visual del nivel de electrolito de cada batería.
- Comprobación del estado de conexión de los terminales.

- Comprobación de la estanqueidad de la batería.
- Control de temperatura, verificación de puntos calientes.
- Comprobación de la ventilación del habitáculo.

Mantenimiento del sistema de transferencia y señalizaciones:

- Eliminación de polvo acumulado en los componentes electrónico.
- Verificación de la correcta ventilación de los equipos electrónicos.
- Comprobar que los parámetros eléctricos en los bornes de conexión estén correctos.
- Realización de apriete de los bornes de conexión en cada componente, en cumplimiento del protocolo de seguridad.
- Comprobación del sistema de señalizaciones.

Mantenimiento del sistema de puesta a tierra:

- Comprobación por medio de inspección visual del estado de los conductores en cada tramo, como también, la existencia de conexión a tierra.
- Comprobación del estado de la conexión de todas las masas metálicas a tierra.
- Medición de la resistencia de puesta a tierra.
- Medición de la resistividad del terreno.

7.8.7. Trazado de planos

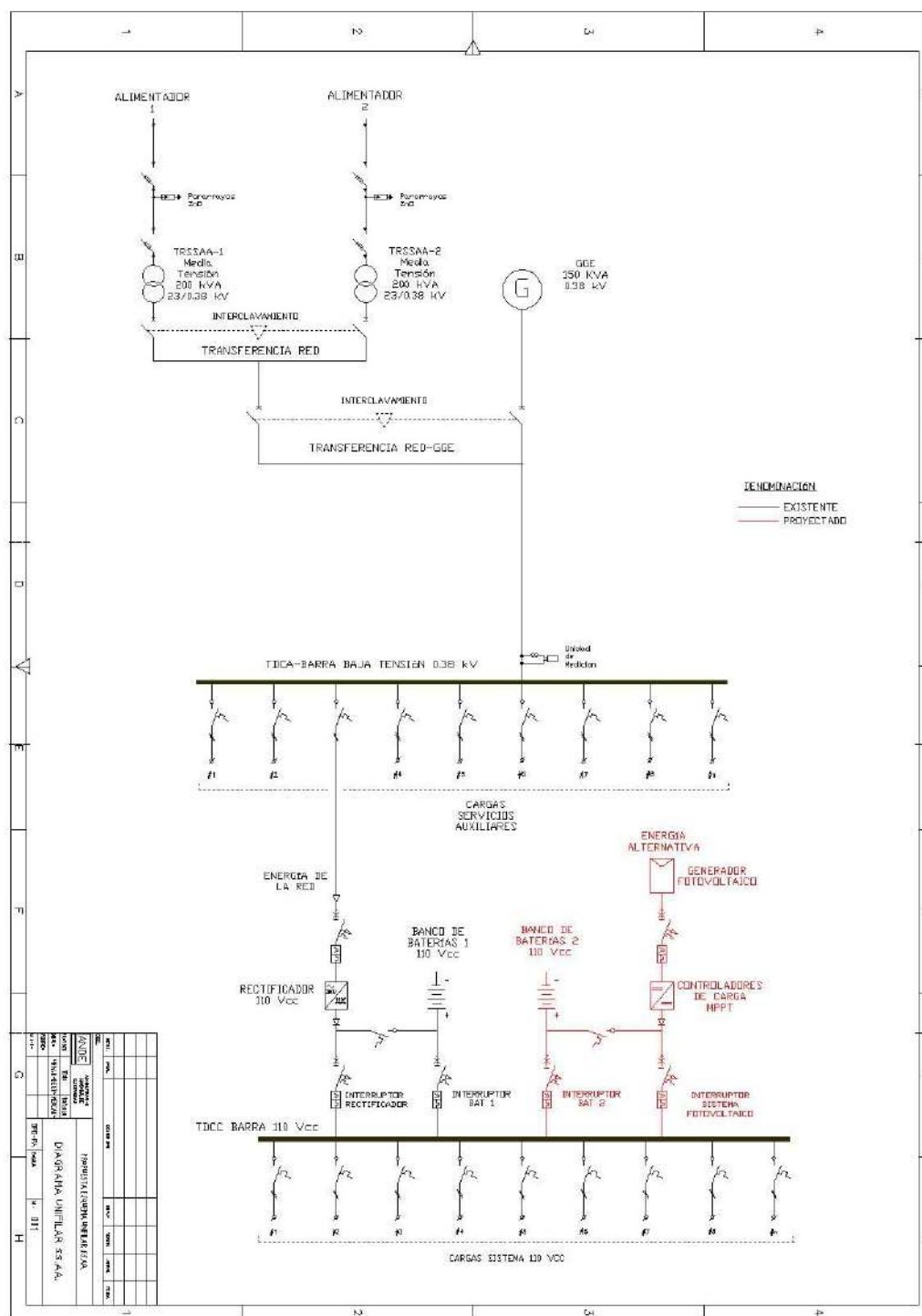


Figura 7.20: Diagrama unifilar del sistema de SSAA propuesto

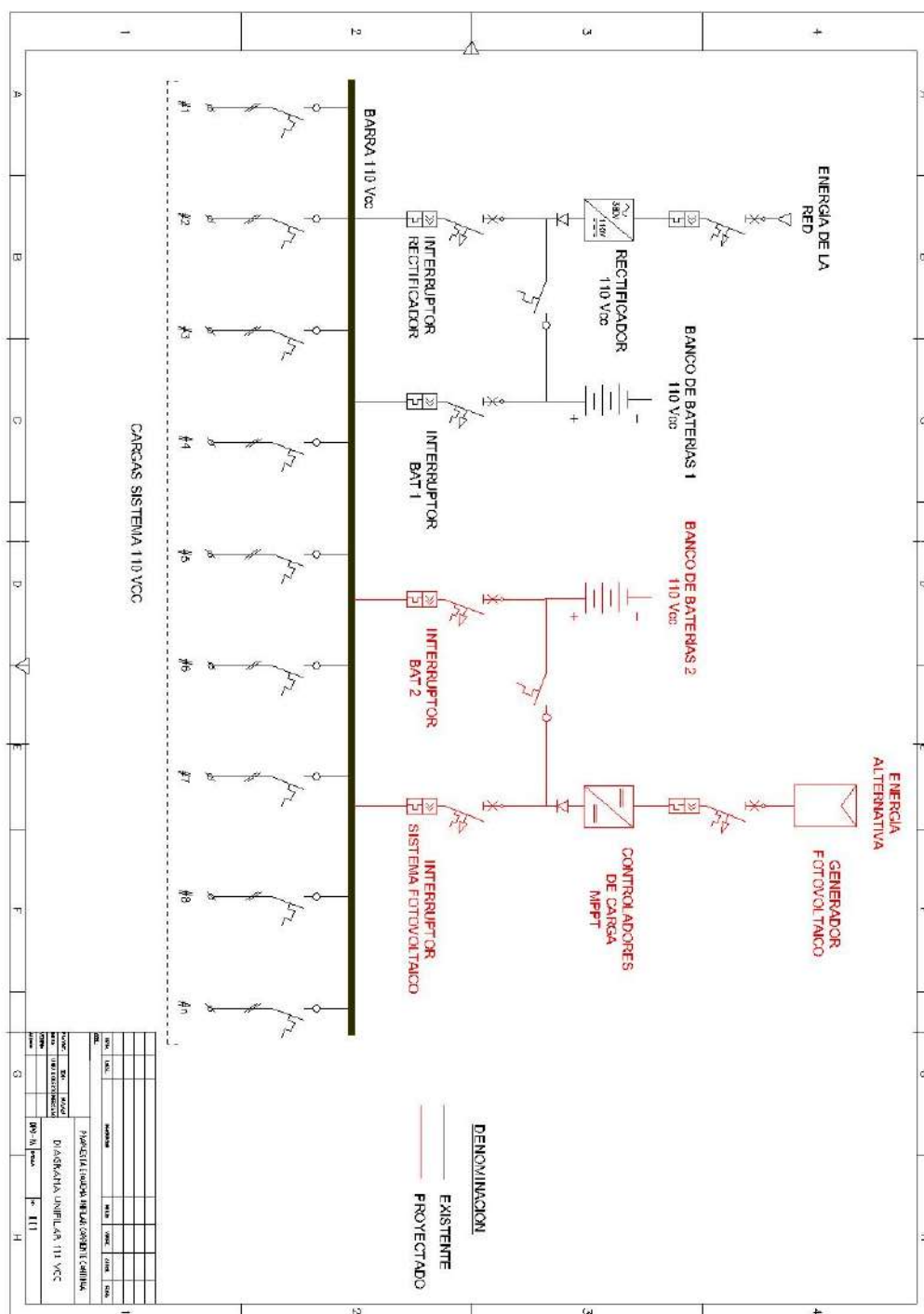


Figura 7.21: Diagrama unifilar de la propuesta

7.8.8. Descripción de funcionamiento

Este apartado se destina para la descripción de funcionamiento, detallando los procesos de transferencia.

Se parte de una condición inicial, en cuyo caso la carga es alimentada como es habitual con el rectificador como fuente principal y el banco de baterías existente como respaldo, de modo que el interruptor del rectificador (I_r) y del banco de baterías BAT1 (I_{b1}) permanecen cerradas. Mientras que el interruptor del sistema fotovoltaico (I_{sf}) y del banco de baterías (cargada) BAT2 (I_{b2}) quedarán abiertos.

Para el Inicio de ciclo, el PLC detecta a través de la señal emitida por el controlador, la energía del sistema fotovoltaico suficiente para asumir la carga.

- Abre I_r , asume la carga BAT1.
- Cierra I_{b2} y abre I_{b1} , asume la carga BAT2.
- Cierra I_{sf} , entra SF y asume la carga.
- La carga se mantiene alimentada por el SF de forma principal y BAT1 como respaldo.

Al finalizar el día, la el SF no posee la suficiente energía para seguir asumiendo la carga.

- Abre I_{sf} , asume la carga BAT2.
- Cierra I_{b1} y abre I_{b2} , asume la carga BAT1.
- Cierra I_r , entra REC y asume la carga.

La carga se mantiene alimentada por el REC de forma principal y BAT1 como respaldo, hasta que el SF tenga suficiente energía para asumir la carga, y se reinicia el ciclo.

- Se repiten los pasos descritos.

7.8.9. Verificación de solución de los problemas

A través de simulaciones de fallas de diferentes elementos del sistema de SSAA podrá observarse la respuesta del sistema, midiéndose de esta forma la

confiabilidad del mismo. Se presentarán hasta fallas simultáneas entre los elementos principales del sistema para verificar la mejora planteada en el proyecto.

1- Fuera de servicio TRSSAA 1

En este caso no afecta al sistema, pues cuenta con dos transformadores de SSAA **SI ES DE DIA**, el SF sigue asumiendo la carga mientras se carga el banco de baterías (BAT2) si es necesario.

SI ES DE NOCHE, el REC sigue asumiendo la carga mientras se carga el banco de baterías (BAT1) si es necesario.

2- Fuera de servicio TRSSAA 2

En este caso tampoco afecta al sistema, pues cuenta con dos transformadores de SSAA

SI ES DE DIA, el SF sigue asumiendo la carga mientras se carga el banco de baterías (BAT2) si es necesario.

SI ES DE NOCHE, el REC sigue asumiendo la carga mientras se carga el banco de baterías (BAT1) si es necesario.

3- Fuera de servicio de los transformadores de potencia (ambos transformadores de SSAA).

SI ES DE DIA, el SF sigue asumiendo la carga mientras se carga el banco de baterías (BAT2) si es necesario.

SI ES DE NOCHE, entra GGE, alimenta al REC y asume la carga mientras se carga el banco de baterías (BAT1) si es necesario.

4- Fuera de servicio de ambos transformadores de SSAA y el GGE no arranca.

Señalización en cuadro de alarmas por falla del GGE.

SI ES DE DIA, el SF sigue asumiendo la carga mientras se carga el banco de baterías (BAT2) si es necesario.

SI ES DE NOCHE, se queda bajo el sistema de banco de baterías en paralelo para aumentar la autonomía.

5- Falla en la línea de alimentación en C.A (más de 190 m)

SI ES DE DIA, el SF sigue asumiendo la carga mientras se carga el banco de baterías (BAT2) si es necesario.

SI ES DE NOCHE, se queda bajo el sistema de banco de baterías en paralelo para aumentar la autonomía.

6- Falla en el TDCA, actúa la protección de la alimentación del REC

Señalización en cuadro de alarmas por falla en alimentación del REC.

SI ES DE DIA, el SF sigue asumiendo la carga mientras se carga el banco de baterías (BAT2) si es necesario.

SI ES DE NOCHE, BAT1 asume la carga y si el problema persiste, se queda bajo el sistema de banco de baterías en paralelo para aumentar la autonomía.

7- Falla en el REC (cualquier falla)

Señalización en cuadro de alarmas por falla de la protección del REC (si es el caso).

SI ES DE DIA, el SF sigue asumiendo la carga mientras se carga el banco de baterías (BAT2) si es necesario.

SI ES DE NOCHE, BAT1 asume la carga, si el problema persiste, se queda bajo el sistema de banco de baterías en paralelo para aumentar la autonomía.

8- Persiste falla en el REC, actuó la protección (o cualquier falla), además, el SF no cuenta con energía suficiente para asumir la carga durante el día

El SF no puede asumir la carga, pero tiene la energía mínima necesaria para cargar al banco de baterías (BAT2), entonces. BAT2 asume la carga.

Si la falla persiste, se queda bajo el sistema de banco de baterías en paralelo para aumentar la autonomía.

9- Falla en el banco de baterías, opero la protección BAT1 o BAT2

Señalización en cuadro de alarmas por falla de la protección del banco de baterías.

SI ES DE DIA, el SF sigue asumiendo la carga.

SI ES DE NOCHE, el REC sigue asumiendo la carga.

Quedando como un sistema redundante con uno de los bancos de baterías como respaldo.

10- Falla SF, opero la protección

Señalización en cuadro de alarmas por falla de la protección del SF.

SI ES DE DIA, asume la carga BAT2 y se transfiere la carga sobre el REC.

SI ES DE NOCHE, el REC sigue asumiendo la carga sin problemas y con dos bancos de baterías como respaldo.

11- Falla SF, uno de los dos arreglos de los módulos fotovoltaicos está averiado (conexión de string en paralelo)

En horarios de captación máxima de radiación solar, uno de los arreglos todavía cuenta con capacidad para tomar la carga (propósito del sobredimensionamiento), o bien para cargar el banco de baterías.

12- Falla SF, controlador de carga MPPT1 o MPPT2 averiado

Uno de los controladores todavía cuenta con capacidad para alimentar la carga, ventajas de la conexión en paralelo de los controladores.

En la siguiente figura se puede apreciar los detalles del diagrama de flujo de funcionamiento descrito previamente de la alternativa proyectada.

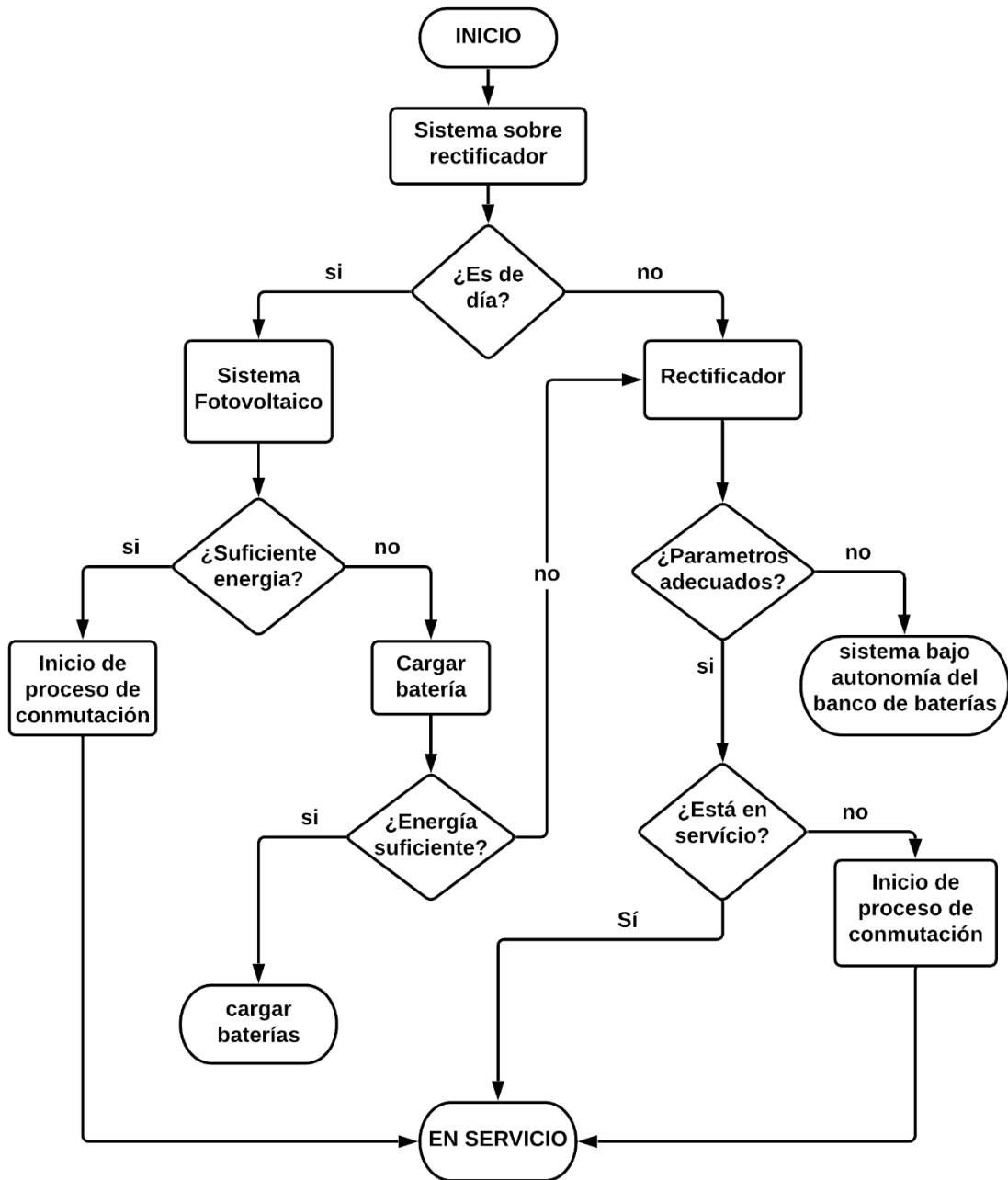


Figura 7.22: Diagrama de flujo de funcionamiento

7.8.10. Representación esquemática general del proyecto

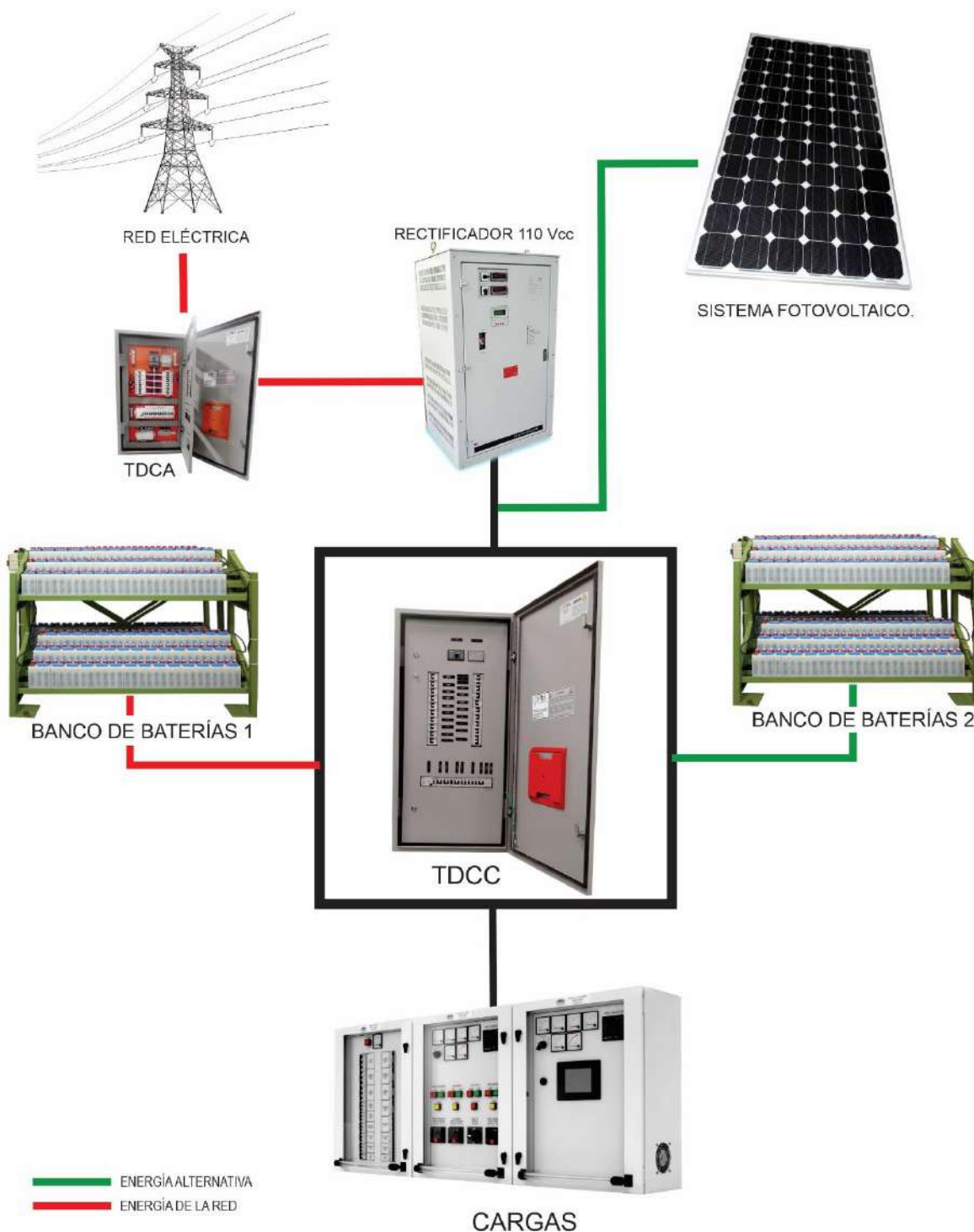


Figura 7.23: Esquema general de SSAA

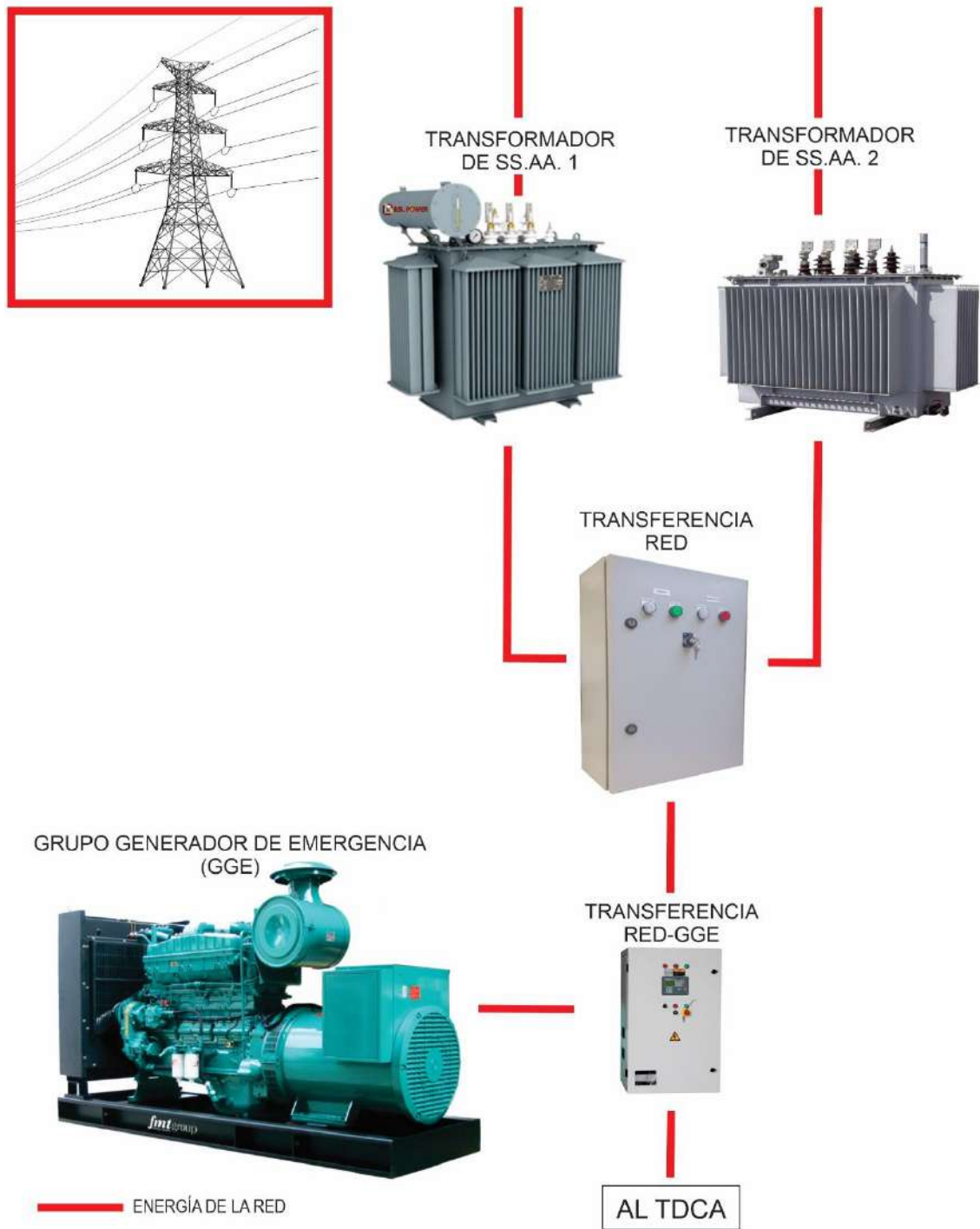


Figura 7.24: Esquema energía de la RED

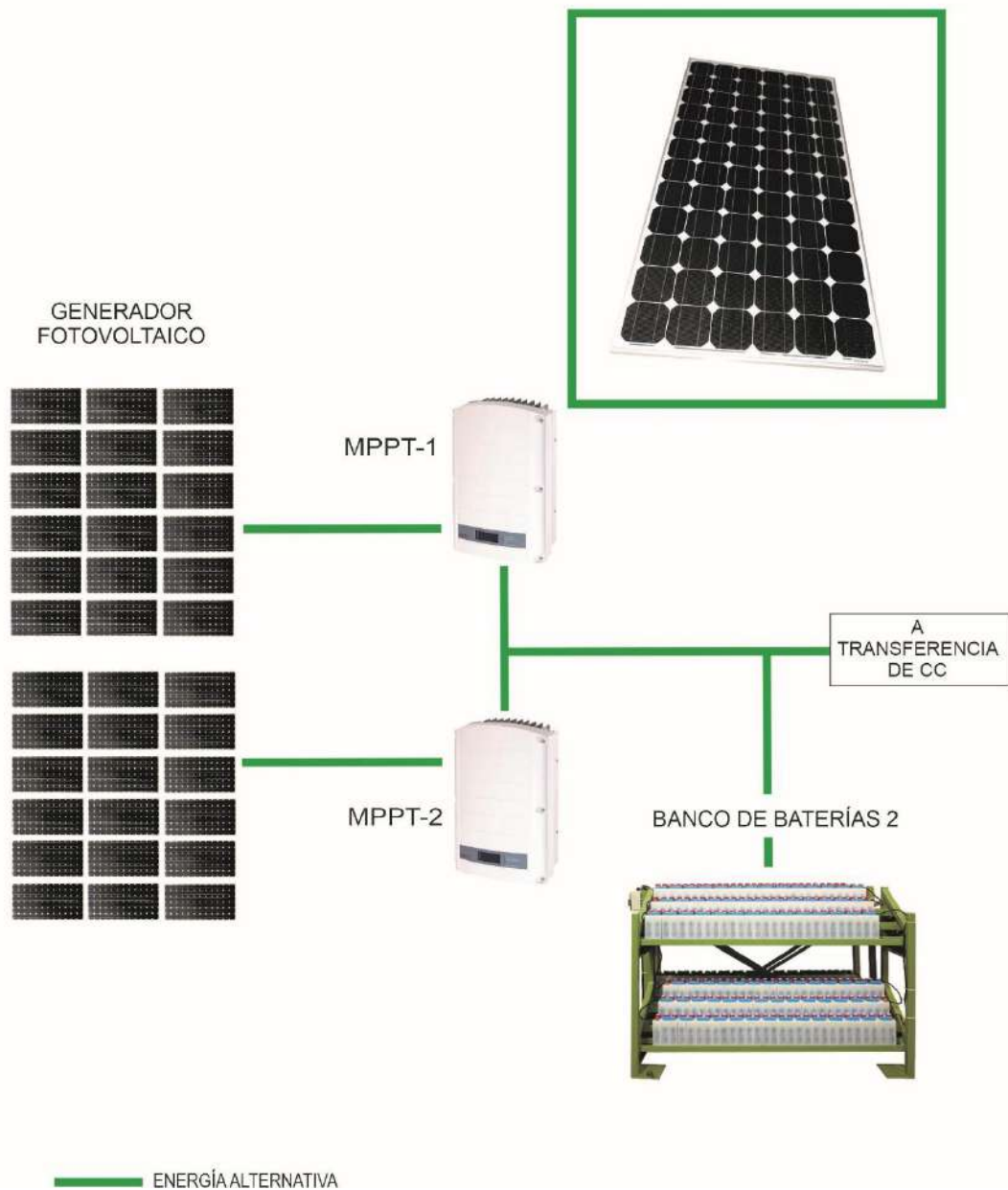


Figura 7.25: Esquema energía alternativa



Figura 7.26: Esquema de transferencia en corriente continua

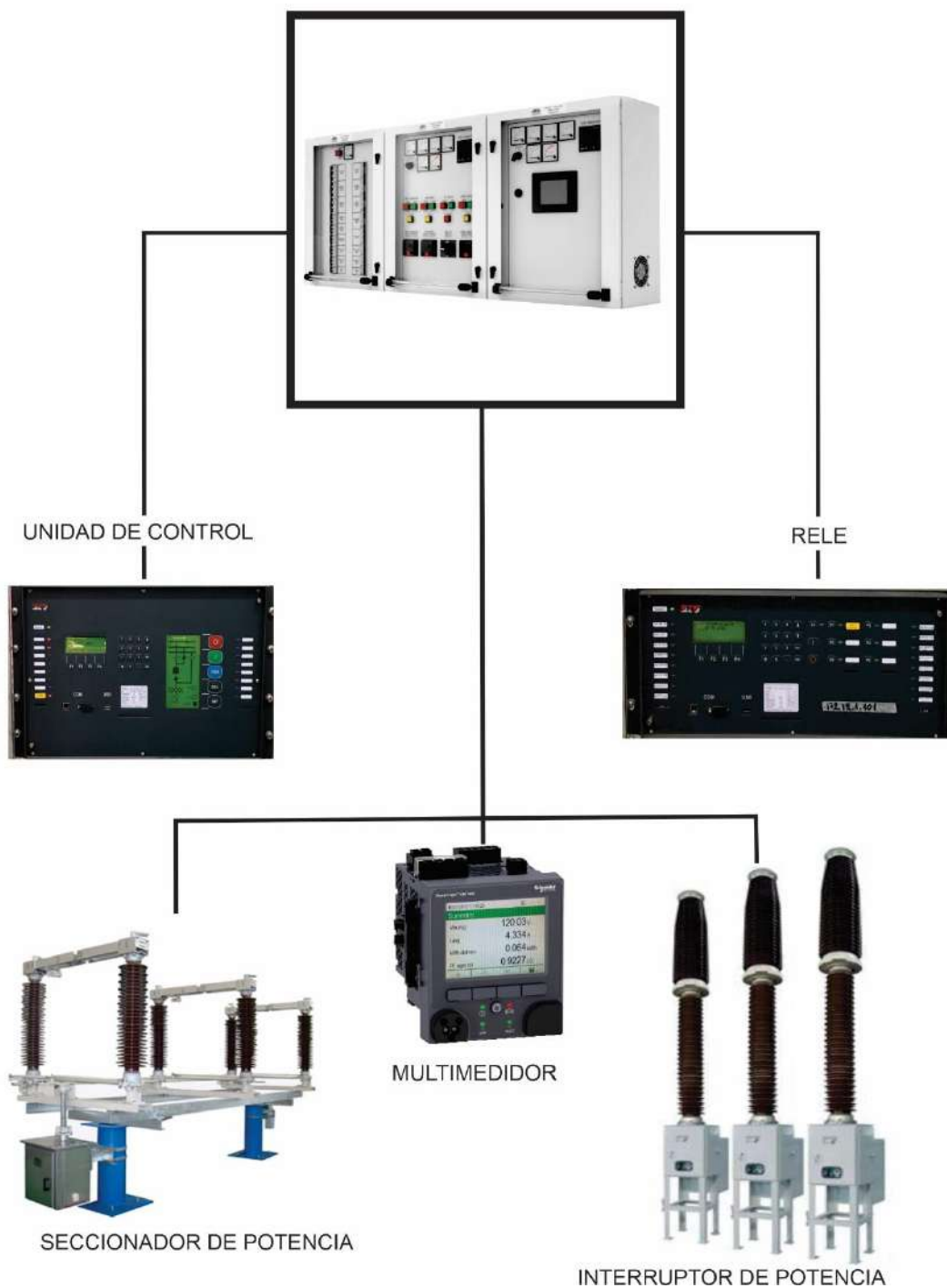


Figura 7.27: Esquema distribución de corriente continua

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se realizó una recolección de datos de 13 Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE. Con estos datos se pudo evidenciar una serie de situaciones problemáticas dentro del sistema de Servicios Auxiliares específicamente en 110 voltios de corriente continua, destinado entre otras funciones a alimentar los sistemas de protección y control.

Dada la cantidad de locales dentro del sistema mencionado, junto con la distancia geográfica considerable entre ellos, fue necesario seleccionar un local como referencia para el diseño más preciso de la fuente que sea segura y a la vez eficiente para alimentar los sistemas de protección y control de una Subestación. Para la selección del local de referencia se definieron criterios orientados a identificar el local con mayor influencia dentro del sistema.

La comparación en base a los criterios dio como resultado la selección de la Estación Coronel Oviedo como local de referencia para el desarrollo del proyecto. Un análisis más profundo de este local ha dejado a la luz una serie de condiciones que pueden ser mejoradas técnicamente. Tras el análisis de las deficiencias encontradas, se elaboró una serie de alternativas para atenuar las mismas, teniendo en cuenta una serie de criterios técnicos y económicos, de seguridad y sobre todo aquellas que resulten más amigables con el medio ambiente.

La alternativa seleccionada a partir de la aplicación de los criterios adoptados consistió en la incorporación de un sistema fotovoltaico con actualización del sistema de protección y señalización de los principales tableros del sistema de Servicios Auxiliares. El sistema fotovoltaico incorpora su propio banco de baterías de igual capacidad que el existente en la Estación con un sistema de transferencia automática controlado por un PLC para una mayor eficiencia.

Se realizó el diseño de la alternativa seleccionada para su aplicación puntual en la Estación de referencia, estableciendo las relaciones entre los principales componentes, el dimensionamiento de estos a partir de normas internacionales, además de la descripción del funcionamiento que finalmente queda plasmado en un diagrama de flujo.

Conforme evaluación económica del proyecto, se obtuvo una tasa interna de retorno del **16%**, lo cual indica que es rentable por ser mayor a la tasa de descuento considerada que fue del 9%. El periodo de retorno de inversiones es de 6 años 3 meses.

VI. CONCLUSIONES

Al término del presente proyecto se concluye que es posible realizar la implementación de una fuente de alimentación segura y eficiente para los sistemas de protección y control de las Estaciones y Subestaciones del Sistema Centro de la ANDE.

El local de referencia seleccionado ha dado la posibilidad de un diseño puntual considerando las condiciones existentes y definiendo criterios enfocados a la seguridad y eficiencia dentro del sistema de Servicios Auxiliares.

Se concluye también que el funcionamiento seguro de la fuente de alimentación para el sistema de protección y el sistema de control posee un valor trascendental pues un funcionamiento deficiente de cualquiera de los sistemas mencionados puede resultar en grandes pérdidas económicas para la ANDE en concepto de materiales o equipos y energía no facturada. Existen antecedentes de fallas que evidencian consecuencias desastrosas para el sistema de potencia.

Dada la aleatoriedad de las fallas mencionadas en el párrafo anterior para el análisis económico se han considerado solamente los costos que serán evitados con la implementación del sistema diseñado. Como resultado se obtiene una propuesta viable para un periodo de 10 años, lo cual es positivo considerando la vida útil de al menos 25 años de los elementos a ser instalados.

VII. RECOMENDACIONES

En base a los análisis realizados en la elaboración de este proyecto se anhela una escalada continua en el mejoramiento del campo estudiado, por esta razón se recomienda realizar estudios similares tomando otros locales del sistema como referencia.

Del mismo modo se recomienda realizar investigaciones similares tomando otro Sistema como muestra de estudio que sea de gran importancia dentro del SIN como lo es el Sistema Metropolitano por ejemplo.

Se recomienda la utilización del espacio sobrante de la cubierta de la sala de control y protección, para la apertura de otra línea de investigación, ya sea para aumentar la confiabilidad de la alimentación en corriente continua, o bien para la alimentación de otros equipos en corriente alterna.

Se visualiza la necesidad de realizar una Norma Paraguaya de diseño y cálculo de Sistemas Fotovoltaicos con criterios mínimos a ser aplicados.

Con miras a un futuro más sustentable se recomienda la aprobación de leyes que incentiven el uso de energías asequibles y no contaminantes.

VIII. BIBLIOGRAFIA

- [1] J. Raúll Martín, Diseño de Subestaciones Eléctricas, México, D.F.: McGraw-Hill, 1992.
- [2] C. F. Ramírez, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, Colombia: Mejía Villegas S.A., 2003.
- [3] S. J. Chapman, Máquinas eléctricas, México D.F.: Mc Graw Hill, 2012.
- [4] J. Trashorras Montecelos, Subestaciones eléctricas, Madrid: Paraninfo, 2015.
- [5] J. MAMEDE FILHO, Manual de Equipamientos Eléctricos, Rio de Janeiro: Grupo Editorial Nacional, 2013.
- [6] E. Harper, ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, México: LIMUSA.
- [7] G. L. C. d. O. Muzy, «Subestações Elétricas,» Rio de Janeiro, 2012.
- [8] «SUBNET Solutions INC.,» [En línea]. Available: <http://www.subnet.com/resources/dictionary/intelligent-electronic-device.aspx>. [Último acceso: 10 Agosto 2020].
- [9] E. Padilla, SUBSTATION AUTOMATION SYSTEMS: DESIGN AND IMPLEMENTATION, Caracas: Wiley, 2016.
- [10] R. L. Boylestad y L. Nashelsky, ELECTRÓNICA: TEORÍA DE CIRCUITOS Y DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS, México: PEARSON EDUCACIÓN, 2009.
- [11] Data Power, *MANUAL USE ID-2 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO*, Data Power.
- [12] Ó. Perpiñán Lamigueiro, A. Colmenar Santos y M. A. Castro Gil, Diseño de Sistemas Fotovoltaicos, J. de Haro Artes Gráficas, S.L., 2012.
- [13] R. Pons Tabascar, «Proyecto de Instalación Solar Fotovoltaica Para Bloque de Viviendas,» Valencia, 2016.
- [14] Colectivo, La energía solar. Aplicaciones prácticas, Sevilla: PROGENSA, 2009.
- [15] S. Fernández Vargas, DISEÑO E INDUSTRIALIZACION DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 2 KW INTEGRADO EN VIVIENDAS PREFABRICADAS, Valencia, 2017.
- [16] «EFIMARKET,» [En línea]. Available: efimarket.com/blog/string-una-instalacion-fotovoltaica/#:~:text=En%20fotovoltaica%20muchas%20veces%20se,que%20si%20tiene%20dos%20strings.. [Último acceso: 12 Agosto 2020].

- [17] «AutoSolar,» [En línea]. Available: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/conexion-de-las-placas-solares-tipos-y-puntos-a-tener-en-cuenta>.
- [18] J. A. Ladrón de Guevara, DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA, Madrid.
- [19] J. Acedo Sánchez, INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL BÁSICO DE PROCESOS, Madrid: Díaz de Santos, 2013.
- [20] «Baterías y Amperios,» [En línea]. Available: <https://bateriasyamperios.wordpress.com/2014/04/07/conexiones-en-serie-y-en-paralelo-para-varias-baterias/>. [Último acceso: 4 Septiembre 2020].
- [21] «Monsolar,» [En línea]. Available: <https://www.monsolar.com/blog/regulador-solar-mppt-o-pwm/>. [Último acceso: 6 Septiembre 2020].
- [22] «TRITEC,» [En línea]. Available: <https://tritec-intervento.cl/diferencia-entre-controlador-de-carga-pwm-y-mppt/>. [Último acceso: 6 Septiembre 2020].
- [23] J. Aguilera y L. Hontoria, Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos, UNIVERSIDAD DE JAÉN.
- [24] Diseño de un sistema solar fotovoltaico, T.M. Molina de Segura (Murcia), Valencia: Universidad Politecnica de Valencia, 2015.
- [25] «ABCFINANZAS,» [En línea]. Available: <https://www.abcfinanzas.com/administracion-financiera/estados-financieros/presupuesto-de-efectivo>. [Último acceso: 20 08 2020].
- [26] G. A. y. C. WELSCH, PRESUPUESTOS: Planificación y Control, México: PEARSON EDUCACION, 2005.
- [27] «ECONOMIPEDIA,» [En línea]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>. [Último acceso: 2020 08 25].
- [28] «ECONOMIPEDIA,» [En línea]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>. [Último acceso: 25 08 2020].
- [29] Universidad ESAN, [En línea]. Available: <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2017/01/el-pri-uno-de-los-indicadores-que-mas-llama-la-atencion-de-los-inversionistas/#:~:text=El%20per%C3%ADodo%20de%20recuperaci%C3%B3n%20de,ser%3%A1%20cubierta%20la%20inversi%C3%B3n%20inicial..> [Último acceso: 27 08 2020].
- [30] A. I. VILLARREAL, EVALUACION FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSION, Bogotá: Norma S.A., 1988.
- [31] A. T. Leland Blank, INGENIERÍA ECONÓMICA, México, D.F.: McGraw-Hill Interamericana, 2006.

- [32] Sistema Nacional de Inversión Pública, «Actualización de la Tasa Social de Descuento,» 2017.
- [33] M. Martinez Varona, A. Fernandez arrocha, E. Molina Esquivel y R. Garcia Roche, «Grupo Electrogeno y su impacto ambiental,» *Higiene y sanidad ambiental*, vol. 7, pp. 217-221, 2007.

IX. APÉNDICE

Apéndice A: Resumen ejecutivo

Apéndice A.1: Ahorro por consumo de energía eléctrica

Los detalles del cálculo de ahorro por consumo de energía eléctrica pueden apreciarse en la siguiente tabla. Para dicho cálculo se considera la potencia necesaria para la alimentación del sistema a través del rectificador de 110 Vcc, las horas de servicio por día, por mes y por año. Como resultado se obtiene la energía total consumida durante un año, esta última multiplicada por el costo en guaraníes por kWh de energía representa el ahorro en este concepto que se convierten en beneficios para la empresa con la implementación del proyecto. Valoración

CALCULO DE AHORRO ANUAL POR CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA						
Potencia [KW]	En servicio h/día	En servicio h/mes	En servicio h/año	Energía KWh/año	Guaraníes por [kWh]	Costo total anual
11,55	10	300	3.600	41.580	400	16.632.000 ₡

Tabla A.52: Cálculo de ahorro por consumo de energía eléctrica del sistema

Apéndice A.2: Ahorro por energía no facturada por fallas en el sistema de control

En la siguiente tabla se puede observar una estimación de la energía no suministrada durante los retrasos en la normalización de los transformadores de potencia de la ES-COV. La cantidad corresponde a un total de 1 hora de fuera de servicio del Transformador de potencia nominal de 41,6 MVA. Si bien no se cuenta con registro de los retrasos, para cálculos estimativos se asume aproximadamente la potencia nominal del Transformador, con factor de potencia cercano a la unidad. Estableciendo el costo por kWh de energía, el producto de estos dos totaliza el monto de energía no facturada y que se convierten en beneficios para la empresa con la implementación del proyecto.

CALCULO DE AHORRO DE ENERGIA NO FACTIRADA POR FALLAS EN EL SISTEMA DE CONTROL				
Potencia [Kw]	Horas de falla	Potencia Kwh/año	Guaraníes por [kWh]	Costo total anual
40.000	1	40.000	400	16.000.000 ₺

Tabla A.53: Cálculo de ahorro de energía eléctrica no facturada

Apéndice A.3: Ahorro de consumo de combustible del GGE por mantenimiento de los transformadores de SSAA

En la Tabla A.54 se puede observar el consumo de combustible expresado en litros por hora, el tiempo necesario para realizar el mantenimiento, el consumo total de combustible por año y costo por cada litro de combustible, el producto de estos dos últimos totaliza el costo total anual equivalente al consumo de combustible y que con el diseño del proyecto se convierten en beneficios para la empresa.

Eso sin mencionar la cantidad de CO2 emitida por el GGE que se impide expulsar al ambiente.

CALCULO DE AHORRO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE DEL GGE POR MTTTO DE LOS TR'S-SS.AA				
Consumo l/h	Horas de mto.	Consumo l/año	Guaraníes por litro	Costo total anual
20	8	160	5.450	872.000 ₺

Tabla A.54: Cálculo de ahorro de consumo de combustible por mantenimiento

Apéndice A.4: Ahorro de consumo de combustible del GGE debido a fueras de servicios por fallas

En la Tabla A.55 se puede observar el consumo de combustible expresado en litros por hora, el tiempo de fuera de servicio, la cantidad de fueras de servicio promedio por año, el consumo total de combustible por año y el costo por cada litro de combustible, el producto de estos dos últimos totaliza el costo total anual equivalente al consumo de combustible y que con el diseño se convierten en beneficios para la empresa.

Nuevamente sin mencionar la cantidad de CO2 emitida por GGE que se evita expulsar al ambiente.

CALCULO DE AHORRO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE DEL GGE FUERA DE SERVICIO POR FALLA					
Consumo l/h	Horas fuera de serv.	Fuera de serv./año	Consumo l/año	Guaraníes por litro	Costo total anual
20	3	2	120	5.450	654.000 ₺

Tabla A.55: Cálculo de ahorro de consumo de combustible por fuera de servicio

Apéndice A.5: Ahorro de consumo de combustible por viajes programados

En la Tabla A.56 se puede observar el consumo de combustible expresado en litros por cada 100 km, así como también su equivalencia en litros por cada km realizado, la distancia en km por cada reclamo, la cantidad de reclamos promedio por año, el consumo total de combustible por la cantidad de reclamos por año y el costo por cada litro de combustible, el producto de estos dos últimos totaliza el costo total anual equivalente al consumo de combustible y que con el diseño se convierten en beneficios para la empresa.

Del mismo modo que el apartado anterior, nuevamente se evita la dispersión de CO₂ al ambiente.

CALCULO DE AHORRO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR VIAJE PROGRAMADO						
Consumo l/100 km	Consumo l/km	Distancia km/reclamo	Reclamos por año	Total l/reclamo	Guaraníes por litro	Costo total anual
12	0,12	300	8	288	5.450	1.569.600 ₺

Tabla A.56: Cálculo de ahorro de consumo de combustible por mantenimiento correctivo

Apéndice A.6: Ahorro de horas hombre y viáticos por mantenimientos correctivos

En la Tabla A.57 y Tabla A.58 se observan los detalles para el cálculo del ahorro de costo horas hombre y viáticos por mantenimientos correctivos, cuyo costo total anual se obtiene al realizar el producto entre la cantidad de reclamos por año y el costo por reclamo. Con el diseño proyectado se convierten en beneficios para la empresa.

AHORRO DE HORAS HOMBRE POR MANTENIMIENTO CORRECTIVO					
Horas por reclamo	Guaraníes por hora	Personas por reclamo	Reclamos por año	Guaraníes por reclamo	Costo total anual
16	35.000	2	8	1.120.000	8.960.000 ₺

Tabla A.57: Ahorro de horas hombre por mantenimiento correctivo

AHORRO DE COSTO DE VIATICOS					
Días por reclamo	Guaraníes por día	Personas por reclamo	Reclamos por año	Guaraníes por reclamo	Costo total anual
2	350.000	2	8	1.400.000	11.200.000 ₺

Tabla A.58: Ahorro de costo de viáticos por mantenimiento correctivo

Apéndice A.7: Detalle de costos

ACTUALIZACIÓN PROTECCIÓN Y SEÑALIZACIÓN				
DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Interruptor tetrapolar de tecnología MCCB o de mayor prestación (ICCB o LVPCB) con rango ajustable de 120-400 (A) AC	Uds.	1	900.000 ₺	900.000 ₺
Interruptor tripolar de tecnología MCCB o de mayor prestación (ICCB o LVPCB) con rango ajustable de 6-40 (A) AC	Uds.	1	600.000 ₺	600.000 ₺
Interruptor bipolar de tecnología MCCB o de mayor prestación (ICCB o LVPCB) con rango ajustable de 60-120 (A) CC	Uds.	3	600.000 ₺	1.800.000 ₺
Para la actualización de señalización, un relé falta de fase, un frecuencímetro digital, un horómetro, un sensor analógico, un sensor digital, seis contacto auxiliar lateral 2 NA, tres luz piloto LED de 22 mm 220 Vac, tres luz piloto LED de 22 mm 110 Vcc y tres alarma acústica.	Global	1	2.000.000 ₺	2.000.000 ₺
SUBTOTAL ACTUALIZACIÓN PROTECCIÓN Y SEÑALIZACIÓN				5.300.000 ₺

Tabla A.59: Costo de actualización protección y señalización

SISTEMA FOTOVOLTAICO				
DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Para la estructura de base. Perfil de acero ángulo laminado confinado en frio 14 tiras de 6 m de 5/16"x3". Perfil de acero ángulo laminado 4 tiras de 6 m de 1/8"x2". Malla metálica expandida galvanizada de 3 m x 1,20 m x 5/16".	Global	1	8.450.000 ₡	8.450.000 ₡
Para los soportes de los módulos. Estructura del tipo galvanizada en caliente para 36 módulos con tornillos y accesorios complementarios de acero inoxidable.	Global	1	13.800.000 ₡	13.800.000 ₡
Módulo fotovoltaico de silicio mono-cristalino de 370 Wp de potencia. Total	Global	1	36.000.000 ₡	36.000.000 ₡
Controlador de carga con tecnologías MPPT de 8 kW de potencia, voltaje PV máxima 480 Vcc, voltaje nominal de la batería 48, 72, 96, 120 Vcc, corriente máxima de carga 40 A. Instalación, configuración y puesta en marcha.	Uds.	2	7.500.000 ₡	15.000.000 ₡
Banco de baterías Ni-Cd 1,2 V de 300 Ah, número de elementos del banco 85. Incluye estructura soporte, montaje e instalación	Uds.	1	90.666.666 ₡	90.666.666 ₡
Bandeja perforada tipo "U" galvanizada con tapa, de dimensiones 3000x150x50 en mm y con un espesor mínima de 2 mm, más accesorios para unión. Tornillos y accesorios complementarios para fijar las bandejas de acero inoxidable.	m	16	80.000 ₡	1.280.000 ₡
SUBTOTAL SISTEMA FOTOVOLTAICO				165.196.666 ₡

Tabla A.60: Costo del Sistema Fotovoltaico

CONDUCTORES Y PUESTA A TIERRA				
DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Generador fotovoltaico a barra de protección. Suministro e instalación de conductores unipolares flexibles de (Cu) electrolítico y templado blando, aislado con polietileno reticulado (XLPE) y relleno de compuesto poliolefinico de baja emisión de humos y libre de alógenos (LSOH), instalado en bandejas perforadas de sección 1x6 mm ² .	m	52	4.098 ₡	213.096 ₡

Barra de protección a controladores de carga. Suministro e instalación de conductores unipolares flexibles de (Cu) electrolítico y templado blando, aislado con polietileno reticulado (XLPE) y relleno de compuesto poliolefinico de baja emisión de humos y libre de alógenos (LSOH), instalado al aire de sección 1x6 mm ² .	m	2	4.098 ₺	8.196 ₺
Banco de baterías a tablero de transferencia. Suministro e instalación de conductores unipolares flexibles de (Cu) electrolítico y templado blando, aislado con polietileno reticulado (XLPE) y relleno de compuesto poliolefinico de baja emisión de humos y libre de alógenos (LSOH), instalado en canaletas de sección 1x35 mm ² .	m	12	22.034 ₺	264.408 ₺
Cableado del sistema de transferencia automática. Suministro e instalación de conductores unipolares flexibles de (Cu) electrolítico y templado blando, aislado con material termoplástico de baja emisión de humos y libre de alógenos (LSOH), instalado al aire de sección 1x1 mm ² .	m	6	1.500 ₺	9.000 ₺
Para el sistema de puesta a tierra. Conductores unipolares flexibles, formados por hilos de cobre (Cu) electrolítico y templados blando, aislado con polietileno reticulado (XLPE) y relleno de compuesto poliolefinico de baja emisión de humos y libre de alógenos (LSOH), instalado al aire y sección 1x16 mm ² .	m	25	9.947 ₺	248.675 ₺
SUBTOTAL CONDUCTORES Y PUESTA A TIERRA				743.375 ₺

Tabla A.61: Costo de conductores y puesta a tierra

TRANSFERENCIA DE CC				
DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Gabinete de dos compartimientos, construida de acero de chapa doblada de espesor no menor a 2,5 mm, base hecha de perfiles de acero tipo "U" zincados en caliente y dimensiones de 2300x1300x550 mm (alto, largo, ancho).	Uds.	1	4.000.000 ₺	4.000.000 ₺
Protección contra cortocircuitos y sobrecarga, interruptor termomagnético bipolar para aplicaciones solares de 32 (A) corriente continua a 600 (V).	Uds.	4	82.800 ₺	331.200 ₺
Protección contra cortocircuitos y sobrecarga, interruptor termomagnético bipolar para aplicaciones solares de 50 (A) corriente continua a 600 (V).	Uds.	2	82.800 ₺	165.600 ₺

Protección contra sobretensiones transitorias, dispositivos de sobretensión o supresor de tensión DPS para aplicaciones solares de 600 (V) y 40 (kA).	Uds.	4	93.000 ₡	372.000 ₡
Controlador lógico programable PLC, de 14 entradas y 10 salidas con capacidad de conectar módulos de expansión y puerto de conexión de red de área local LAN, pantalla de interfaz de usuario, fuente de energía de 24 Vcc/3 A, cuatro contactores bipolar para categorías de utilización en corriente continua ,4 relés auxiliares y elementos para señalización.	Uds.	1	7.000.000 ₡	7.000.000 ₡
SUBTOTAL TRANSFERENCIA DE CC				11.868.800 ₡

Tabla A.62: Costo de transferencia en corriente continua.

Apéndice A.8: Análisis de sensibilidad

AÑO	INVERSION	BENEFICIO	FLUJO DE CAJA	HISTORIAL DEL VAN
0	266.301.493 ₡	0 ₡	-266.301.493 ₡	
1	0 ₡	59.150.800 ₡	59.150.800 ₡	-212.034.704 ₡
2	0 ₡	59.150.800 ₡	59.150.800 ₡	-162.248.659 ₡
3	0 ₡	59.150.800 ₡	59.150.800 ₡	-116.573.388 ₡
4	0 ₡	59.150.800 ₡	59.150.800 ₡	-74.669.470 ₡
5	0 ₡	59.150.800 ₡	59.150.800 ₡	-36.225.509 ₡
6	0 ₡	59.150.800 ₡	59.150.800 ₡	-955.820 ₡
7	0 ₡	59.150.800 ₡	59.150.800 ₡	31.401.694 ₡
8	0 ₡	59.150.800 ₡	59.150.800 ₡	61.087.485 ₡
9	0 ₡	59.150.800 ₡	59.150.800 ₡	88.322.157 ₡
10	0 ₡	59.150.800 ₡	59.150.800 ₡	113.308.094 ₡
		TIR:	18%	

Tabla A.63: Flujo de caja para el escenario optimista

AÑO	INVERSION	BENEFICIO	FLUJO DE CAJA	HISTORIAL DEL VAN
0	266.301.493 ¢	0 ¢	-266.301.493 ¢	
1	0 ¢	46.098.000 ¢	46.098.000 ¢	-224.009.750 ¢
2	0 ¢	46.098.000 ¢	46.098.000 ¢	-185.209.986 ¢
3	0 ¢	46.098.000 ¢	46.098.000 ¢	-149.613.871 ¢
4	0 ¢	46.098.000 ¢	46.098.000 ¢	-116.956.886 ¢
5	0 ¢	46.098.000 ¢	46.098.000 ¢	-86.996.349 ¢
6	0 ¢	46.098.000 ¢	46.098.000 ¢	-59.509.618 ¢
7	0 ¢	46.098.000 ¢	46.098.000 ¢	-34.292.433 ¢
8	0 ¢	46.098.000 ¢	46.098.000 ¢	-11.157.401 ¢
9	0 ¢	46.098.000 ¢	46.098.000 ¢	10.067.398 ¢
10	0 ¢	46.098.000 ¢	46.098.000 ¢	29.539.692 ¢
		TIR:	11%	

Tabla A.64: Flujo de caja para el escenario pesimista

APÉNDICE B: INGENIERÍA DE DISEÑO

Apéndice B.1: Diagrama mímico de ES y SE en estudio

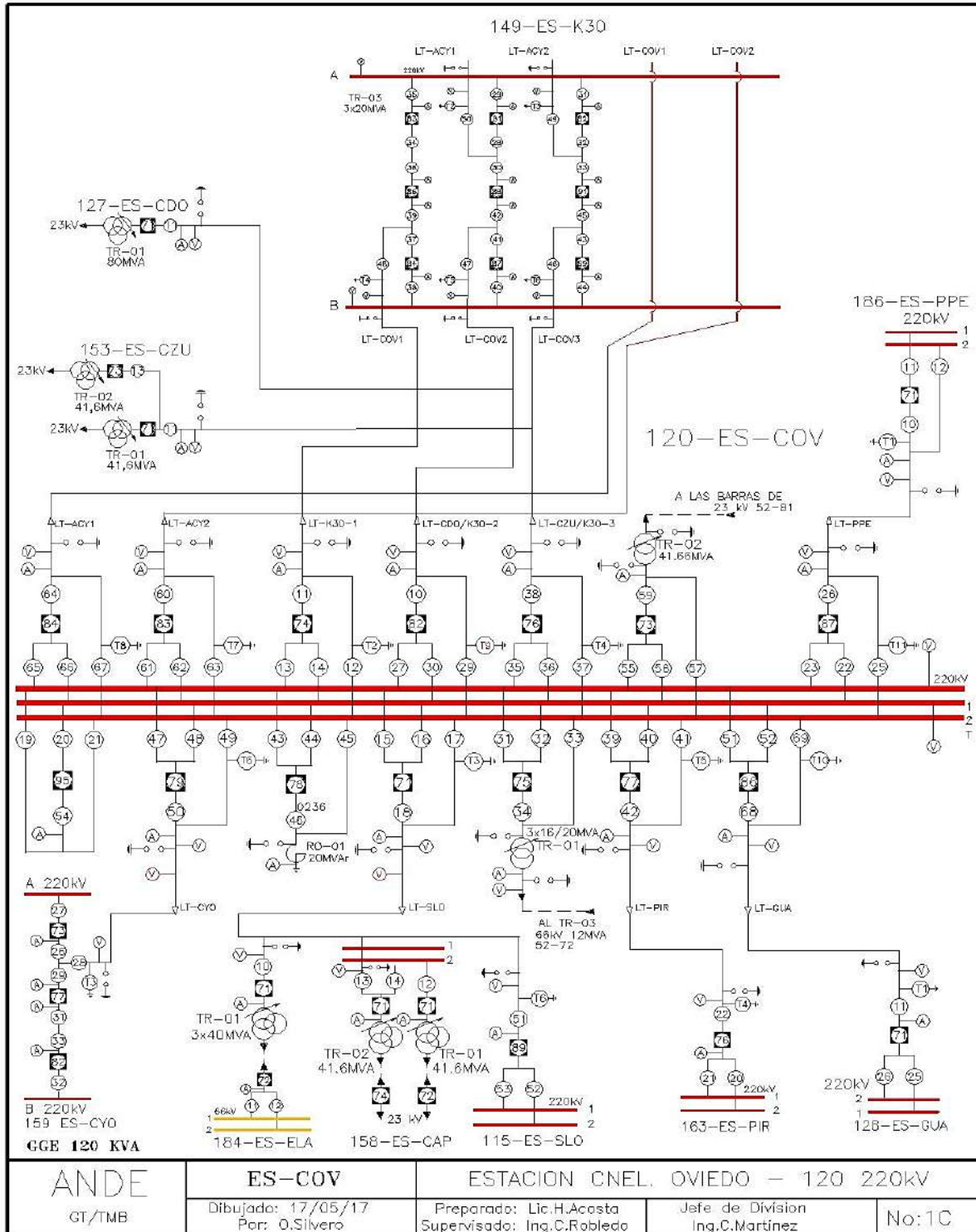


Figura B.28: Diagrama mímico ES-COV.

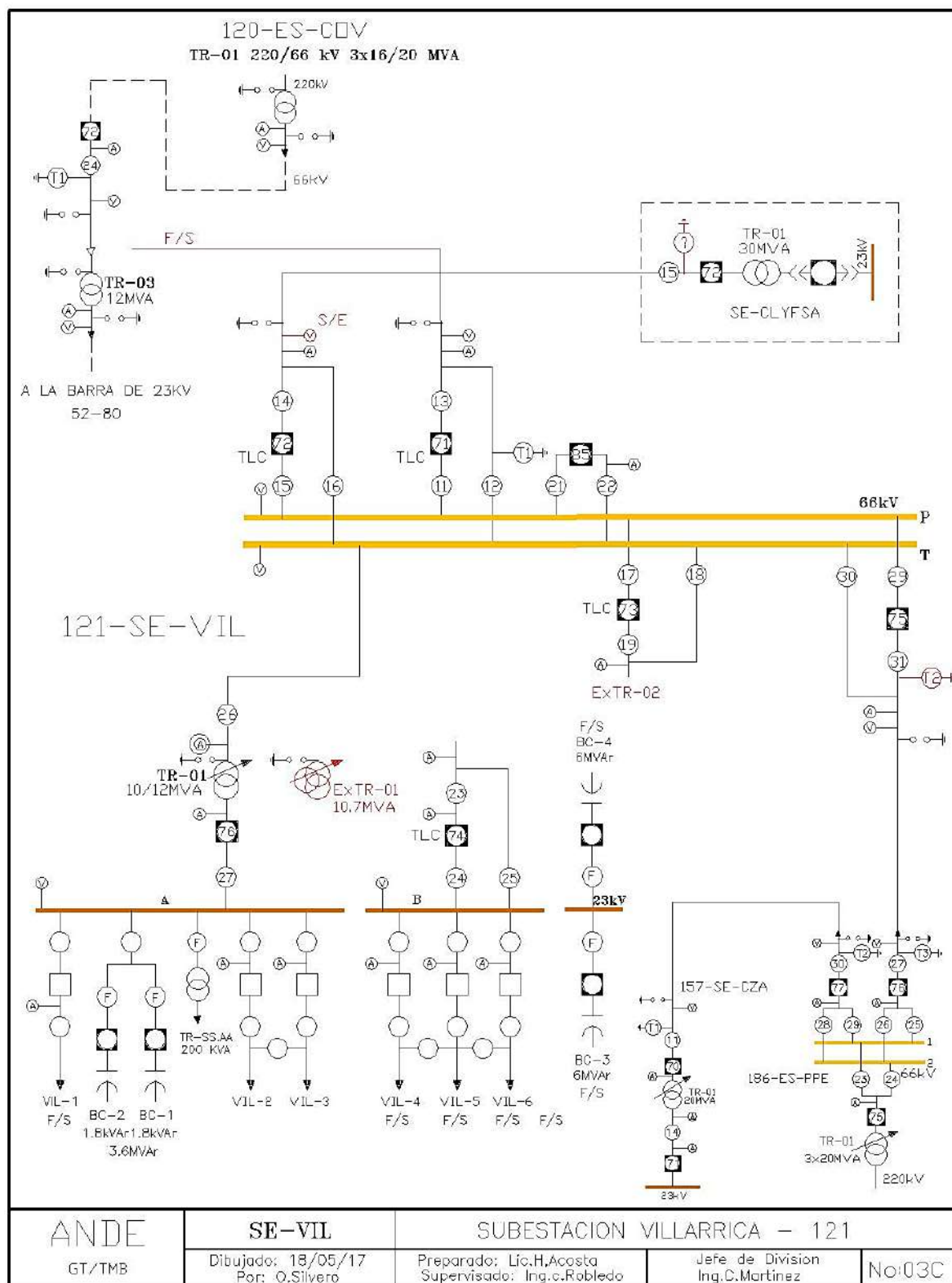


Figura B.29: Diagrama mímico SE-VIL

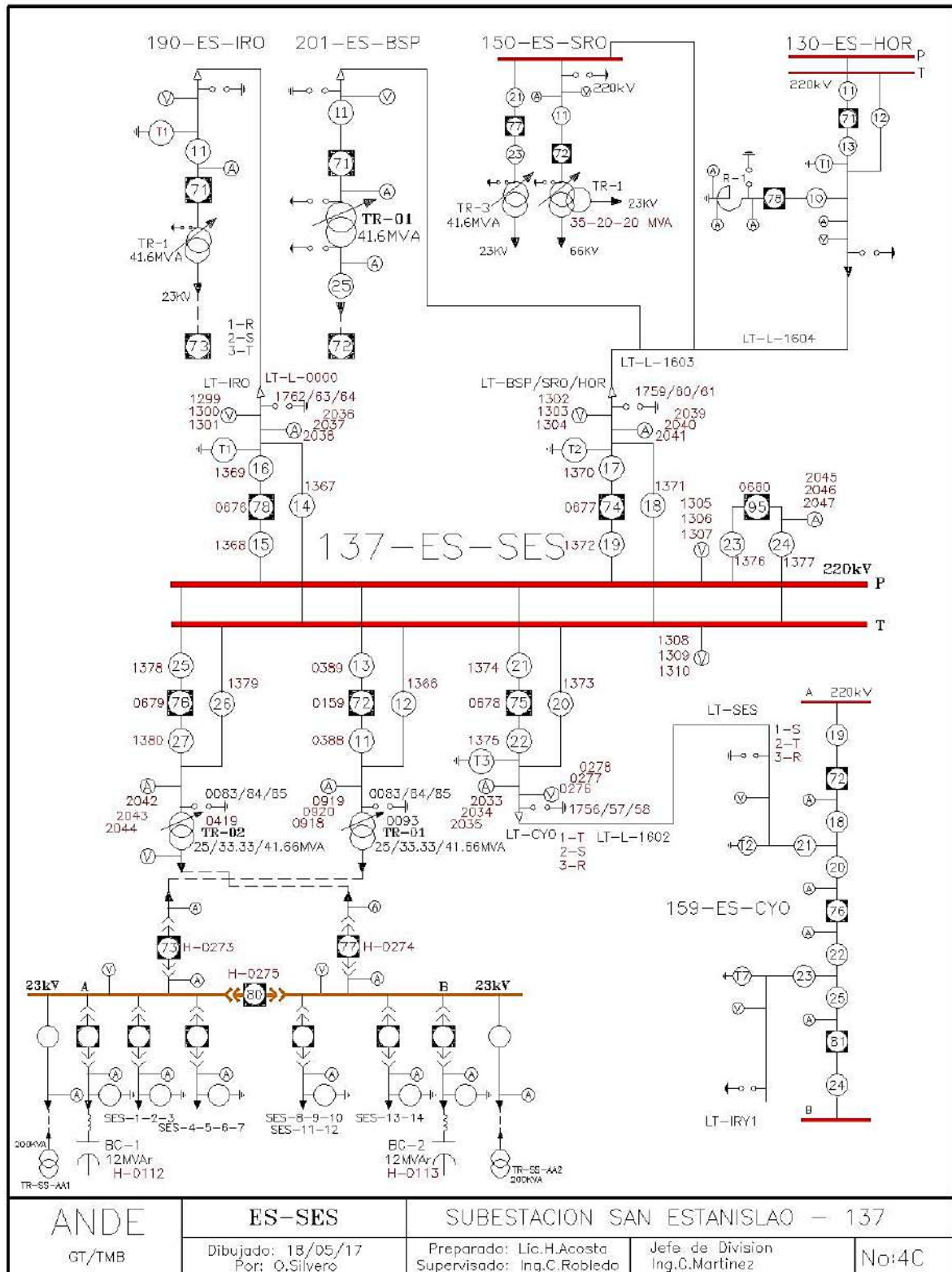


Figura B.30: Diagrama mímico ES-SES

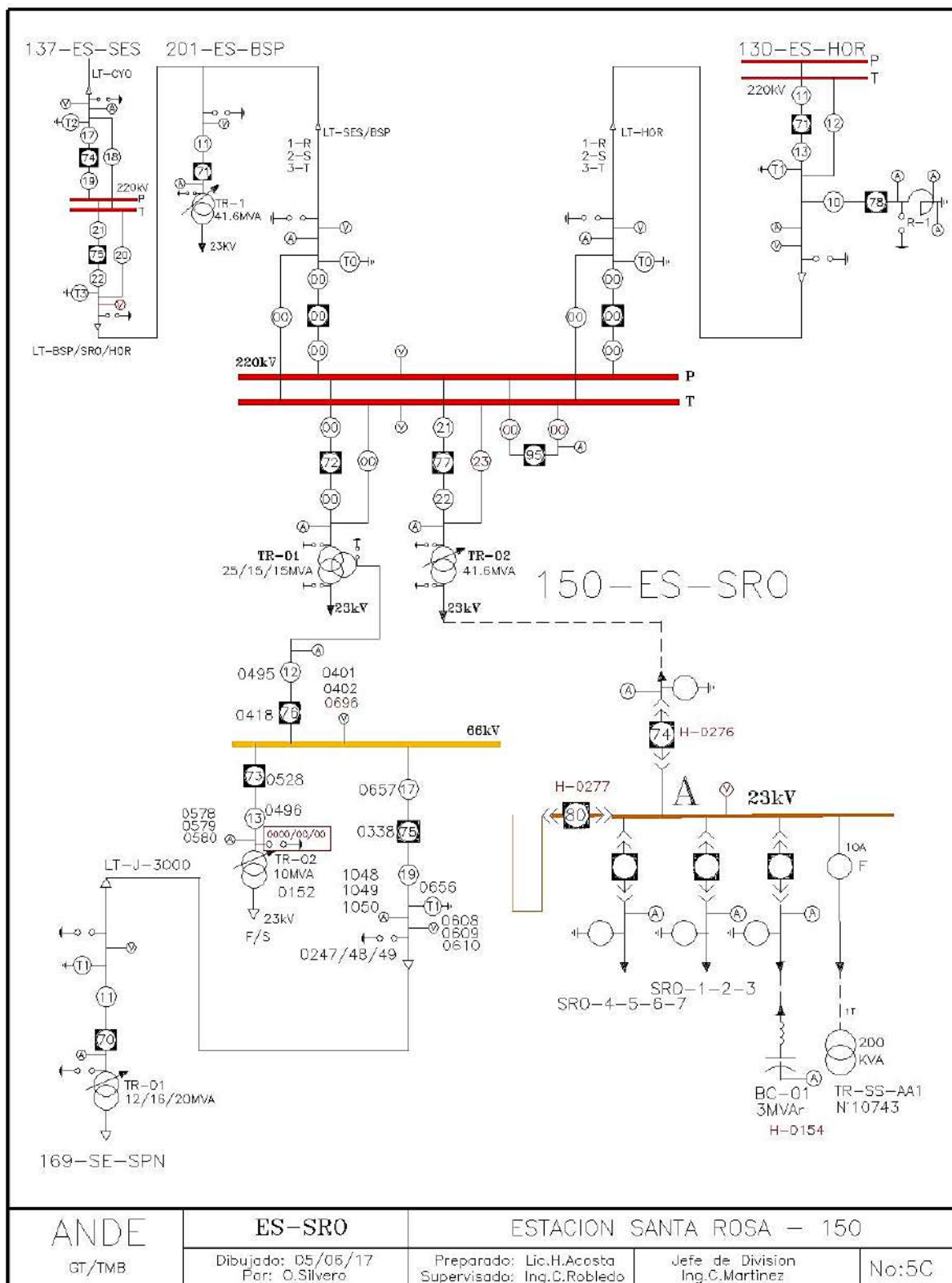


Figura B.31: Diagrama mímico ES-SRO

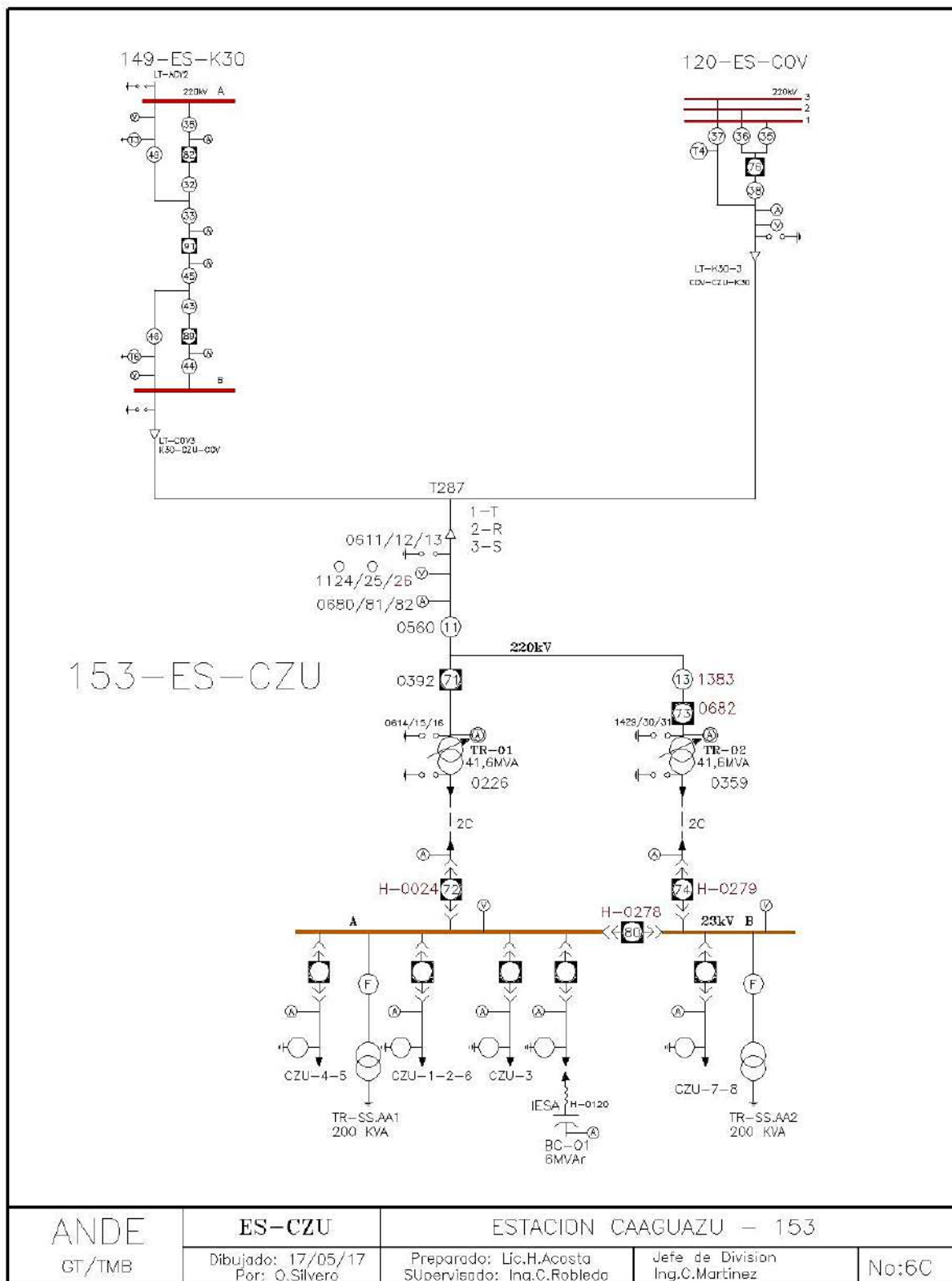


Figura B.32: Diagrama mímico ES-ZCU

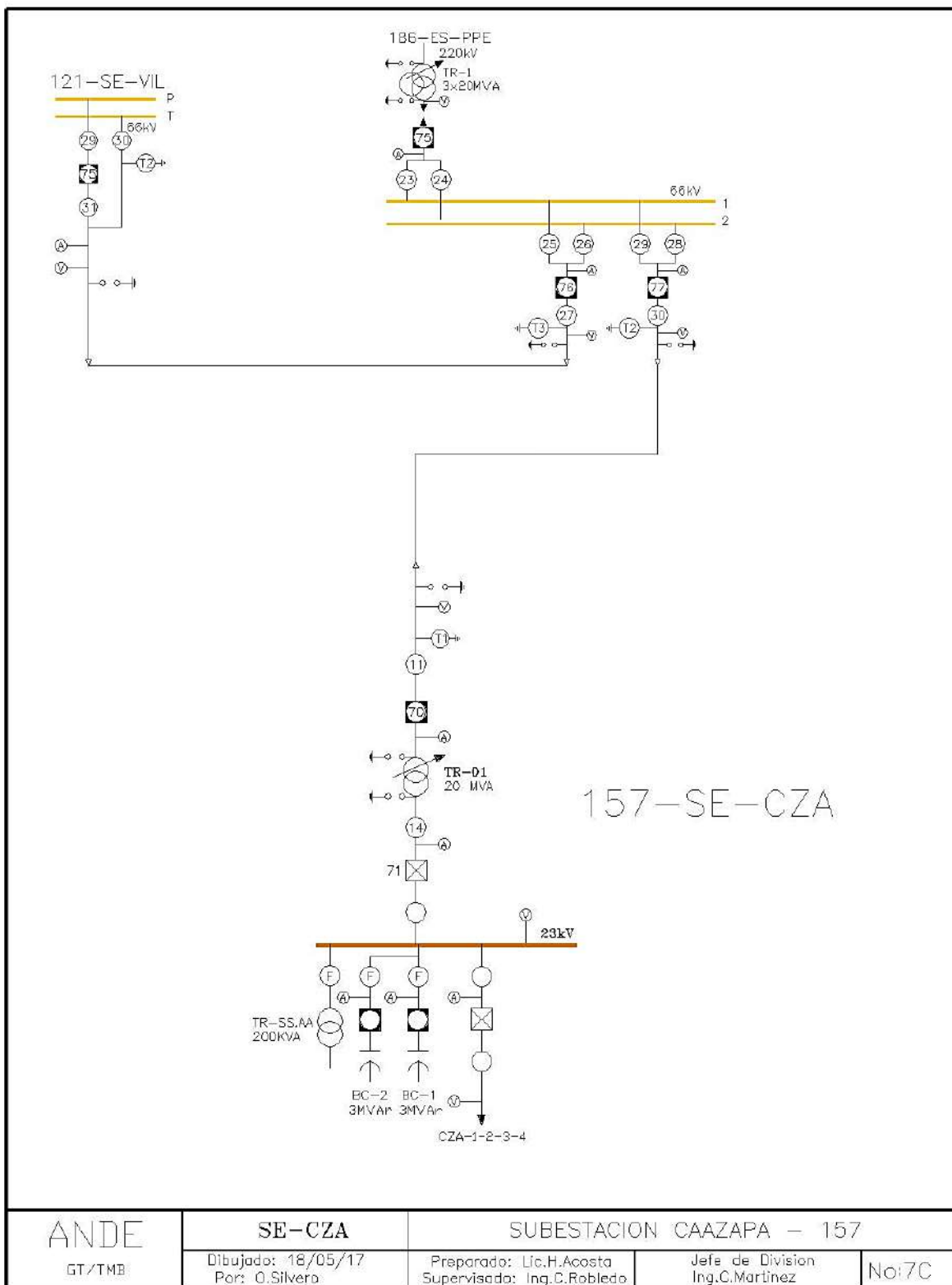


Figura B.33: Diagrama mímico SE-CZA

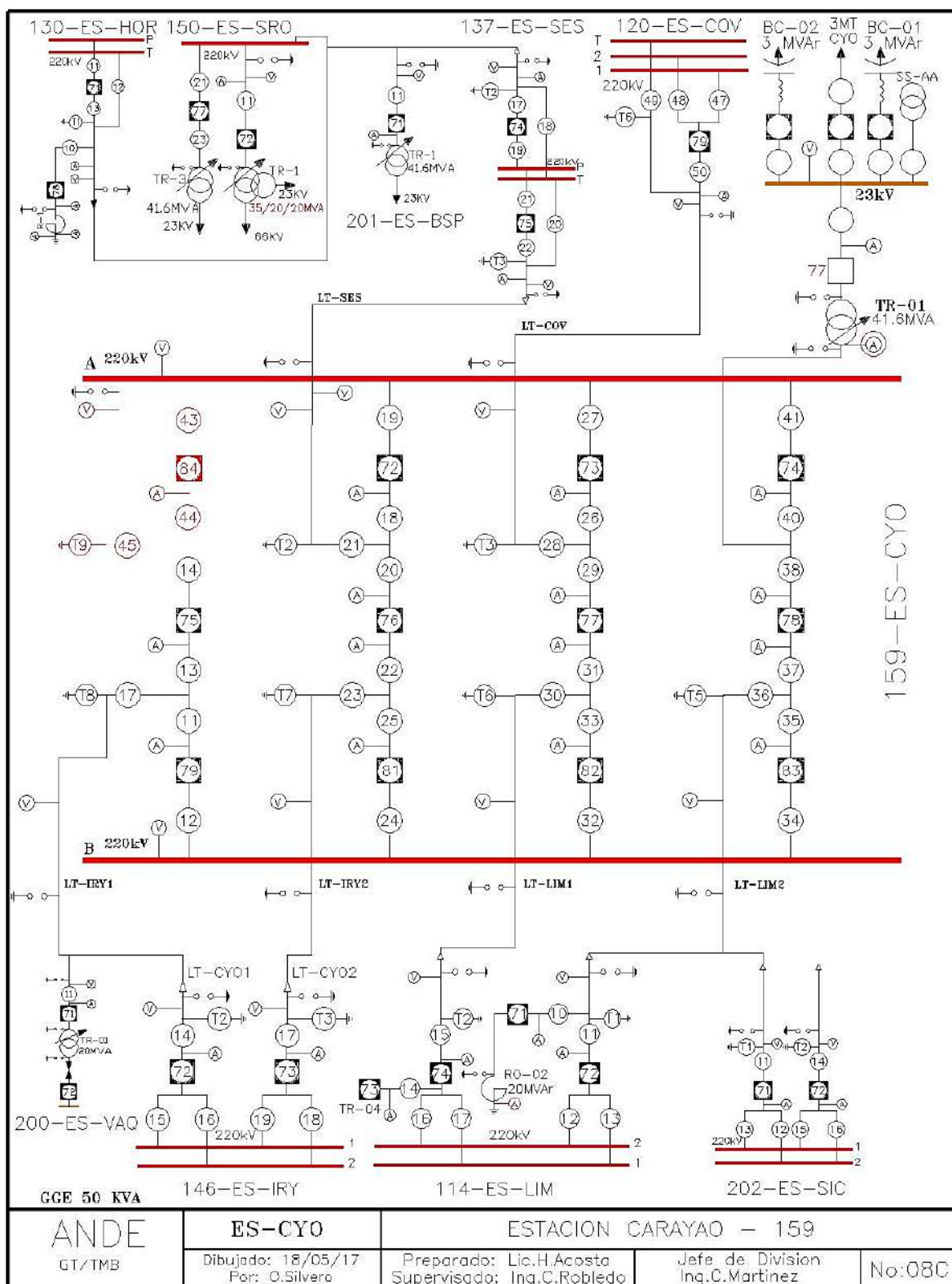


Figura B.34: Diagrama mímico ES-CYO

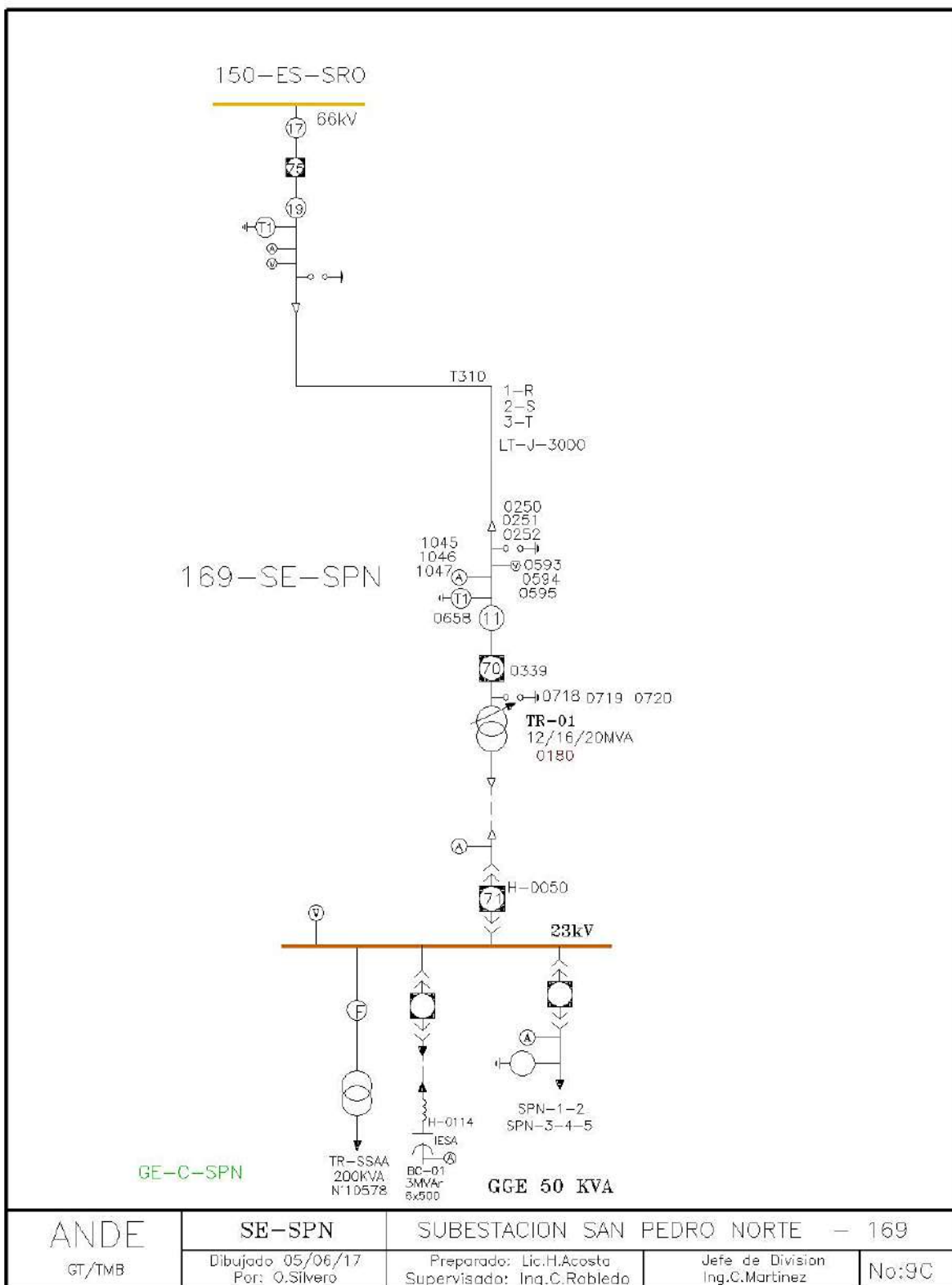


Figura B.35: Diagrama mímico SE-SPN

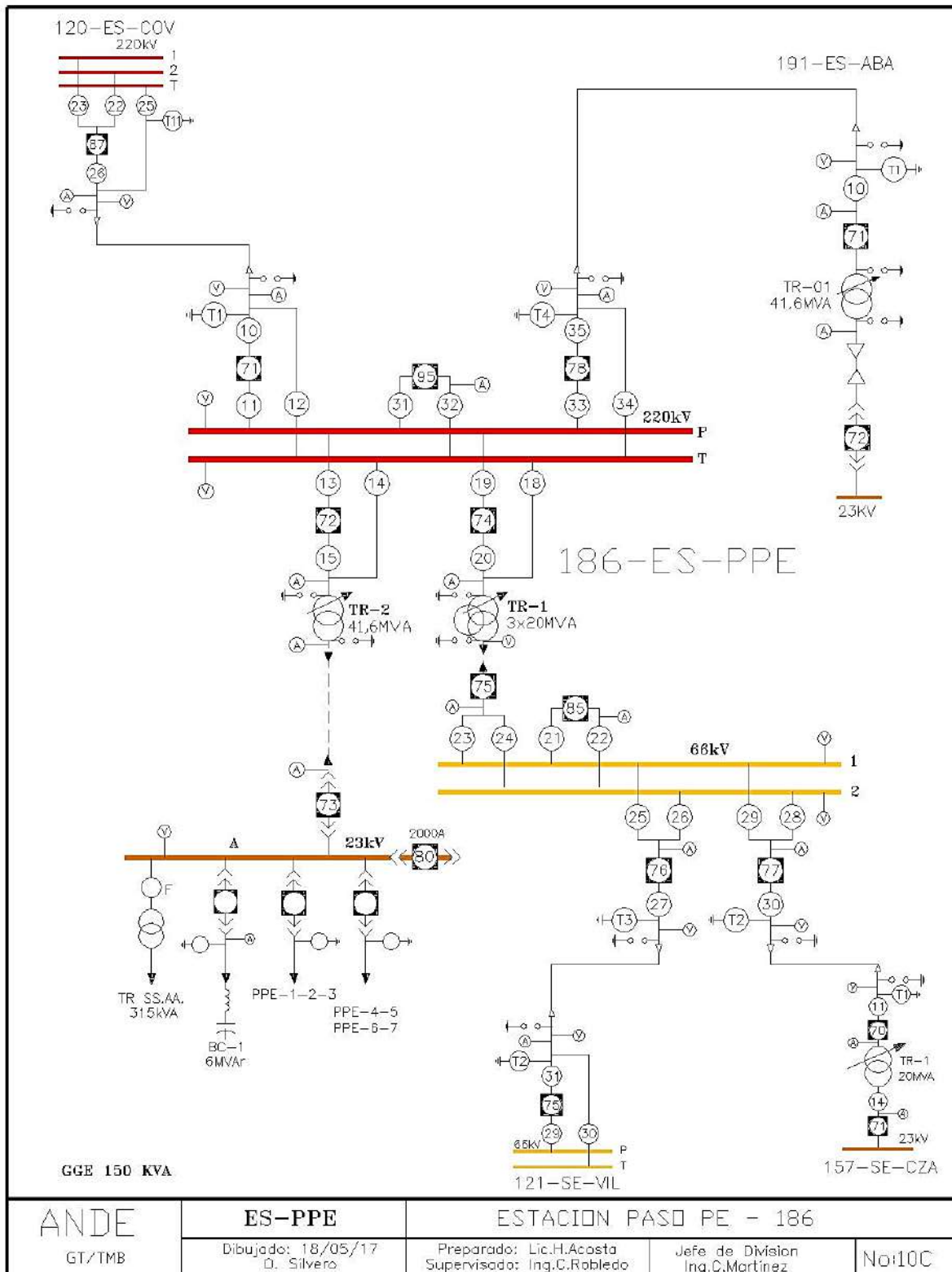


Figura B.36: Diagrama mímico ES-PPE

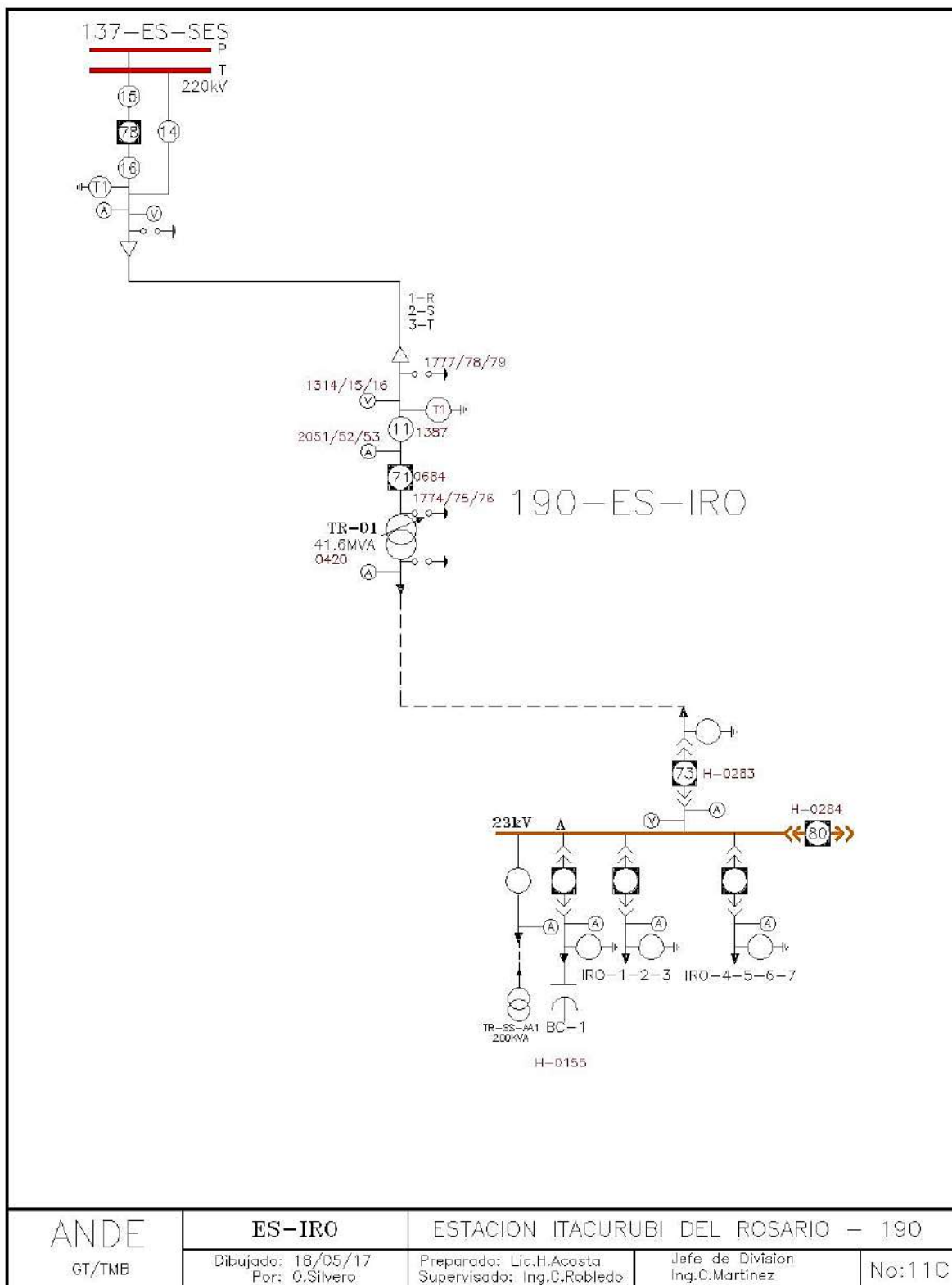


Figura B.37: Diagrama mímico ES-IRO

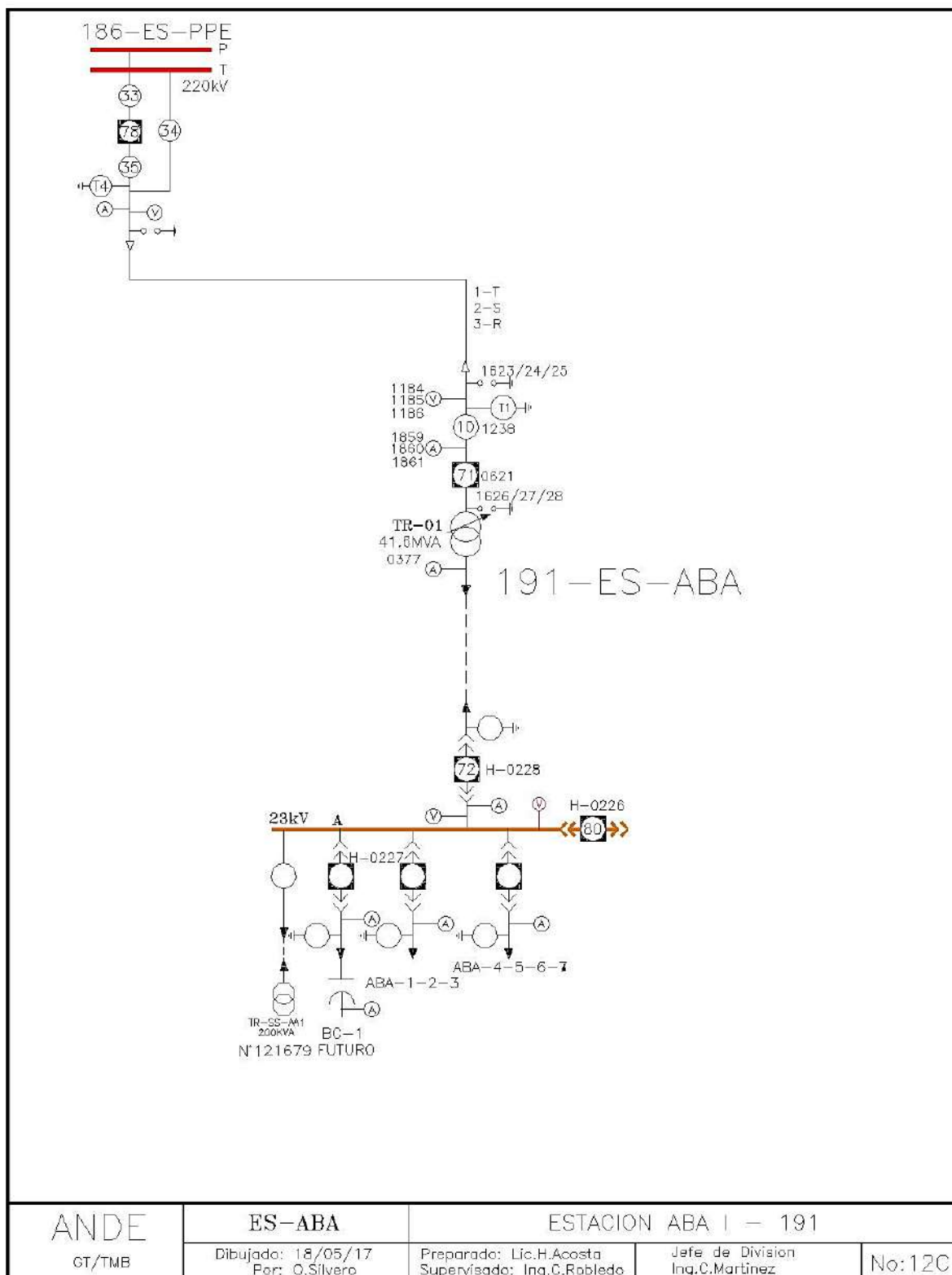


Figura B.38: Diagrama mímico ES-ABA

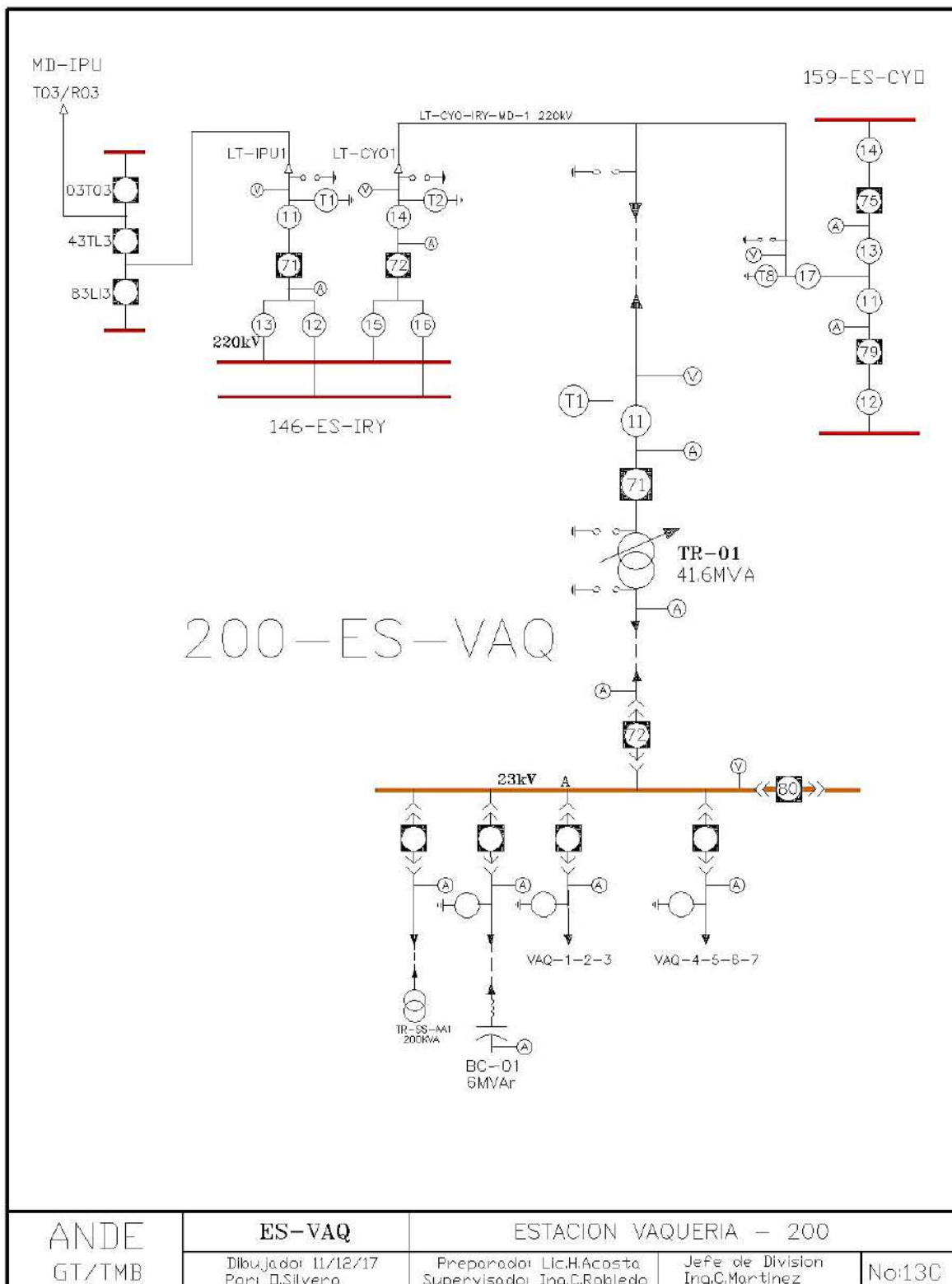


Figura B.39: Diagrama mímico ES-VAQ

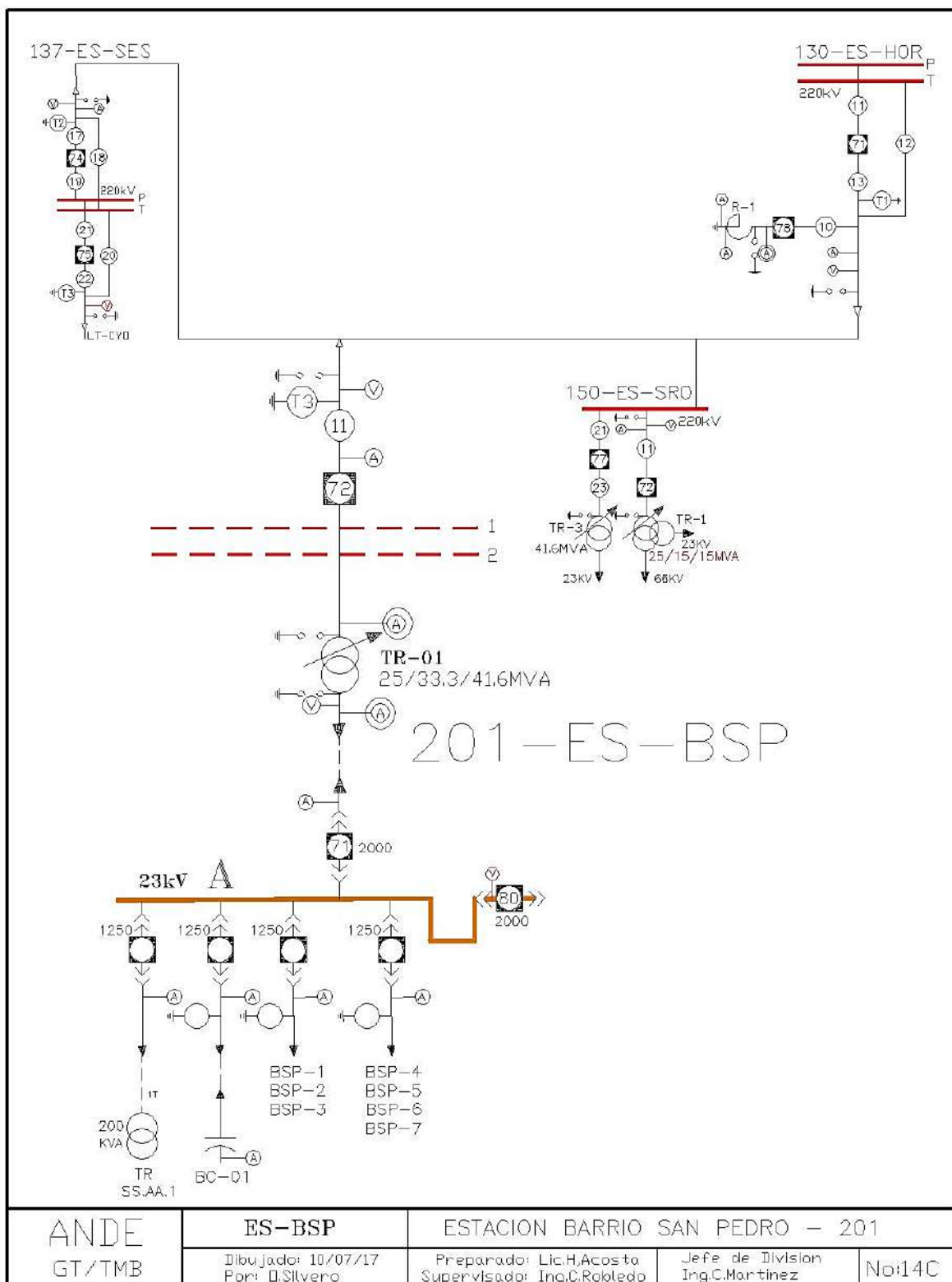


Figura B.40: Diagrama mímico ES-BSP

Apéndice B.2: Características técnicas del módulo fotovoltaico

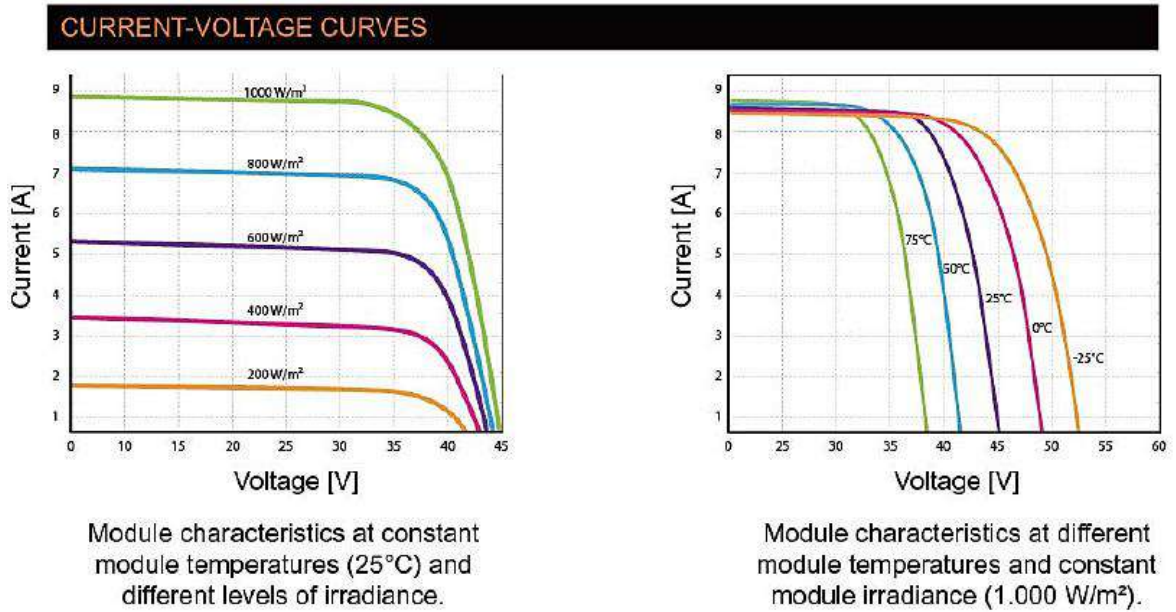


Figura B.41: Curvas de corriente-voltaje

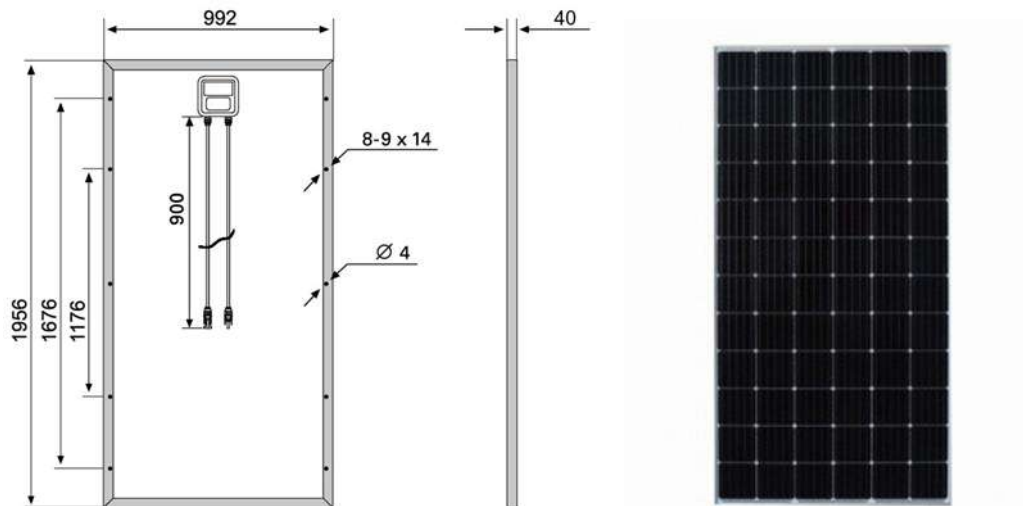


Figura B.42: Vistas y dimensiones del módulo fotovoltaico

Apéndice B.3: Visor de acceso a datos de energía de la NASA (NASA POWER Data Access Viewer)

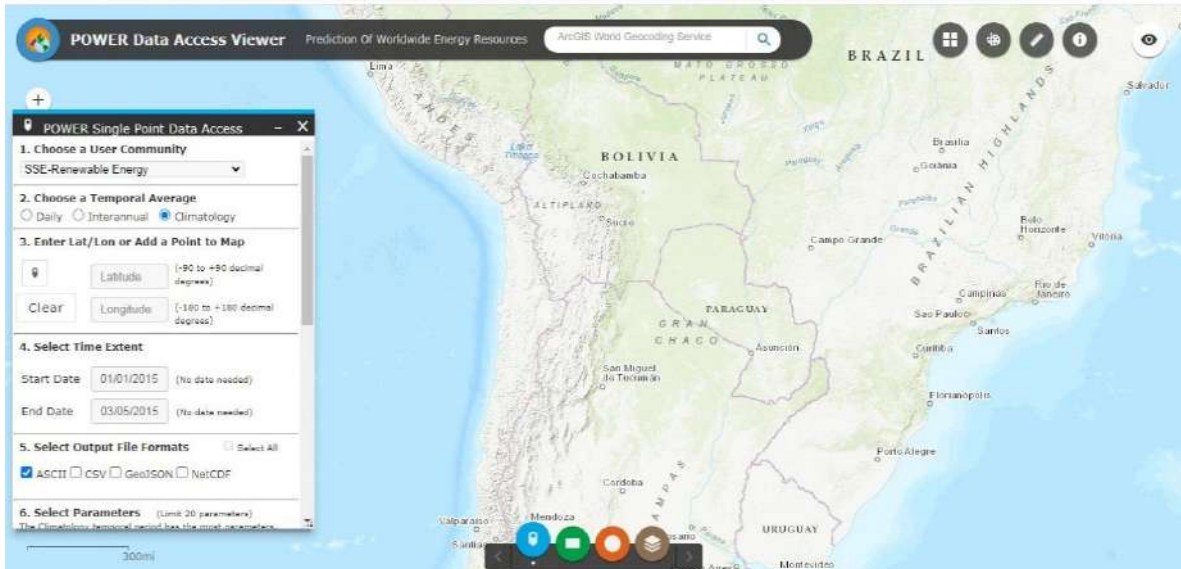


Figura B.43: Interfaz principal

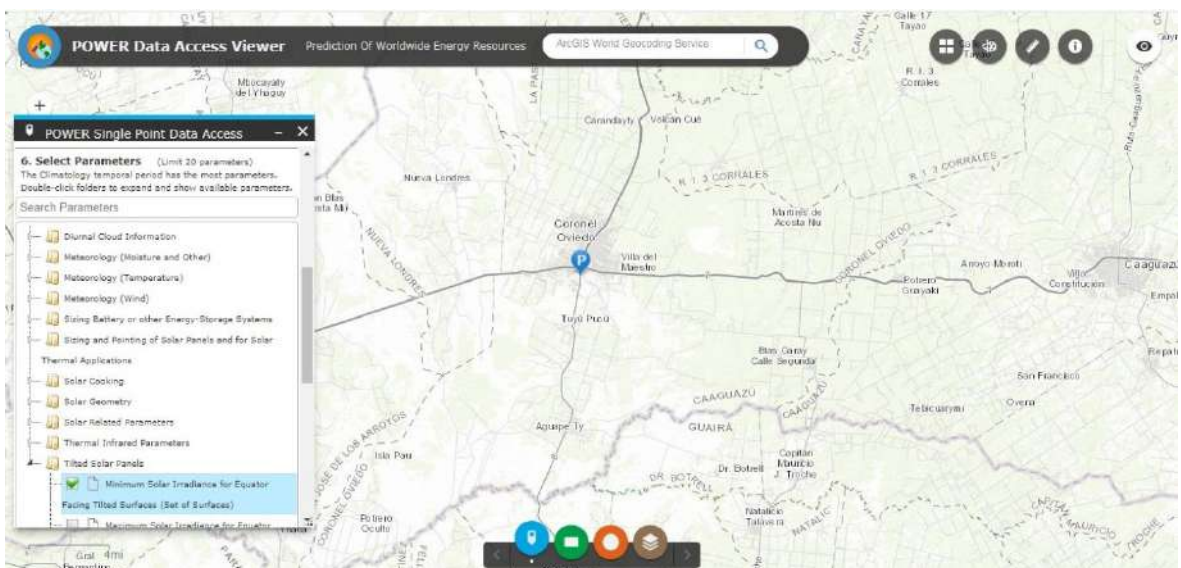


Figura B.44: Selección de parámetro – irradiancia solar mínima para superficies inclinadas hacia el Ecuador

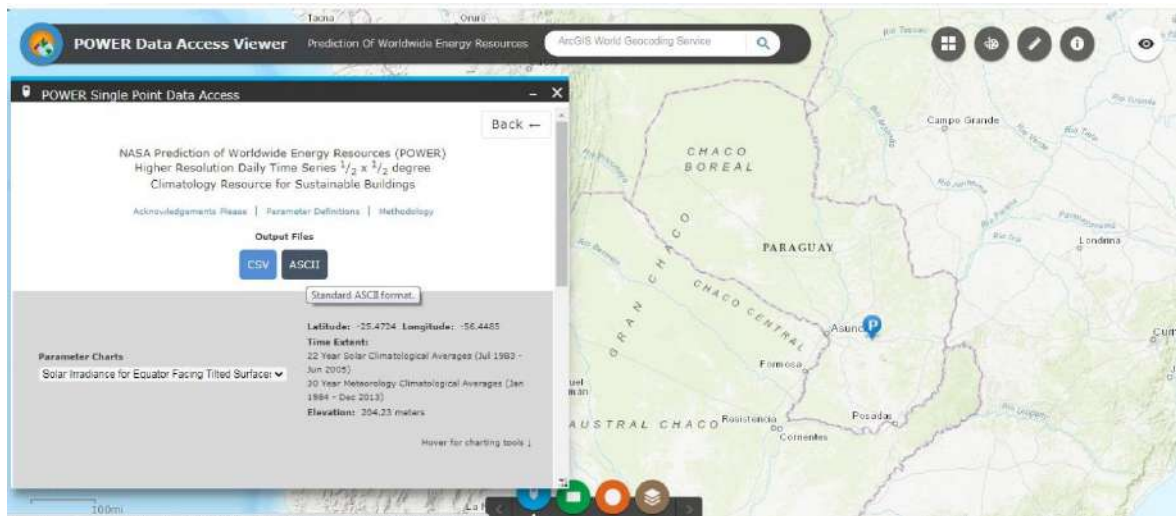


Figura B.45: Acceso a datos puntuales de energía – formato ASCII estándar

```

-BEGIN HEADER-
NASA/POWER SRB/FLASHlux/HERRA2/ 0.5 x 0.5 Degree Climatologies
22-year Additional Solar Parameter Monthly & Annual Climatologies (July 1983 - June 2005), 30-year Meteorological and Solar Monthly & Annual Climatologies (January 1984 - December 2013)
Location: latitude -25.4724 Longitude -56.4485
Elevation from HERRA-2: Average for 1/2x1/2 degree lat/lon region = 204.23 meters Site = na
Climate zone: na (reference Briggs et al: http://www.energycodes.gov)
Value for missing model data cannot be computed or out of model availability range: -999
Parameter(s):
SI_EF_OPTIMAL_ANGLE SRB/FLASHlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Tilted Surface Orientation (N/S Orientation)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15 SRB/FLASHlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Plus 15 Tilt (ki-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL SRB/FLASHlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Vertical Surface (ki-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE SRB/FLASHlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Tilt (ki-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL SRB/FLASHlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Horizontal Surface (ki-hr/m^2/day)
SI_EF_OPTIMAL_ANGLE SRB/FLASHlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Optimal Angle (Degrees)
SI_EF_TRACKER SRB/FLASHlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Tracking the Sun (ki-hr/m^2/day)
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15 SRB/FLASHlux 1/2x1/2 Solar Irradiance for Equator Facing Latitude Minus 15 Tilt (ki-hr/m^2/day)
SI_EF_OPTIMAL SRB/FLASHlux 1/2x1/2 Solar Irradiance Optimal (ki-hr/m^2/day)
Note(s):
Northward facing tilted surfaces are designated negative (-)
PARAMETER JAN FEB MAR APR MAY JUN JUL AUG SEP OCT NOV DEC ANN
-END HEADER-
SI_EF_TILTED_SURFACE_HORIZONTAL 6.57 5.54 5.17 4.17 3.41 2.90 3.21 3.98 4.62 5.33 6.28 6.60 4.81
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_MINUS15 6.43 5.56 5.34 4.49 3.82 3.31 3.64 4.38 4.84 5.39 6.18 6.42 4.98
SI_EF_TILTED_SURFACE_LATITUDE 5.95 5.36 5.36 4.75 4.23 3.73 4.08 4.74 4.95 5.26 5.78 5.99 5.01
SI_EF_TILTED_SURFACE_LAT_PLUS15 5.24 4.89 5.11 4.75 4.46 3.95 4.29 4.85 4.80 4.86 5.13 5.16 4.79
SI_EF_TILTED_SURFACE_VERTICAL 3.86 2.86 2.64 3.09 3.28 3.12 3.32 3.40 2.75 2.17 1.66 1.84 2.62
SI_EF_OPTIMAL 6.58 5.57 5.39 4.78 4.40 3.97 4.31 4.85 4.95 5.39 6.29 6.63 5.28
SI_EF_OPTIMAL_ANGLE -4.00 6.50 19.00 33.00 43.50 47.50 46.00 39.00 24.50 19.50 -1.50 -6.50 21.50
SI_EF_OPTIMAL_ANGLE 5 N N N N N N N N S S 5 N
SI_EF_TRACKER 8.09 6.52 6.50 5.78 5.02 4.48 4.90 5.91 5.95 6.35 7.74 8.05 6.27
    
```

Figura B.46: Resultado - energía incidente sobre una superficie inclinada apuntada hacia el ecuador

Apéndice B.4: Dimensionamiento de los elementos de protección

Tablero de transferencia RED-GGE

Se utilizará un Interruptor tetra-polar con tecnología MCCB. El dimensionamiento de dicho dispositivo para la protección del tablero de transferencia RED-GGE.

Características:

$$S = 200 [kVA]$$

$$V = 400 [V]$$

$$I_c = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{200 [kVA]}{\sqrt{3} \cdot 0,4[kV]} = 288,6 [A]$$

$$I_c = 288,6 [A]$$

Considerando el criterio de desigualdad $I_p > I_c$ donde la corriente de protección debe ser mayor que la corriente de carga, por lo tanto se adopta un interruptor con tecnología MCCB de 160/400 [A] de rango ajustable y regulado a 300 [A].

Dimensionamiento de la protección del rectificador

Al igual que el caso anterior, consistirá en un Interruptor tetra-polar con tecnología MCCB.

Características de la entrada:

$$S = 10,5 (kVA)$$

$$V = 380 (V)$$

$$I_c = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{10,5 [kVA]}{\sqrt{3} \cdot 0,38[kV]} = 15,95 (A)$$

$$I_c \approx 16 [A]$$

Considerando el criterio de desigualdad $I_p > I_c$ donde la corriente de protección debe ser mayor que la corriente de carga, por lo tanto se adopta un interruptor con tecnología MCCB de 6/40 [A] de rango ajustable y regulado a 32 [A].

Características de la salida:

$$S = 7,14 [kVA]$$

$$V = 110 [V_{cc}]$$

$$I_c = \frac{S}{V} = \frac{7,14[kVA]}{0,11 [kV]} = 64,9 [A]$$

$$I_c \approx 65 [A]$$

Considerando el criterio de desigualdad $I_p > I_c$ donde la corriente de protección debe ser mayor que la corriente de carga, por lo tanto se adopta un interruptor con tecnología MCCB de 60/120 [A] de rango ajustable y regulado a 100 [A].

Dimensionamiento de la protección del tablero de distribución de corriente continua

Características de la placa del gabinete:

$$P = 11 [kW]$$

$$V = 110 [V_{cc}]$$

$$I_c = \frac{P}{V} = \frac{11000 [W]}{110 [V_{cc}]} = 100 [A]$$

$$I_c = 100 [A]$$

Considerando el criterio de desigualdad $I_p > I_c$ donde la corriente de protección debe ser mayor que la corriente de carga, por lo tanto se adopta un interruptor con tecnología MCCB de 60/120 [A] o similar de rango ajustable, regulado a 100 [A].

Entrada del controlador de carga

Para la protección contra cortocircuitos y sobrecarga del conductor, se toma el valor de la corriente máxima de una cadena 19,9 (A) y se multiplica por un factor de corrección para temperaturas ambientes menores a 25°C, cuyo valor es de 1,56. El valor derivado es el siguiente.

$$I_{max} = 19,9 (A) \cdot 1,56 = 31 (A).$$

De este modo, se opta por utilizar dos interruptores termomagnéticos bipolares para aplicaciones solares de 32 (A) corriente continua a 600 (V), para cada arreglo.

Para la protección contra sobretensiones transitorias, se considera el valor del voltaje máximo del generador fotovoltaico 434,7 (V) y se multiplica por un factor de corrección para temperaturas ambientes menores a 25°C, cuyo valor es de 1,25. El valor derivado es el siguiente.

$$V_{max} = 434,7 (V) \cdot 1,25 = 543,4 (V)$$

De este modo, se opta por utilizar dos dispositivos de sobretensión o supresor de tensión DPS para aplicaciones solares de 600 (V) y 40 (kA), para cada arreglo o cadena.

Apéndice B.5: Diagramas del controlador de carga MPPT

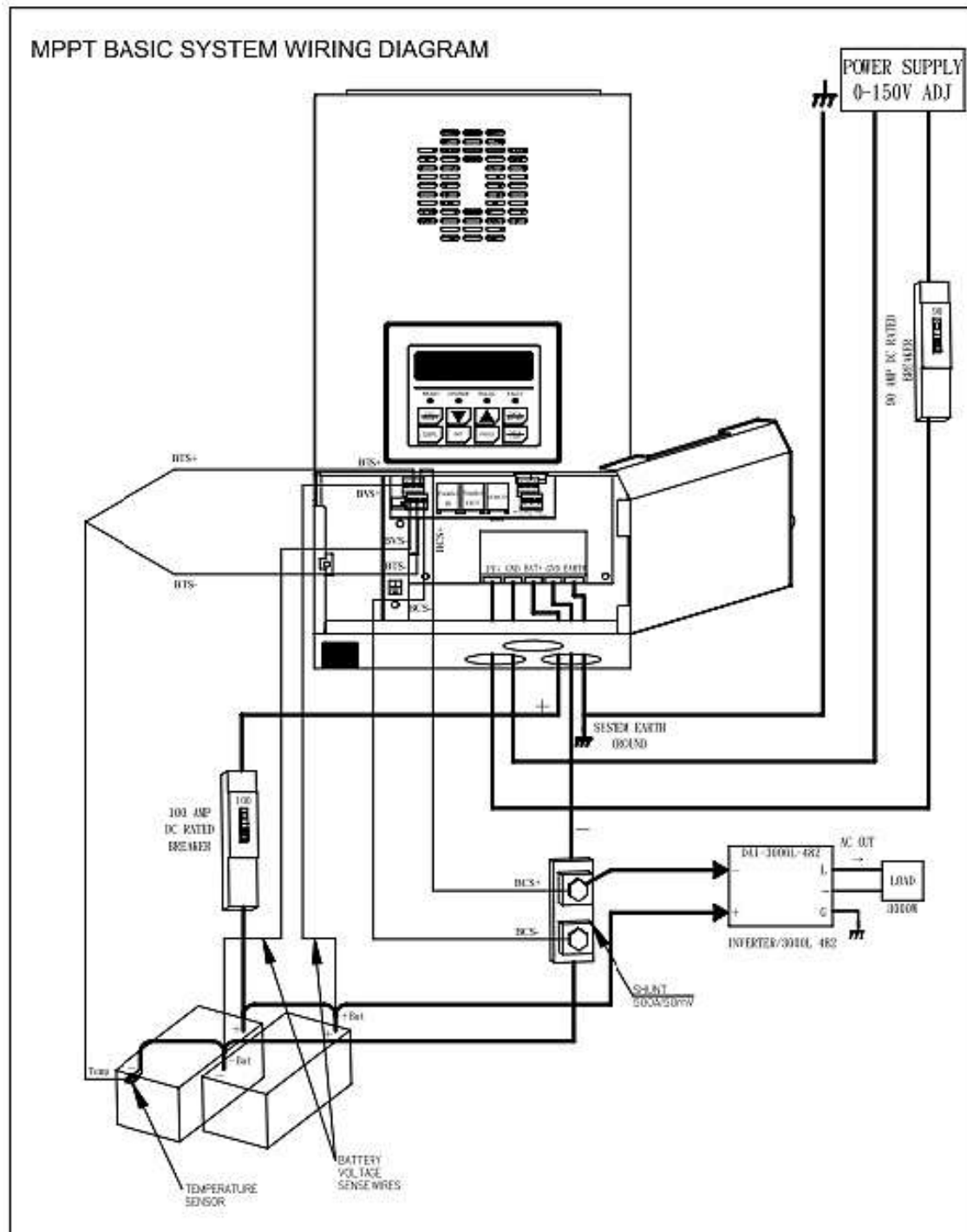


Figura B.47: Diagrama de cableado del sistema básico MPPT

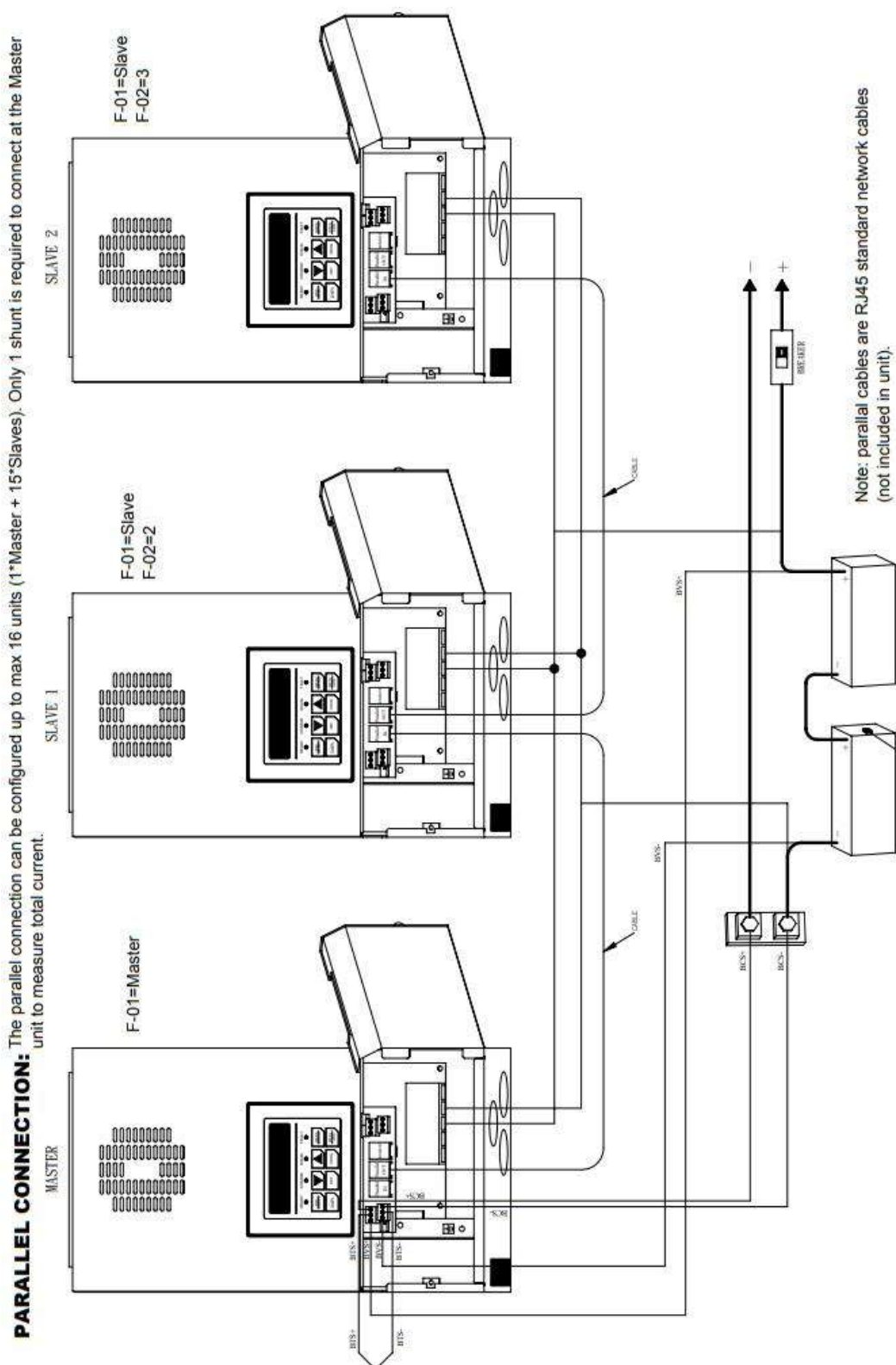


Figura B.48: Diagrama de conexión en paralelo del controlador de carga MPPT