

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA

**MODELO DE DESPACHO ÓPTIMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE
CORTO PLAZO PARA LA MICRORRED BALTRA SANTA CRUZ
CONSIDERANDO RESTRICCIONES DE SEGURIDAD**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN REDES ELÉCTRICAS
INTELIGENTES**

Ing. GABRIEL SEBASTIÁN SALAZAR PÉREZ

DIRECTOR: Dr.-Ing. JAIME CRISTÓBAL CEPEDA CAMPAÑA

CODIRECTOR: Dr.-Ing. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

Quito, marzo 2024

AVAL

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Gabriel Sebastián Salazar Pérez, bajo nuestra supervisión.

Dr.-Ing. JAIME CRITÓBAL CEPEDA CAMPAÑA
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Dr.-Ing. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Gabriel Sebastián Salazar Pérez, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

GABRIEL SEBASTIÁN SALAZAR PÉREZ

DEDICATORIA

A mis amados padres: Gabriel e Ivonne, quienes siempre han luchado junto a mí en cada uno de mis desafíos, enseñándome y convenciéndome de mis capacidades; guiándome con su ejemplo, experiencia y madurez a afrontar los momentos más difíciles y festejando conmigo mis logros. Ambos hicieron de mí, la persona y profesional que soy.

A mi hermano: Mateo, la persona que más me conoce y es con quien puedo encontrar momentos de felicidad y tranquilidad.

A mis abuelitos: Carlos, Guadalupe, Héctor y Carmen, quienes desde que era pequeño me enseñaron valores inquebrantables, me convencieron de que nunca puedo rendirme y que el decir "No puedo" era inaceptable para mí.

Al resto de mi familia, que siempre me ha apoyado y me ha brindado su cariño, siendo un gran soporte en mi vida.

A mis buenos amigos, que han estado junto a mí lado durante muchos años, compartiendo su amistad; sacándome siempre una sonrisa hasta en los momentos más difíciles y compartiendo momentos inolvidables.

AGRADECIMIENTO

Primero agradecerle a Dios, por todo lo recibido hasta ahora; por la salud, familia y amigos; por permitirme compartir junto a ellos el logro de finalizar este trabajo de titulación y cada una de las actividades personales y profesionales.

A mis padres, Gabriel e Ivonne, por motivarme a seguir superándome personalmente, mostrándome con su trabajo incansable, lo que es la humildad, honestidad, disciplina y amor.

A mi hermano Mateo, por alegrarme cada día con sus ocurrencias y ayudarme a sobrellevar las adversidades; por enseñarme que, a pesar del tiempo y las circunstancias, nuestro lazo va a ser indestructible.

A mi familia, por siempre estar pendiente de mí, brindándome su cariño incondicional y desinteresado.

A mis buenos amigos, quienes siempre me dieron ánimos y celebraron cada uno de mis triunfos, motivándome a seguir adelante.

Al Dr. Jaime Cepeda, por guiarme con su conocimiento a solventar mis dudas en este trabajo de titulación; por su paciencia y compromiso.

Al Dr. Gabriel Salazar, mi padre, porque sin su guía y apoyo incondicional a lo largo de mi carrera no hubiese logrado finalizar esta meta tan importante en mi vida.

A cada uno de los docentes, por el conocimiento impartido a lo largo de mi permanencia en la Escuela Politécnica Nacional.

¡Muchas Gracias!

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	IX
ABSTRACT	X
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Objetivo General	3
1.2. Objetivos Específicos.....	3
1.3. Marco Teórico	4
1.3.1. Microrredes	4
1.3.1.1. Microrredes Sincronizadas con la Red (On - Grid)	5
1.3.1.2. Microrredes Aisladas a la Red (Off - Grid)	7
1.3.1.3. Microrredes Acopladas con Corriente Alterna (AC Coupled).....	8
1.3.1.4. Microrredes Acopladas con Corriente Continua (DC Coupled) 10	
1.3.2. Fuentes de Generación Convencionales o Tradicionales.....	11
1.3.2.1. Centrales Termoeléctricas.....	11
1.3.3. Fuentes de Generación Renovables No Convencionales.....	13
1.3.3.1. Centrales Fotovoltaicas	13
1.3.3.2. Componentes de los Sistemas Fotovoltaicos	16
1.3.4. Centrales Eólicas	35
1.3.4.1. Principio de Funcionamiento.....	35
1.3.4.2. Componentes de las Centrales Eólicas	36
1.3.4.3. Tipos de Centrales Eólicas	40
1.3.5. Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica	43
1.3.5.1. Tecnologías de Sistemas de Almacenamiento de Energía.....	44
1.3.5.2. Sistemas de Almacenamiento de Energía de Baterías (BESS)46	
1.3.5.3. Aplicaciones de BESS y sus Beneficios	54
1.3.5.4. BESS en Microrredes Aisladas.....	57
1.3.6. Despacho Energético en Microrredes.....	58
1.3.6.1. Generalidades	58
1.3.6.2. Optimización para la Gestión de Energía en la Microrred	60
1.3.6.3. Programación Dinámica	61

1.3.6.4.	Programación Dinámica Estocástica	64
1.3.6.5.	Programación Entera	65
1.3.6.6.	Programación No Lineal	65
1.3.6.7.	Programación Integrada Mixta	66
1.3.6.8.	Maldición de la dimensionalidad de Bellman	66
1.3.7.	Criterios de Seguridad en Sistemas Eléctricos de Potencia	68
1.3.7.1.	Estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia	68
1.3.7.2.	Estabilidad de Voltaje	70
1.3.7.3.	Estabilidad de Frecuencia.....	72
1.3.7.4.	Reserva de Generación en Sistemas Eléctricos	74
1.3.7.5.	Cargabilidad de Transformadores y Líneas de Transmisión....	76
1.3.7.6.	Estudio Eléctrico de Estado Estacionario	77
1.3.7.7.	Estudio Eléctrico de Estado Dinámico	78
2.	METODOLOGÍA.....	80
2.1.	Situación Actual del Sistema Eléctrico Baltra – Santa Cruz.....	81
2.1.1.	La Demanda Eléctrica.....	81
2.1.2.	Componentes del Sistema Eléctrico Santa Cruz – Baltra	84
2.1.2.1.	Central Térmica Santa Cruz	85
2.1.2.2.	Planta Fotovoltaica Puerto Ayora	86
2.1.2.3.	Parque Eólico Baltra	86
2.1.2.4.	Parque Fotovoltaico y Baterías Baltra	86
2.1.2.5.	Sistema de Interconexión Baltra – Santa Cruz	87
2.1.2.6.	Sistema de Distribución	88
2.2.	Propuesta de Ampliación hacia la Microrred Baltra – Santa Cruz.....	88
2.2.1.	Ubicación del Proyecto	88
2.2.2.	Descripción de la Planta Fotovoltaica	89
2.2.2.1.	Parque Fotovoltaico 14,8 MWp.....	89
2.2.2.2.	Módulos Fotovoltaicos	90
2.2.2.3.	Inversores.....	91
2.2.2.4.	Centro de Transformación	92
2.2.2.5.	Punto de Conexión (Subestación Baltra – Santa Cruz)	93
2.3.	Modelado y Simulación en SimSEE.....	94
2.3.1.	SimSEE en el problema de Optimización de la Operación	94
2.3.1.1.	Operación Dinámica Estocástica en el Problema de Operación	96
2.3.1.2.	Armado del Simplex en SimSEE	101

2.3.2.	Modelación del Sistema Eléctrico de Potencia de la Microrred Baltra – Santa Cruz en SimSEE.....	103
2.3.2.1.	Arcos y Nodos	104
2.3.2.2.	Actor Demanda.....	105
2.3.2.3.	Actor Generador Térmico	110
2.3.2.4.	Actor Generador Fotovoltaico	112
2.3.2.5.	Actor Generador Eólico	117
2.3.2.6.	Actor Internacional y Otros	119
2.3.2.7.	Plantilla SimRes3.....	121
2.4.	Modelado y Simulación en PowerFactory	123
2.4.1.	Generadores Térmicos	124
2.4.2.	Generadores Eólicos	128
2.4.3.	Generadores Fotovoltaicos	130
2.4.4.	Sistemas de Almacenamiento.....	133
2.4.5.	Transformadores.....	136
2.4.6.	Líneas de Trasmisión.....	155
2.4.7.	Alimentadores	171
2.4.1.	Sistemas de Control.....	179
2.4.1.1.	Control de las Unidades Térmicas	179
2.4.1.2.	Control de las Unidades Eólicas	181
2.4.1.3.	Control de las Unidades Fotovoltaicas	182
2.4.1.4.	Control del Sistema de Almacenamiento.....	183
2.5.	Adecuación del Entorno de las Fuentes del SimSEE.....	184
2.5.1.	Programación en las Fuentes del SimSEE	185
2.5.2.	Limitación de la Potencia Generada	186
2.5.3.	Limitador del Estado de Carga de la Batería	188
2.6.	Interacción PowerFactory – SimSEE	190
3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	193
3.1.	Resultados SimSEE.....	193
3.1.1.	Inclusión de Restricciones de Seguridad en SimSEE.....	195
3.1.1.	Generación por Fuente del Sistema Eléctrico Baltra – Santa Cruz Actual	196
3.1.1.1.	Estado Actual – Época Fría	196
3.1.1.2.	Estado Actual – Época Cálida	197
3.1.1.	Creación de los Casos Base.....	198
3.1.1.1.	Caso Base – Época Fría.....	198

3.1.1.1.	Caso Base – Época Cálida	199
3.2.	Resultados PowerFactory	200
3.2.1.	Época Fría	201
3.2.1.1.	Contingencia más Desfavorable en Demanda Mínima	201
3.2.1.2.	Contingencia más Desfavorable en Demanda Media	204
3.2.1.3.	Contingencia más Desfavorable en Demanda Máxima	206
3.2.1.	Época Cálida.....	208
3.2.1.1.	Contingencia más Desfavorable en Demanda Mínima	208
3.2.1.2.	Contingencia más Desfavorable en Demanda Media	210
3.2.1.3.	Contingencia más Desfavorable en Demanda Máxima	211
3.3.	Resultados de la Interacción SimSEE – PowerFactory.....	214
3.3.1.	Época Fría	215
3.3.1.1.	Contingencia más Desfavorable en Demanda Mínima	215
3.3.1.2.	Contingencia más Desfavorable en Demanda Media	215
3.3.1.3.	Contingencia más Desfavorable en Demanda Máxima	216
3.3.2.	Época Cálida.....	217
3.3.2.1.	Contingencia más Desfavorable en Demanda Mínima	217
3.3.2.2.	Contingencia más Desfavorable en Demanda Media	218
3.3.2.3.	Contingencia más Desfavorable en Demanda Máxima	219
3.4.	Aspectos que complementan el Cambio en la Matriz Energética de la Islas Galápagos	220
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	223
4.1.	Conclusiones	223
4.2.	Recomendaciones	225
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	227

RESUMEN

El cambio de una matriz energética en las islas Galápagos hacia un sistema con alta penetración de energías renovables y los objetivos de eficiencia energética planteados a corto, mediano y largo plazo, generan un desafío muy particular y nuevo en el país, al analizar las implicaciones que conlleva la aplicación de tecnologías de generación renovables de naturaleza variable y combinarlas con sistemas eléctricos convencionales como la generación termoeléctrica. Esta combinación de fuentes de energía se analizará ante la propuesta de una microrred entre las Islas Baltra y Santa Cruz y las implicaciones que conlleva lograr un despacho óptimo a corto plazo.

En este documento se analiza y se prueba una metodología para lograr un modelo de despacho óptimo de energía eléctrica de corto plazo. Para ello, se utiliza una interacción orquestada por Python para comandar los programas PowerFactory, en el cual se encontrarán las restricciones eléctricas adicionales y se evaluará el desempeño en estado estacionario y dinámico de la microrred, y, SimSEE en donde se resolverá el problema de optimización dinámica estocástica multivariante del despacho energético. Para lograr este objetivo, es necesario modelar minuciosamente el sistema eléctrico y añadir las modificaciones pertinentes a las fuentes del programa encargado del problema de optimización, obteniendo un despacho óptimo energético considerando restricciones de seguridad estática y dinámica del sistema.

Finalmente, se examinan los resultados de la gestión energética de la Microrred Baltra-Santa Cruz utilizando esta metodología para la obtención del despacho óptimo de corto plazo considerando restricciones de seguridad dinámica de la microrred.

PALABRAS CLAVE: Optimización dinámica estocástica multivariante, Microrred Baltra – Santa Cruz, seguridad del sistema, SimSEE, PowerFactory, despacho óptimo de corto plazo.

ABSTRACT

The change of the energy matrix in the Galapagos Islands towards a system with a high penetration of renewable energies and the energy efficiency objectives set in the short, medium, and long term, generate a very particular and new challenge in the country, by analyzing the implications of the application of renewable generation technologies of a variable nature and combining them with conventional electricity systems such as thermoelectric generation. This mix of energy sources will be analyzed given the proposal for a microgrid between the Baltra and Santa Cruz Islands and the implications of achieving optimal short-term dispatch.

This work analyses and tests a methodology to achieve an optimal short-term power dispatch model. For this purpose, an interaction orchestrated by Python is used to command the PowerFactory programs, in which the additional electrical constraints will be found and the steady state and dynamic performance of the microgrid will be evaluated, and SimSEE, in which the multivariate stochastic dynamic optimization problem of the energy dispatch will be solved. To achieve this objective, it is necessary to thoroughly model the electrical system and add the relevant modifications to the sources of the program in charge of the optimization problem, obtaining an optimal energy dispatch considering the stationary and dynamic security constraints of the system.

Finally, the results of the energy management of the Baltra-Santa Cruz Microgrid are examined using this methodology to obtain the optimal short-term dispatch considering the dynamic security restrictions of the microgrid.

KEYWORDS: Multivariate stochastic dynamic optimization, Baltra – Santa Cruz Microgrid, system security, SimSEE, PowerFactory, optimal short-term dispatch

1. INTRODUCCIÓN

El Archipiélago de Galápagos, reconocido mundialmente por su invaluable patrimonio natural, fue designado Patrimonio Natural de la Humanidad por la UNESCO en 1978, Reserva de la Biósfera en 1985, y su Reserva Marina se agregó a esta categoría en 2001 [1]. Adicionalmente, el gobierno ecuatoriano estableció en 1990 un santuario de ballenas en las islas [2] y en 1998 promulgó la Ley Orgánica de Régimen Especial para la Conservación y Desarrollo Sustentable de la Provincia de Galápagos [3], evidenciando así su significativo valor ecológico, cultural, educativo y económico, y la necesidad de preservar sus especies únicas [4].

El transporte marítimo constante de combustibles fósiles hacia las islas aumenta el riesgo de accidentes y derrames, afectando negativamente su frágil ecosistema debido a la emisión de gases nocivos provenientes del uso de estos combustibles en la generación de electricidad y en el transporte. Por esta razón, el Ministerio de Energía y Minas de Ecuador ha implementado proyectos orientados a reemplazar la generación eléctrica convencional utilizando generadores sincrónicos a Diesel por fuentes renovables, principalmente solar y eólica [4].

Dichas energías renovables presentan una naturaleza intermitente [5], lo que en sistemas aislados como el de Galápagos, requiere de sistemas de almacenamiento de energía de corto y largo plazo para:

- Alinear la disponibilidad de recursos renovables con las necesidades energéticas de la demanda.
- Proveer inercia sintética para la regulación de la frecuencia primaria.
- Aumentar la seguridad del sistema ante perturbaciones [4].

Para alcanzar el objetivo de una transición energética en Galápagos, es insuficiente instalar solo proyectos de generación renovable; se requieren soluciones integrales que maximicen el aprovechamiento de estas fuentes, minimizando el consumo de combustibles fósiles y asegurando el funcionamiento del sistema bajo estándares de calidad, confiabilidad y seguridad. Además, es crucial adaptar estas soluciones a las características geográficas y de consumo de Galápagos, transformándolas en microrredes gestionadas con tecnologías avanzadas de electrónica, telecomunicaciones y sistemas operativos e informáticos.

El sistema eléctrico de cada isla debe ser robusto para manejar posibles contingencias, especialmente al incrementar la penetración de energías renovables y sustituir los

generadores de combustión interna existentes. Esto incluye analizar respuestas dinámicas como convertidores con capacidad de formación de red e inercia sintética, utilizando sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS) [4], [5], [6], [7]. Estas necesidades técnicas hacen que la transición energética en Galápagos sea un desafío tecnológico que requiere un análisis cuidadoso.

Este cambio de matriz energética trae consigo un exhaustivo análisis de la prospectiva energética, el cual se vuelve más delicado a medida que el horizonte de tiempo se acorta, ya que la variabilidad de los recursos climáticos tiene mayor peso hora tras hora. Esto vuelve al problema de despacho de energía eléctrica de corto plazo en un problema estocástico dinámico multivariante. En el ámbito de los sistemas eléctricos de potencia existen softwares como el Programa Dual Dinámico Estocástico (SDDP) el cual mediante herramientas computacionales permite resolver problemas de optimización con alta variabilidad y con un gran número de restricciones [8]. Además, el software SimSEE, mediante la aplicación de la recursividad en la programación dinámica estocástica resuelve estos problemas de optimización, utilizando un entorno orientado a objetos, facilitando la interacción con el usuario e implementando cada vez nuevas fuentes de generación renovable [9]. En particular, para el caso de las microrredes, existe el software HOMER PRO, el cual se caracteriza por presentar funcionalidades para el modelamiento y simulación de los elementos que conforman dichos sistemas eléctricos como las Sistemas de Almacenamiento con Baterías (BESS, por sus siglas en inglés) [10].

Sin embargo, ninguno de estos softwares considera el análisis eléctrico de los sistemas eléctricos de potencia, y las posibles restricciones adicionales que trae consigo el funcionamiento en estado estacionario y dinámico del sistema, evaluando las principales variables del sistema eléctrico que conforma la microrred como el voltaje, la frecuencia y la cargabilidad en los elementos electromecánicos. En este trabajo se plantea una metodología de vanguardia que interacciona el software comercial PowerFactory, en el cual se realizarán análisis la estabilidad de la microrred en estado estacionario y dinámico obteniendo así las restricciones adicionales que representan la seguridad del sistema, con el software SimSEE, en el cual primero, se realizarán las modificaciones pertinentes en el código fuente para incluir las señales o restricciones obtenidas a partir de PowerFactory, para luego resolver el problema de optimización dinámico estocástico multivariante del despacho económico de corto plazo para la microrred Baltra – Santa Cruz. Finalmente, se presentarán los que se obtuvieron al aplicar la propuesta metodológica para la obtención

de modelo de despacho óptimo de energía eléctrica de corto plazo para la microrred Baltra - Santa Cruz considerando restricciones de seguridad.

1.1. Objetivo General

Desarrollar una metodología para la solución del Despacho Óptimo de Energía Eléctrica de Corto Plazo con restricciones de seguridad del sistema eléctrico para la microrred Baltra- Santa Cruz.

1.2. Objetivos Específicos

- Describir la situación actual de los sistemas eléctricos y los niveles de penetración de energías renovables actuales y esperado en las Islas Galápagos.
- Analizar cada uno de los componentes eléctricos considerados para la implementación de la microrred Baltra – Santa Cruz y ampliación de la matriz energética en las Islas Galápagos.
- Detectar las prestaciones específicas de los softwares DlgSILENT PowerFactory y SimSEE para el planteamiento y resolución del problema de despacho económico de corto plazo con criterios de seguridad en la microrred Baltra – Santa Cruz.
- Desarrollar una metodología para permitir la interacción entre DlgSILENT PowerFactory y SimSEE para el despacho económico de corto plazo con restricciones técnicas de seguridad en la microrred Baltra – Santa Cruz.
- Aplicar la metodología y analizar los resultados del despacho óptimo de energía eléctrica de corto plazo y proponer mejoras para el aumento de penetración de energías renovables y cambio de la matriz energética en las Islas Galápagos.

1.3. Marco Teórico

1.3.1. Microrredes

Las microrredes son Sistemas Eléctricos de Potencia, generalmente de distribución, las cuales pueden ser en su totalidad con fuente de generación no renovables, o compuestas solamente por fuentes de generación eléctrica renovables, o híbridas, las cuales combinación fuentes de generación no renovable con fuentes de generación no renovable. Entre las principales fuentes de generación de las microrredes se tienen: parques eólicos, centrales fotovoltaicas, centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas, entre otras fuentes renovables o no renovables. Además, como cualquier sistema eléctrico de potencia, están conformados por la demanda o carga eléctrica, representada por los consumidores finales de la energía eléctrica, y en su gran parte, las microrredes, se complementan con redes eléctricas de distribución o transmisión, sistemas de almacenamiento de energía eléctrica y sistemas de gestión, comunicación y control avanzados. Las microrredes pueden estar conectadas o aisladas a la red eléctrica. Dependiendo de la complejidad y de los elementos constitutivos de la microrred, existe una categorización de las microrredes por niveles en función de su complejidad, dicha clasificación se muestra en la Figura 1.1 [11].

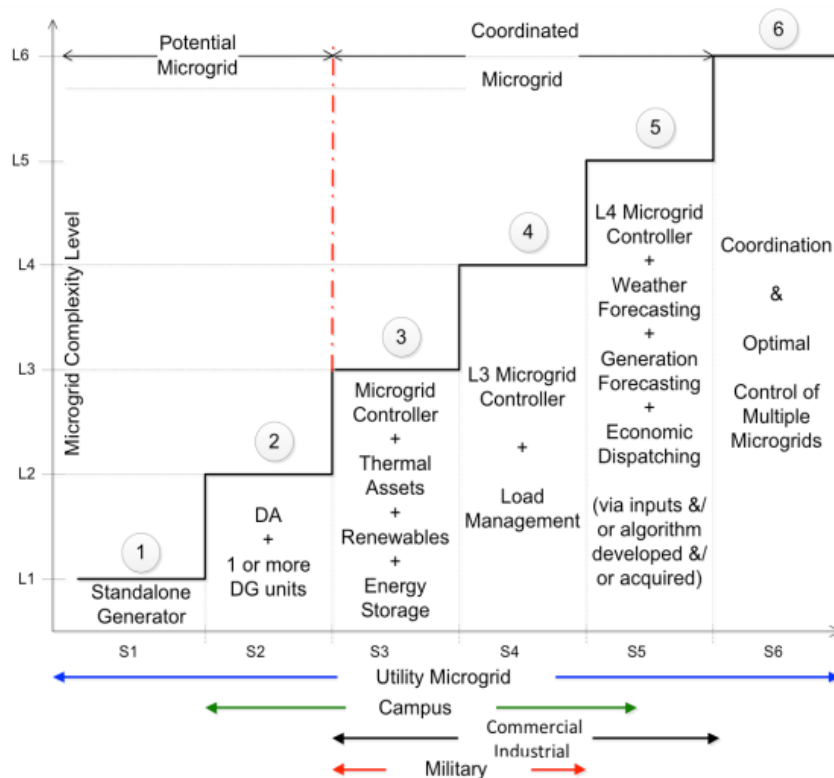


Figura 1.1. Categorización de las Microrredes según su Nivel de Complejidad [11]

En la actualidad, las microrredes predominantes son las conectadas a la red e híbridas es decir las que combinan generación convencional como térmicas que funcionan a base de hidrocarburos y generación renovable como la fotovoltaica. Sin embargo, las microrredes aisladas y cada vez con mayor penetración renovable, acompañada de sistemas de almacenamiento de energía, son utilizadas con mayor frecuencia, siendo Europa y Asia las regiones en las cuales se prevé la instalación de la mayor parte de microrredes aisladas [12].

En la Figura 1.2 se muestra el crecimiento previsto en el mercado de las microrredes desde el año 2020 con un horizonte de 10 años.

Microgrid DER Capacity and Revenue by Region, World Markets: 2020-2029

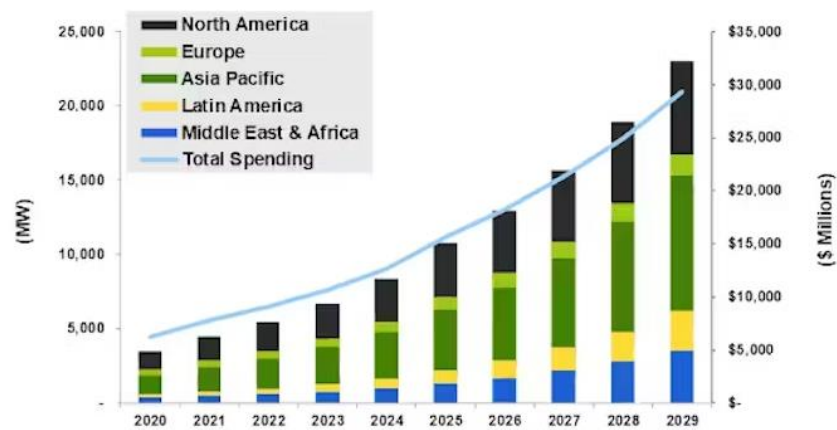


Figura 1.2 Microrredes y su horizonte al 2029 [12].

A continuación, se presenta la clasificación de las microrredes, además, cada uno de los elementos constitutivos de las microrredes y sus principales características a detalle.

1.3.1.1. Microrredes Sincronizadas con la Red (On - Grid)

Las microrredes conectadas a la red (On Grid por sus siglas en inglés), destacan por su principal cualidad al estar conectadas a otra red o sistema eléctrico de potencia, permitiendo un intercambio mutuo de energía entre el sistema eléctrico de potencia y la microrred [13]. Este intercambio es posible gracias a los Energy Management System o sistemas de gestión de energía (EMS por sus siglas en inglés). Dichos tienen la capacidad de manejar la energía producida por ambos sistemas eléctrico, garantizando el correcto funcionamiento de la red interconectada, administrando de la mejor manera los recursos generados [14].

Las microrredes on – grid pueden combinar una gran variedad de fuentes de generación, de manera similar a las fuentes de generación que conforman red mostrada en la Figura 1.3, que pueden ir desde los sistemas generación convencional como los generadores sincrónicos, a generadores de energías renovables como los parques fotovoltaicos y eólicos e incluso integrar a este mix energético los sistemas de almacenamiento basado en baterías. Cada una de estas fuentes de generación renovable y no renovable tiene inmerso en si su propio sistema de control, el cual debe estar perfectamente sincronizados con los demás sistemas de control [15], [16]. Con un manejo adecuado de la gestión eléctrica y energética de las fuentes de generación a través de los sistemas de control y un robusto sistema de comunicación, se pretende garantizar la seguridad y calidad del servicio público de energía eléctrica en todo momento [17].

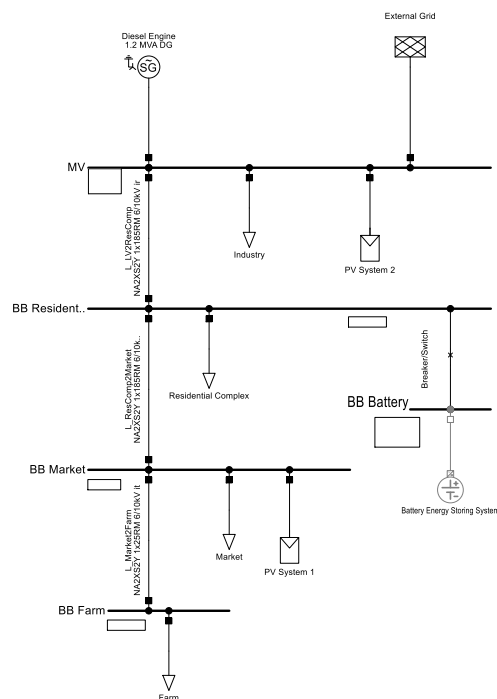


Figura 1.3. Microrred On – Grid tipo [Elaboración Propia]

Adicionalmente, en la actualidad y con el objetivo de aumentar la penetración de energías renovables en las microrredes, se utilizan cada vez más sistemas de almacenamiento de energía (baterías de ion-litio, sistemas de hidrógeno, baterías de plomo ácido entre otros) [18], los cuales permiten gestionar la energía producida por las fuentes de generación intermitente de mejor manera, utilizando sistemas de predicción y de manejo de grandes volúmenes de datos avanzados.

La microrred diversifica y complementa las fuentes de generación del sistema eléctrico padre, es decir le da una gama más amplia de recursos con los que puede combatir la variabilidad y crecimiento de la demanda.

1.3.1.2. Microrredes Aisladas a la Red (Off - Grid)

Las microrredes aisladas (Off – Grid por sus siglas en inglés) forman parte de una solución innovadora de vanguardia en el ámbito de la generación y distribución de la energía eléctrica, combinando un hibridaje de fuentes de generación, puramente renovable o un mix entre fuentes de generación convencional y fuentes de generación renovable, haciendo similar a las microrredes On Grid, sin embargo, la gran diferencia radica en que esta red inteligente está completamente aislada de la red eléctrica principal.

La función principal de las redes inteligentes aisladas radica en la capacidad de generar, almacenar y distribuir de manera autónoma y eficiente toda la energía requerida por la demanda del sistema. Para ello, el funcionamiento y lazo entre fuentes de generación, demanda y sistemas de almacenamiento debe estar mucho diseñado y debe ser implementado con mayor cuidado que en una microrred conectada a la red u On -Grid, ya que no tiene el respaldo de un sistema eléctrico de potencia de mayor capacidad y robustez. Esto quiere decir que la microrred aislada deberá poseer una inercia sintética sumamente fuerte, capaz de soportar las fluctuaciones de demanda y la variabilidad de los sistemas de generación renovable, manteniendo la calidad en el suministro de energía eléctrica durante todo su funcionamiento.

Las microrredes aisladas, con composición similar a la mostrada en la Figura 1.4, deben ser capaces de mantener un suministro de energía interrumpido incluso en condiciones adversas al sistema de potencia, ya sean estas condiciones adversas internas como las fallas ocasionadas por un mal accionamiento de algún equipo de maniobra o condiciones causadas por fallas externas como una falla simétrica o asimétrica generada por la caída de una descarga atmosférica. Por estas razones, la seguridad y resiliencia de la microrred debe ser de mayor cuidado y atención.

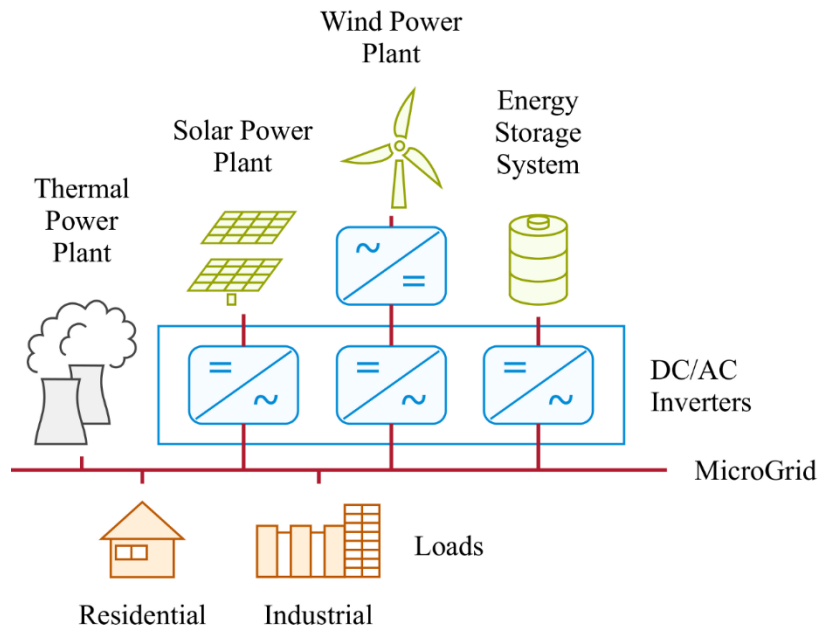


Figura 1.4. Microrred Off – Grid tipo [19]

Los sistemas de monitoreo, control y predicción de eventos son muy importantes para las microrredes aisladas ya que, que estas microrredes, al presentar una menor inercia rotacional y al no tener un respaldo de un sistema eléctrico de mayor tamaño, están expuestas a mayores problemas de confiabilidad, seguridad y calidad de la energía.

Las microrredes Off- Grid forman parte de las soluciones de impacto a futuro en los sistemas eléctricos de potencia. Su autonomía, resiliencia y eficiencia son características técnicas, innovadoras y desafiantes, de vital importancia en entornos naturales muy preservados o en sitios asilados que no tienen acceso al servicio público básico y vital de la energía eléctrica, el cual es comúnmente ha sido abastecido por redes eléctricas principales o robustas. Sin embargo, para lograr este objetivo y una mayor explotación de estas redes eléctricas se necesita seguir innovando e investigando en temas como: seguridad, comunicación, control, gestión, análisis y operación.

1.3.1.3. Microrredes Acopladas con Corriente Alterna (AC Coupled)

Las microrredes con acoplamiento en corriente alterna (AC coupled), utilizan un bus AC compartido para conectar la demanda con las diferentes fuentes de generación de energía, de forma similar a como se observa en la Figura 1.5. Para poder conectar fuentes de generación a corriente continua (DC) como módulos fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento con baterías o aerogeneradores, se utilizan convertidores DC/AC [20].

Además, se tienen convertidores AC/AC para poder conectar y llevar al voltaje de funcionamiento a las distintas fuentes de generación tradicional AC.

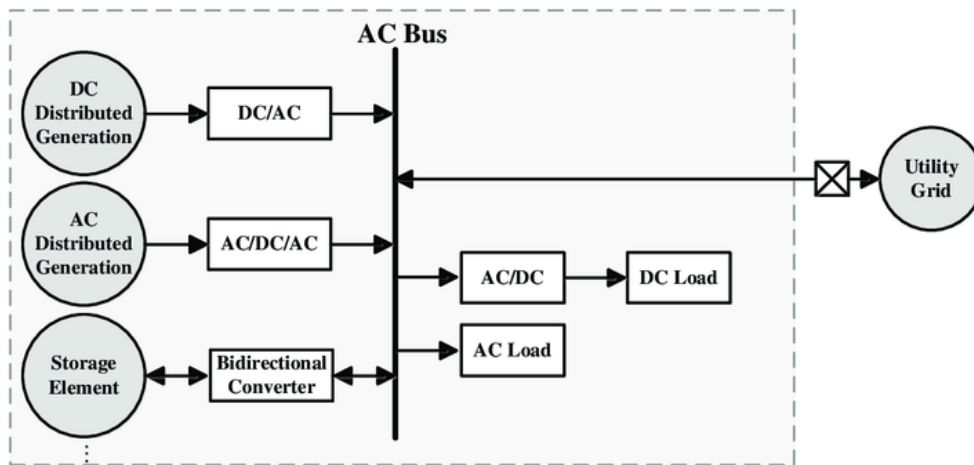


Figura 1.5. Configuración de Sistema con Acoplamiento AC [21]

Por otro lado, en algunos casos, requieren de corriente alterna (AC) y de corriente continua (DC) para su funcionamiento. Por lo cual, las cargas que requieran corriente DC necesitan si o si un convertidor DC/AC para ser integradas con éxito al bus AC. Los sistemas AC son los más comunes en las microrredes por su ser más fáciles de aplicar y por ser más confiables, no obstante, presentan complicaciones al momento de manejar variaciones de voltaje, variaciones de frecuencia, factores de potencia muy variables y posibles problemas de calidad del producto ocasionados por la distorsión armónica [22].

En las microrredes con acoplamiento AC, garantizar una correcta sincronización entre las fuentes de generación y el bus principal es un desafío técnico primordial. Una mala adecuación puede generar inconvenientes como: el desbalance de carga, aumento en las pérdidas de energía y puede generar inestabilidad e inseguridad en la red [23]. Para lograr este desafío se necesitan sofisticados sistemas de control que manipulen la frecuencia y la fase de todo el sistema de manera sincronizada [24].

Las microrredes acopladas por corriente alterna tienen una gran ventaja frente a las conectadas por mediante un bus DC al poseer una mayor versatilidad el momento de la integración entre la carga o demanda y las distintas fuentes de generación. A pesar de ello, se enfrentan a retos el momento de mantener la calidad de la energía al tener exponerse constantemente a niveles de distorsión armónica altos y/o frecuencias muy variables. La

elección de una u otra forma de acoplamiento en la microrred se debe analizar minuciosamente y depende de varios parámetros.

1.3.1.4. Microrredes Acopladas con Corriente Continua (DC Coupled)

A diferencia que en las microrredes AC coupled, en las microrredes acopladas mediante corriente continua (DC coupled), todas las fuentes de generación se encuentran conectadas y acopladas a un bus DC, como se muestra en la Figura 1.6. De manera similar a su par AC, las fuentes de generación a corriente alterna AC, necesitan de un convertidor AC/DC y las fuentes de generación DC, de ser necesario, utilizan un conversor DC/DC para acondicionar su voltaje y conectarse de manera óptima al bus DC [20].

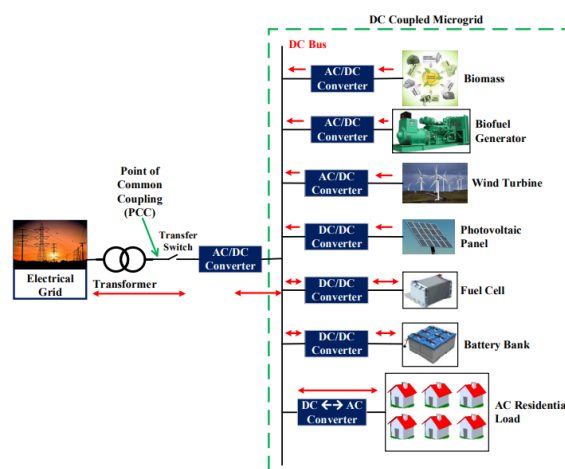


Figura 1.6. Configuración de Sistema con Acoplamiento DC [20]

En las microrredes con acoplamiento DC, la conversión de energía es más sencilla en comparación al proceso de conversión de energía en las microrredes AC coupled. Ya que, la mayoría de las fuentes de generación de energía renovable, como los parques fotovoltaicos o eólicos, generan su energía en corriente continua DC, por esta razón no hay necesidad de convertir su energía antes de conectarla al Bus, esto se traduce en la ausencia de un proceso de conversión [25], reduciendo pérdidas del sistema y mejorando su eficiencia.

Los sistemas de almacenamiento tradicionales también se ven aventajados al interconectarse dentro de un bus DC, ya que, los sistemas de almacenamiento trabajan en corriente continua DC y al estar en un bus de iguales características, se evitan un proceso de conversión, volviéndolos más eficientes y rápidos [26]. Este mejoramiento de la eficiencia puede ser de gran ayuda el momento en el cual se requieran grandes cantidades

de energía por parte de las baterías, al momento de que la red se vea afectada por un evento no deseado.

Las microrredes con acoplamiento DC, por lo general, tienen menos pérdidas de energía en el proceso de transmisión, a diferencia de su símil en AC. Esto gracias a las mejores características de conductividad de los cables de corriente continua y la reducción de pérdidas al no presentar reactancias en la impedancia del conductor DC [27], [28]. Esto puede ser crucial e inclinarse por una microrred con DC coupling puede ser viable en microrredes en las cuales las distancias de transmisión sean muy elevadas.

Además, estas microrredes pueden brindar una mayor estabilidad de frecuencia y estabilidad de voltaje en comparación a las AC coupled. Dado que, las fuentes de generación renovable como la fotovoltaica y eólica y baterías no generan fluctuaciones considerables de fase, haciendo que el voltaje y la frecuencia del sistema sean más equilibrados [29], [30], mejorando crucialmente la calidad de la energía de todo el sistema en conjunto [31], [32].

Podemos optar por un acoplamiento DC cuando se tienen mucho más cargas y fuentes de generación funcionando en corriente continua, esto mejorara considerablemente el rendimiento y la estabilidad del sistema. Sin embargo, no podemos dejar atrás dos temas muy importantes como lo son: la confiabilidad de integración y los elevados costos de implementación que representan este tipo de microrredes [33]. Esto hace que nuevamente la toma de decisión con referencia a que tecnología utilizar, AC o DC, sea muy variable dependiendo de las necesidades y la situación actual del sistema eléctrico de potencia.

1.3.2. Fuentes de Generación Convencionales o Tradicionales

En este apartado se analizará la fuente de generación convencional termoeléctrica, la cual emplea la combustión de combustibles fósiles para la generación de electricidad. Estas centrales termoeléctricas son muy útiles por su rapidez ante la variabilidad de la demanda, pero, por otro lado, son las responsables del 44% de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) relacionado con la generación de electricidad, además, son las responsables de haber generado 10,4 TWh en los últimos [34].

1.3.2.1. Centrales Termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas en cualquiera de sus tecnologías, a lo largo del tiempo, han sido de las fuentes de generación convencional más utilizadas en los sistemas eléctricos de potencia. Sin embargo, hay que tener presente, la cantidad de emisiones de CO₂ de las que son responsables, gracias al proceso de combustión necesario para su

funcionamiento. Por lo cual, la gran mayoría de los grandes países y ciudades se han propuesto desplazar este tipo de tecnología, por una combinación o mix de tecnologías, que cumplan la misma función, pero, a su vez sean amigables con el medio ambiente. A continuación, se presentarán las características más relevantes de los tipos de centrales térmicas.

1.3.2.1.1. Turbina Aeroderivativa

Las centrales térmicas con turbina aeroderivativas, tiene una eficiencia que ronda el 40% y un factor de planta muy variable, depende mucho de la disponibilidad del recurso del combustible y la demanda de energía, este tipo de centrales son usadas comúnmente como carga base o de respaldo ante una solicitud del sistema, y por lo general utilizan como fuente de abastecimiento al Gasoil o Gas Natural.

Además, de ser usadas para proporcionar un margen energético de respaldo o de reserva, estabilizar la red aportando con energía en momentos de desbalance y cubrir picos de demanda. Estas centrales, también son utilizadas para aplicaciones de gran industria y en áreas remotas en donde se necesita una energía fija y confiable [35].

El costo de instalación de una central térmica con turbina aeroderivativa puede oscilar entre unos 1000 a 2500 US\$/kW de capacidad instalada, por otra parte, por lo general, como en la mayoría de fuentes de generación convencionales, se tiene que el costo de operación y mantenimiento se calcula como un porcentaje del costo de inversión y puede ir del 1% al 3% de la inversión total anualmente.

Entre las partes emblemáticas de las centrales térmicas con Turbina Aeroderivativa se tiene:

- Turbina de Gas.
- Generador Eléctrico.
- Compresor de Aire.
- Sistema de Combustión.
- Sistema de Control [36], [37], [38].

1.3.2.1.2. Motogeneradores

Las centrales térmicas motogeneradoras, tiene una eficiencia que ronda el 30% o 40% y un factor de planta muy variable, dependiendo de la ubicación y la configuración de la

central termoeléctrica, el factor de planta de una central térmica motogeneradora puede ir entre el 20% al 40%. este tipo de centrales son usadas comúnmente como carga base o de respaldo ante una solicitud del sistema, y en algunos casos como generación distribuida, y por lo general funcionan a base de Gasoil, Gas Natural o Fuel-oil [39], [40], [41].

Estas centrales utilizan motores de combustión interna, como motores diésel o motores de gas natural, para la generación electricidad, tienen un arranque rápido y sirven para dar seguimiento a la carga. A diferencia de las turbinas aeroderivativas que utilizan turbinas a gas, siendo estas un poco más livianas [39], [40], [41].

El costo de instalación de una central térmica motogeneradora puede variar entre unos 800 a 2500 US\$/kW de su capacidad instalada, por otra parte, el costo de operación y mantenimiento se calcula como un porcentaje del costo de inversión y puede ir del 1% al 2% de la inversión total anualmente [42], [43].

Entre las partes esenciales de las centrales térmicas con motogenerador se tiene:

- Motor de Combustión Interna.
- Generador Eléctrico.
- Tanque de Combustible
- Sistema de Refrigeración.
- Sistema de Escape.
- Sistema de Control [39].

1.3.3. Fuentes de Generación Renovables No Convencionales

1.3.3.1. Centrales Fotovoltaicas

Los proyectos, sistemas o centrales fotovoltaicas (PFV) han surgido como una tecnología pionera en el horizonte de la producción de energía, jugando un papel fundamental en la generación de electricidad de manera limpia y sostenible. Estos sistemas, a través del uso de módulos, celdas o paneles fotovoltaicos y mediante reacciones químicas, convierten la radiación solar en energía eléctrica, siendo una alternativa de generación prácticamente nueva y muy innovadora. Su crecimiento ha sido muy acelerado, en donde se pueden apreciar aplicaciones a pequeña escala hasta proyectos de escala industrial o llegar a

formar parte de un gran sistema eléctrico de potencia. Dividiendo estos sistemas en: pequeña, mediana y gran escala [44], [45].

Los sistemas fotovoltaicos y su uso son cada vez más notables, en la actualidad, la capacidad instalada en esta tecnología sobrepasa los 800 gigavatios (GW) a nivel mundial, un salto abismal a los datos históricos que se registraban en el 2010 registrando 40 GW, lo cual representa 20 veces la capacidad instalada del año 2010. Este crecimiento y el avance en la investigación en el ámbito de todos los componentes electromecánicos que componen un sistema fotovoltaico, se traducen en una reducción notable en los costos de inversión asociados. En específico, los costos de los módulos fotovoltaicos han reducido más del 80% en la última década, y el costo de instalación se ha visto, promediando los 0,80 – 1 US\$/W. Dicho costo está siendo cada vez más competitivo y ha ido decreciendo, gracias a los avances en los sistemas convertidores de energía, la optimización del sistema de producción y la aplicación de la economía de escala en la fabricación de los componentes de los sistemas fotovoltaicos [44], [46].

Este descenso en los costos ha redefinido el horizonte de la energía solar fotovoltaica, no solamente aumentando notablemente su rentabilidad, sino también permitiendo una expansión muy acelerada. En este contexto, la accesibilidad a la energía solar fotovoltaica es una realidad, brindando servicio de electricidad a las áreas rurales en donde antes no se tenía acceso. Además, la demanda creciente de los sistemas fotovoltaicos, sumada a la conciencia acerca de la sostenibilidad, resiliencia energética y cambio climático, han formado un mercado sumamente competitivo y han consolidado a los sistemas fotovoltaicos como un pilar clave en el cambio de la matriz energética a nivel mundial.

A continuación, se expondrán las diferentes clases de sistemas fotovoltaicos, así como las particularidades de sus principales componentes electromecánicos [44].

1.3.3.1.1. Pequeña Escala

En el ámbito de la pequeña escala, los sistemas fotovoltaicos están consolidados como una solución muy popular y financieramente atractiva tanto para hogares, medianos y grandes comercios y especialmente la pequeña escala se da en comunidades rurales. Se puede decir que estas pequeñas centrales entre los 2 kW hasta los 100 kW y en la actualidad son más los comercios y hogares que optan por desplazar su consumo al instalar proyectos fotovoltaicos en los techos o predios de su hogar. Además, las regulaciones de los diferentes países incentivan más al consumidor final a implementar este tipo de centrales [44], [47].

Estos sistemas fotovoltaicos se suele combinar la generación de energía a través de módulos fotovoltaicos con el almacenamiento de energía mediante sistemas de almacenamiento, por lo general, baterías de ion-litio, sirviendo como respaldo en las horas que se va la energía solar o compensando la energía en la cual la irradiación solar es nula o muy baja y, por ende, la central fotovoltaica no genera [44], [47].

1.3.3.1.2. Mediana Escala

A escala mediana, los sistemas fotovoltaicos se presentan, en su mayoría en proyectos comerciales e industriales de mediano y gran tamaño como: fábricas, almacenes y edificios comerciales. Estos proyectos, por lo general rondan los 100 kW y van hasta los 500 kW, y en su gran mayoría, están conectados a la red eléctrica de distribución, bajo algún sistema de compensación de energía. En el caso de nuestro país, rige el concepto de Net Metering o Medición Neta [44], [47].

Complementando, el concepto de Net Metering, nos dice que: La energía producida por el sistema de autoconsumo fotovoltaico, será neta con la energía consumida por el cliente más la energía entregada de la red hacia el consumidor, dejando un remanente de energía [44], [47].

Si ese remanente es mayor que cero, el consumidor tiene un crédito de energía a favor, si el remanente es igual a cero el consumidor no pagara ningún cargo por energía y si el remanente es negativo, el consumidor final, únicamente cancelará la cantidad de energía que no se logró compensar con el sistema fotovoltaico [44], [47].

1.3.3.1.3. Gran Escala

A gran escala se encuentran las instalaciones fotovoltaicas que sirvan para suplir grandes industrias como: parques industriales, hospitales, centros comerciales, cadenas de restaurantes, entre otros. A esta escala tenemos, en el concepto de autoconsumo los parques fotovoltaicos que vayan de 500 kW a 1000 kW. Y ya bajo otros sistemas comerciales tenemos las centrales fotovoltaicas que superen el 1 MW de capacidad instalada [44], [47].

En estos casos se pueden presentar grandes centrales fotovoltaicas, las cuales pueden contribuir al sistema eléctrico de potencia con una gran cantidad de capacidad instalada y siendo un pilar fundamental hacia un cambio en la matriz energética limpia y sostenible con una alta penetración en energías renovables [44], [47].

La tendencia global muestra que la capacidad instalada en proyectos fotovoltaicos supera los varios gigavatios en los últimos años, y va aumentando exponencialmente con el paso de los años. Estas instalaciones, además de contribuir con la energía demandada por los consumidores, reducir las emisiones de CO₂ y contribuir con una matriz productiva más amigable con el ambiente, genera plazas de empleo local, no solo en la etapa de construcción sino también en la etapa de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil de las plantas fotovoltaicas [44], [47].

Los costos de instalación de los sistemas fotovoltaicos varían significativamente dependiendo de la capacidad de la central, debido a la economía de escala que aplica a la gran mayoría de elementos electromecánicos. A pequeña escala, como en techos residenciales, los costos por Wp tienden a ser los más altos variando entre los 1,20 y 1 US\$. Por otra parte, en medianos comercios, se tienen rangos de precios para las centrales de mediana escala que van desde los 1 US\$ hasta los 0,92 US\$. Y, finalmente, en la actualidad para los grandes parques fotovoltaicos se tienen precios que rondan los 0,92 US\$ hasta los 0,6 US\$ [44], [47].

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) también tienen grandes oscilaciones debido a la diferencia en el tamaño de la central. En los sistemas más pequeños, los costos de operación y mantenimiento son relativamente bajos, los cuales rondan los 20 y 50 US\$ por kW al año. En la escala mediana, aumentan moderadamente ascendiendo a valores de 30 a 80 kWp el año y finalmente, y dependiendo de que tan automatizado se encuentre el sistema de limpieza, el mantenimiento de una central de gran escala varía entre los 10 y 40 US\$ el kWp [44], [47].

1.3.3.2. Componentes de los Sistemas Fotovoltaicos

1.3.3.2.1. Módulos Fotovoltaicos

Los módulos o paneles fotovoltaicos son sistemas compuestos por un conjunto de celdas fotovoltaicas, las cuales se encuentran organizadas dentro de un marco de sujeción para su posterior montaje. La principal función de un módulo fotovoltaico es aprovechar la irradiación solar que incide sobre estas celdas fotovoltaicas y transformarla en energía eléctrica de corriente continua [44], [47].

El ángulo de inclinación que tengan los módulos fotovoltaicos con respecto al plano horizontal tiene un impacto directo en su rendimiento, ya que permite una mayor o menor captación de la radiación solar perpendicular. Es crucial destacar que este rendimiento se

mantiene constante y es independiente del clima. El conjunto de módulos fotovoltaicos se denomina arreglo fotovoltaico [44], [48].

Los paneles solares se dividen principalmente en cuatro categorías, cada una con sus propias características y eficiencia energética. A continuación, se detallan las características de cada una de esas categorías.

- Los paneles solares de primera generación están hechos con silicio cristalino, el material más eficiente. El rendimiento promedio de los paneles solares de primera generación varía entre el 15 y el 22% [49].
- Los paneles solares de segunda generación están hechos de silicio amorfo, que es menos eficiente pero también menos costoso. El rendimiento promedio de los paneles solares de segunda generación es del 5 al 12% [50].
- Sistemas de paneles solares de tercera generación: Se basan en nuevas tecnologías, como polímeros fotovoltaicos, celdas fotovoltaicas concentradas, silicio monocristalino y celdas solares sensibilizadas por colorantes [50].
 - Los paneles solares de silicio monocristalino tienen un rendimiento promedio de 10–20%, En la Figura 1.7 se presenta un arreglo de módulos fotovoltaicos monocristalinos.
 - Los paneles solares de polímeros fotovoltaicos tienen un rendimiento promedio del 3 al 10%.
 - Los paneles solares fotovoltaicos concentrados tienen un rendimiento promedio del 20 al 40%.
 - El rendimiento medio de los paneles solares sensibilizados por colorantes es del 1 al 5%.
- Los paneles solares transparentes son los más nuevos y tienen mucho potencial de desarrollo. El rendimiento promedio de los paneles solares transparentes es del 2 al 6%.

Los costos de cada módulo fotovoltaico dependerán principalmente de la categoría a la que pertenezcan y el material del que se encuentren constituidos. Este resumen de costos se presenta en la Tabla 1.1.



Figura 1.7. Arreglo de módulos fotovoltaicos monocristalinos

Tabla 1.1. Costo y Eficiencia por Generación de Módulo Fotovoltaico [Elaboración Propia]

Generación	Costo por Panel [US\$]	Eficiencia Media [%]
Primera	350 - 500	15 -22
Segunda	350 - 450	5 12
Tercera	250 - 350	10 - 25
Transparente	400 - 500	2 - 6

1.3.3.2.2. Inversor

Un inversor de corriente continua a corriente alterna (DC/AC) es un dispositivo electrónico que transforma la corriente DC a corriente AC, por medio de sus etapas de filtrado y rectificación, a las cuales se les suma el MPPT o seguidor de máxima potencia, el cual viene integrado en los inversores actuales [44].

Cualquier central fotovoltaica requiere de uno o más inversores DC/AC. Dicho equipamiento, cumple la función principal de transformar la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, para adecuar la corriente que se maneja en los hogares y en la red eléctrica de distribución o transmisión.

Además, los inversores juegan un papel crucial en la gestión de la energía entregada por parte de la central fotovoltaica. Pueden controlar la cantidad de energía entregada por la planta para evitar desgastes en los equipos o sobrepasar la energía anual declarada que la central puede inyectar a la red.

Este inversor puede ser centralizado o inversor en cadena, a continuación, se detallan las características de cada uno de los inversores.

Inversor Centralizado

Un inversor centralizado, es un dispositivo que transforma la corriente continua producida por el conjunto total de los paneles fotovoltaicos. Estos inversores se usaban mucho cuando la tecnología fotovoltaica empezó y cuando las primeras marcas pioneras sacaron inversores de grandes capacidades.

Los inversores centrales suelen tener eficiencias elevadas, que pueden rondar generalmente el 95 al 98%, esto quiere decir que la mayor parte de la energía generada por los módulos fotovoltaicos es energía que se transfiere a la red o al usuario como energía útil, en la Figura 1.8 se presenta un inversor centralizado.



Figura 1.8. Inversor Centralizado [51]

Pueden manejar varias cadenas de paneles en simultaneo, lo que los vuelve atractivos en sistemas de energía solar de gran tamaño, como por ejemplo galpones industriales y comerciales de gran tamaño [52], [53], [54], [55].

Los sistemas de monitoreo sofisticados suelen estar instalados en los inversores centrales, lo que permite un seguimiento y diagnóstico efectivos del rendimiento del sistema.

Inversor de Cadena

Un inversor de cadena, o también conocido como inversor string, es un dispositivo electrónico que se instala a nivel de cierto número limitado de paneles o también conocido como arreglo o cadena. Cada una de las cadenas que conforman la totalidad de módulos

se conectan a un solo inversor, haciendo que se tengan varios inversores por central fotovoltaica.

Estos inversores son muy utilizados en hogares, comercios por que vienen desde potencias de 2 kW en adelante, sin embargo, y debido a las ventajas que presentan frente a los centralizados, y el desarrollo de potencias más elevadas como 100 kW, 175 kW y 200 kW, son utilizados cada vez con mayor frecuencia en las plantas fotovoltaicas de mediana y de gran escala.

Los inversores de cadena suelen tener eficiencias sumamente altas, las cuales rondan el 98 y 99%, lo que los vuelve muy atractivos el momento de tomar una decisión basándose en este aspecto [52], [53], [54], [55]. Como ya se mencionó con anterioridad, son muy versátiles debido a su gama de tamaño, lo que los vuelve muy adaptables a las centrales de pequeña, mediana y gran escala.

La gestión y monitoreo en estos inversores string se vuelve más meticulosa, ya que controlamos y monitoreamos grupos más reducidos de módulos fotovoltaicos y la energía producida por los mismos a diferencia de los inversores centralizados, en los cuales se ve el total de energía producida, en la Figura 1.9 se presenta un inversor de cadena.



Figura 1.9. Inversor de Cadena

Se puede decir que la utilización de uno u otro sistema ya dependerá del tamaño de la central, de la rapidez con la cual se quiera montar el EPC, y de las cualidades del sistema de monitoreo que se desee implementar. Ambos presentan muy buenos rendimientos y siguen mejorando en sus componentes internos, prestaciones y protecciones con el constante desarrollo del mercado de la tecnología fotovoltaica [52], [53], [54], [55].

A continuación, se presenta, en la Tabla 1.2 un rango de costos referenciales para las capacidades de inversores más utilizadas actualmente [44], [46], [56], [57].

Tabla 1.2. Rangos de Costo por Capacidad de Inversor [Elaboración Propia]

Potencia del Inversor [kW]	Rango de Costos [US\$]	Costo Promedio [US\$]
2	500 - 600	550
5	1,000 - 1,250	1,125
15	2,000 - 2,500	2,250
20	3,000 - 3,500	3,250
60	8,000 - 10,000	9,000
100	5,000 - 6,000	5,500
175	10,000 - 12,500	11,250

1.3.3.2.3. Transformador de Potencia

El transformador de potencia es un componente electromecánico fundamental dentro de una central fotovoltaica, ya que ayuda a ajustar el voltaje para facilitar la transmisión de energía producida por los paneles solares y tratada a la salida de los inversores.

Los inversores generan energía corriente alterna a un voltaje relativamente bajo, como por ejemplo 480 o 800 voltios. Para transportar esta energía a través de líneas de transmisión de alto voltaje, es necesario que el transformador de potencia aumente el voltaje. Esto reduce las pérdidas de energía durante el proceso de transporte y permite una transmisión con mayor eficiencia a través de la red eléctrica [44], [46].

Por otro lado, y no menos importante, para inyectar la energía producida, la gran mayoría de centrales fotovoltaicas se encuentran conectadas a la red eléctrica. Para lograr este objetivo, el transformador de potencia ayuda a acondicionar el voltaje y frecuencia producidos a la salida de los inversores, haciendo posible la correcta sincronización con la red eléctrica de distribución, subtransmisión o transmisión.

En una central de generación fotovoltaica, la conexión más común para los transformadores de potencia es la conexión "Delta – Estrella" (Δ - Y). En esta configuración, los devanados primarios del transformador están conectados en delta (Δ) y los devanados secundarios del transformador están conectados en estrella (Y). Esta configuración permite la adaptación de voltajes y corrientes para poder transmitir la potencia y poder conectarse

a la red eléctrica de la mejor manera. Adicionalmente, la mayoría de los medidores se conectan al devanado de estrella del transformador.

Varios factores como la potencia del transformador, el fabricante, el tipo de transformador, las condiciones de compra y el lugar de compra, afectan directamente en el precio del transformador de potencia. No obstante, en China e India, gracias a ser pioneros en el desarrollo de transformadores de potencia, se tienen los menores costos de venta. En la Tabla 1.3, se presenta un rango de costos para las diferentes potencias de transformadores de potencia típicos [58].

Tabla 1.3. Costos Referenciales de Transformadores de Potencia [Elaboración Propia]

Potencia [kVA]	Rango de costos [US\$]	Costo medio [US\$]
Pequeña (100-500)	5.000-15.000	10.000
Mediana (500-1.000)	50.000-150.000	100.000
Grande (>1.000)	500.000-1.500.000	1.000.000

El mantenimiento preventivo en el transformador de potencia es el conjunto de acciones que se realizarán regularmente para prevenir o detectar posibles fallas en el equipo. Este mantenimiento preventivo evitará desconexiones no deseadas y prolongará la vida útil del transformador.

Los mantenimientos preventivos más comunes son:

- Inspección visual: esta se realiza para encontrar cualquier anomalía en las afueras del transformador, como grietas, fugas o daños en los componentes.
- Pruebas Eléctricas: estas se realizan para verificar el correcto funcionamiento del transformador, entre estas pruebas se encuentra la prueba de relación de transformación, la resistencia de aislamiento y la temperatura interna de los bobinados.
- Análisis del Aceite: se realiza para evaluar el estado del aceite dieléctrico, comprobando que se encuentre en buenas condiciones.

- Limpieza: se debe realizar una limpieza periódica, lo que evitara corrosiones o acumulaciones excesivas de suciedad.

Depende del tamaño del transformador, pero lo más común es realizar mantenimientos preventivos semestrales o anuales.

1.3.3.2.4. Cableado

La transferencia de energía eléctrica entre dos o más componentes en una instalación requiere el uso de conductores eléctricos. El dimensionamiento adecuado de los conductores eléctricos es esencial para garantizar la seguridad, confiabilidad y economía del sistema [45],[46], para seleccionar y dimensionar adecuadamente un conductor eléctrico, se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- La ampacidad: o capacidad de corriente, es un factor crucial para determinar la cantidad máxima de corriente eléctrica que un conductor puede manejar de manera segura. Este valor varía según el diseño y el material del conductor, pero generalmente se indica en amperios (A). Para aplicaciones particulares, sin embargo, también puede expresarse en kilowatts (kW), kilovoltio-amperios (kVA) o caballos de fuerza (HP) [45].
- Resistencia Eléctrica: La sección transversal, la longitud y el material del conductor determinan la resistencia eléctrica de un conductor. La relación entre la longitud y la resistencia es directamente proporcional, lo que significa que la resistencia aumenta con la longitud, lo que tiene un impacto significativo en la caída de voltaje a lo largo del conductor [45].
- Temperatura de Operación: La temperatura de operación de un conductor afecta su eficiencia. Las altas temperaturas aumentan la resistencia del material, lo que aumenta las pérdidas de energía. Este punto es especialmente importante para los conductores que se utilizan en ambientes de alta temperatura o en instalaciones subterráneas, donde la disipación de calor es limitada y afecta directamente la ampacidad [45].
- Aislamiento: Los materiales utilizados para aislar un conductor eléctrico, como la chaqueta de nylon, se seleccionan en función de sus características particulares, como su resistencia a la humedad, la radiación ultravioleta, la corrosión, la abrasión y los extremos de temperatura. La elección del material aislante es fundamental

porque influye en la transferencia de calor y, por lo tanto, en la capacidad del conductor para transportar corrientes eléctricas de mayor o menor intensidad [45].

- **Caída de voltaje:** Varios factores afectan la caída de voltaje de un sistema eléctrico. Estos incluyen la longitud y sección transversal del conductor, el material del conductor, la cantidad de potencia instalada, el nivel de voltaje y el tipo de sistema eléctrico (monofásico o trifásico). Durante el diseño del sistema, estos componentes deben ser cuidadosamente considerados para reducir las pérdidas de energía y garantizar un funcionamiento eficiente [45].

Los valores típicos de los parámetros que permiten dimensionar un conductor para una instalación se muestran en la Tabla 1.4 [59].

Tabla 1.4. Resistividad de materiales tipo en ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$) a distintas temperaturas

Material	Resistividad		
	20 °C	70 °C	90 °C
Cobre	0,0172	0,02063	0,0225
Aluminio	0,0280	0,0337	0,0360
Hierro	0,0654	0,0703	0,0738

Los fabricantes de conductores eléctricos tienen homologados los tamaños de los conductores, es por ello que independiente de la marca, siempre se encontraran conductores eléctricos de las mismas dimensiones, al menos en el material conductor, las secciones comerciales son [60]:

Tabla 1.5. Secciones comerciales para conductores

Material del conductor	Valor comercial de sección [mm²]
Cobre y Aluminio	1,5
	2,5
	4
	6
	10
	16
	25
	35
	50
	70
	95
	120
	150
	185
240	
300	

A continuación, se describen las características de los conductores para AC, mayormente empleados entre la conexión de inversores y el tablero general, para su posterior conexión con el transformador de la instalación fotovoltaica en el lado de bajo voltaje.

- **Conductor de Cobre TTU 75°C**

El conductor tipo TTU, construido a partir de cobre electrolítico de alta pureza (99.99%) y clasificado como clase B, es una solución monopolar destacada en el campo de los conductores eléctricos. Este conductor está disponible en dos versiones estructurales: tradicional y compactada. Ambos ofrecen versatilidad en términos de aplicación y eficiencia espacial. La principal característica de este conductor es su sistema de aislamiento sofisticado, que incorpora una capa de Polietileno de baja densidad (PE). Este PE se seleccionó por su excepcional resistencia térmica y a la humedad, que son esenciales para

optimizar el rendimiento y la durabilidad en condiciones adversas. Además, tiene una cubierta de cloruro de polivinilo (PVC), lo que lo hace más resistente a los agentes externos y le permite vivir más tiempo en entornos difíciles.

El conductor TTU ha sido diseñado para satisfacer las demandas de una amplia gama de aplicaciones en el campo eléctrico. Con una eficacia comprobada hasta 600 V, se recomienda su uso en instalaciones residenciales, comerciales e industriales, así como en circuitos de energía y sistemas de baja tensión. Su diseño estructural le permite usarse en una amplia gama de aplicaciones, como sistemas de tuberías, ductos, bandejas y canaletas. Es excepcionalmente adecuado para instalaciones expuestas a la intemperie o que requieren ser enterradas, cumpliendo y superando los estándares establecidos por el Código Eléctrico Nacional. El conductor TTU demuestra una adaptabilidad superior en condiciones de inmersión parcial y en una amplia gama de ambientes, desde secos hasta altamente húmedos.

La Tabla 1.6 contiene una descripción detallada de las especificaciones técnicas del conductor TTU, que incluye parámetros como resistencia eléctrica, capacidad de carga de corriente, radio mínimo de curvatura y resistencia a la tracción. Esta información proporciona una base fundamental para su selección y uso en proyectos de ingeniería eléctrica avanzada, asegurando una integración segura y eficaz en sistemas que cumplen con las normativas más exigentes del mercado [61].

Tabla 1.6. Parámetros técnicos del conductor de cobre TTU 75°C [60], [61]

Voltaje máximo de operación [V]	600
Temperatura máxima de operación en ambientes secos y húmedos [°C]	75

- **Conductor de aluminio TTU 75°C**

El conductor TTU está hecho de aluminio de alta calidad, lo que lo convierte en una gran innovación en el campo de los materiales conductores eléctricos. La composición a base de aluminio fue seleccionada con cuidado para su ligereza y eficacia en la conducción eléctrica, lo que lo convierte en un componente esencial en una variedad de aplicaciones eléctricas. Este conductor es único por su dualidad de estructuras. Tiene una versión compacta y una versión estándar, lo que amplía su aplicación y facilita su adaptación a diferentes escenarios de instalación.

El sistema de aislamiento avanzado del conductor de aluminio TTU es una característica única. Este sistema está hecho de polietileno de baja densidad (PE), que fue seleccionado debido a su excelente resistencia a las fluctuaciones térmicas y a los entornos húmedos. Esta capa de aislamiento es fundamental para mantener la eficiencia y la funcionalidad del conductor bajo diversas condiciones. Además, tiene una cubierta de cloruro de polivinilo (PVC) que protege al conductor de los factores ambientales y prolonga su vida útil cuando está expuesto a objetos externos.

El diseño del conductor de aluminio TTU 75°C está diseñado para satisfacer las necesidades particulares de instalaciones en estructuras residenciales, comerciales e industriales. También funciona bien con sistemas de potencia y redes eléctricas de baja tensión, con un rendimiento de hasta 600 V. Es especialmente adecuado para instalaciones exteriores o subterráneas debido a su estructura versátil, que permite la instalación eficiente en una variedad de configuraciones, como tuberías, ductos, bandejas y canaletas. Este conductor cumple con los requisitos del Código Eléctrico Nacional y funciona bien en una variedad de condiciones ambientales, desde zonas frías hasta altas humedades o incluso bajo inmersión parcial.

Finalmente, la Tabla 1.7 contiene especificaciones técnicas detalladas del conductor de aluminio TTU a 75 °C, con información importante como resistencia eléctrica, capacidad de carga de corriente, radio mínimo de curvatura y resistencia a la tracción. Para seleccionar adecuadamente estos parámetros técnicos en proyectos de ingeniería eléctrica complejos, es esencial asegurarse de que se integren de manera efectiva y cumplan con los estándares regulatorios más exigentes del ámbito eléctrico [60], [61].

Tabla 1.7. Especificaciones técnicas conductor de aluminio TTU 75°C [60], [61]

Voltaje máximo de operación [V]	600
Temperatura máxima de operación en ambientes secos y húmedos [°C]	75

- **Conductor de cobre TTU 90°C**

El conductor de cobre TTU 90 °C se destaca en el campo de los materiales conductores por sus excelentes características eléctricas y mecánicas. El aislamiento compuesto por polietileno reticulado XLPE mejora significativamente la capacidad de conducción de corriente de este conductor unipolar y reduce las pérdidas dieléctricas y aumenta la resistencia de aislamiento. Una gran ventaja adicional de este conductor es su cubierta

externa de PVC, que lo hace extremadamente resistente a agentes como grasas, aceites, abrasión y rayos ultravioletas mientras evita la propagación de llamas. El conductor está hecho de cobre blando compactado de clase B, lo que mejora sus propiedades conductivas y su durabilidad.

El conductor de cobre TTU 90 °C, que se recomienda ampliamente para aplicaciones generales, es ideal como cable de energía en sistemas de distribución eléctrica de baja tensión, así como en instalaciones industriales, edificaciones y estaciones de maniobra. Su diseño permite una instalación efectiva mediante ductos, bandejas y canaletas. Además, según las recomendaciones del Código Eléctrico Nacional, es especialmente adecuado para uso en ambientes exteriores o enterrado directamente. Este conductor funciona bien en áreas secas, húmedas y parcialmente sumergidas.

La Tabla 1.8 muestra las características más pertinentes y específicas de este tipo de conductor, desde sus capacidades eléctricas hasta sus características mecánicas. Estos detalles son esenciales para garantizar la selección y aplicación adecuadas del conductor en proyectos de ingeniería eléctrica, asegurando su rendimiento óptimo y su conformidad con los estándares regulatorios vigentes [60], [61].

Tabla 1.8. Especificaciones técnicas conductor de cobre TTU 90°C [60], [61]

Voltaje máximo de operación [V]	600
Temperatura máxima de operación en ambientes secos y húmedos [°C]	90
Temperatura de sobrecarga de emergencia [°C]	130
Temperatura máxima del conductor en cortocircuito [°C]	250

Resulta importante mencionar que existirán distintas capacidades de corriente para el mismo conductor, dependiendo de si estos se encuentran al aire libre o en ductos.

1.3.3.2.5. Líneas eléctricas DC

El cable solar se utiliza en instalaciones fotovoltaicas porque es muy resistente a las condiciones ambientales extremas, como la radiación ultravioleta, el calor, el frío y la humedad. Construidos con un conductor de aluminio o cobre electrolítico estañado para garantizar la conductividad adecuada, están dotados de doble aislación y, en muchos

casos, están cubiertos de silicona para aumentar su resistencia a la intemperie, a los rayos UV y a temperaturas extremas. Además, están hechos de compuestos sin halógenos, lo que los hace autoextinguibles y evita la propagación de llamas en caso de incendio [59], [62], [63], [64].

El color (negro o rojo), el tamaño y la resistencia de los cables solares son las principales diferencias. Por lo tanto, algunos de los más frecuentes son:

- Cable Solar 6mm², rojo 1000V.
- Cable para paneles solares 6mm², negro 1000V.
- Cable Fotovoltaico 4mm², rojo 1500V.
- Cables Solares 4mm², negro 1500V.
- Cables para Paneles solares 6mm², rojo 1500V.
- Cable Fotovoltaico 6mm², negro 1500V.
- Cable Solar 10mm², rojo 1500V.
- Cables Solares 10mm², negro 1500V [59], [62], [63], [64].

Además, los conectores MC4 permiten la conexión de módulos entre sí, lo que facilita la construcción de cadenas de paneles. El nombre "MC4" se compone de las siglas "MC", que significa "Multi-Contact", y "4" significa el diámetro de la clavija de contacto de 4 milímetros [65].

El sistema MC4 utiliza conectores macho y hembra dentro de carcasas de plástico [65]. Los MC4 necesitan un cable con el diámetro adecuado para que se sellen correctamente. En general, doble aislamiento y protección contra rayos UV.

Incluso en sistemas de bajo voltaje (12-48 V), no conectar o desconectar bajo carga es crucial. Debido a que un arco eléctrico puede ocurrir y dañar gravemente los materiales en contacto, lo que provoca alta resistencia y sobrecalentamiento. Esto se debe en parte a que cuando se utiliza corriente directa (DC), los arcos eléctricos se autoextinguen cuando el voltaje es cero.

A la hora de desconectar los MC4, se debe instalar un interruptor cerca de las conexiones para evitar arcos. Esto permitirá abrir el circuito sin riesgo de arcos. Los conectores MC4 están diseñados para calibres de conductor de 12 y 10 AWG (4 y 6 mm²) y tienen una corriente nominal de 30 A [59], [62], [63], [64], [65].

1.3.3.2.6. Estructuras de Soporte

Las estructuras de soporte para paneles solares son componentes metálicos cruciales que mejoran el rendimiento energético y la seguridad de las plantas fotovoltaicas. Estas estructuras se utilizan para fijar los módulos solares a cualquier superficie, ajustar su inclinación u orientación para captar más radiación solar. Existen dos tipos de estructuras de soporte debido a su fabricación y tecnología:

- Estructuras Fijas: Estas estructuras son necesarias para un correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico. Su diseño es estático, lo que significa que la inclinación y orientación de los paneles se mantienen fijas durante la instalación. Debido a que no incluye componentes móviles, este diseño es preferido porque cuesta menos instalar y mantener. Es esencial realizar un análisis completo de factores como la estacionalidad solar, la ubicación geográfica, las características del terreno y las condiciones de viento para optimizar su rendimiento. La inclinación ideal de los módulos se garantiza con este análisis, lo que maximiza la captación solar y la durabilidad de la estructura ante los factores ambientales. Una representación tipo de estas estructuras se presenta en la Figura 1.10 [44], [45], [46].

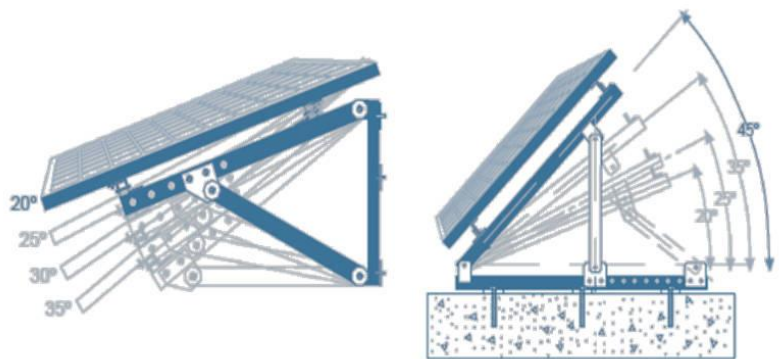


Figura 1.10. Estructuras Fijas [66]

- Estructuras Móviles (Con Seguimiento Solar): Estas estructuras incorporan sistemas electromecánicos avanzados llamados seguidores solares, que los diferencian de las estructuras fijas. Estos sistemas permiten que los paneles solares se orienten e inclinen dinámicamente a lo largo del día, siguiendo la trayectoria del sol. Estas estructuras ofrecen un beneficio significativo al maximizar la captación de radiación solar, a pesar de que su costo inicial, así como los costos de operación

y mantenimiento, son más elevados. La configuración puede realizarse manualmente o de forma automatizada, lo que permite una optimización continua de la exposición solar. Estas estructuras son perfectas para aplicaciones en las que la eficiencia energética es importante y se requiere una mayor inversión inicial para obtener un mayor rendimiento a largo plazo. El principio de funcionamiento de esta estructura se observa en la Figura 1.11 [44], [45], [46].

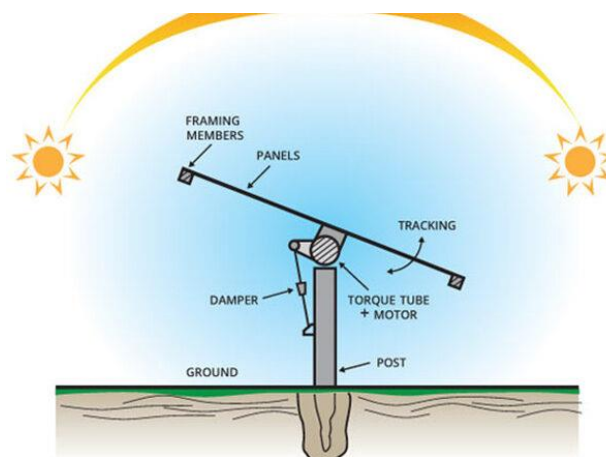


Figura 1.11. Seguidores Solares [67]

Ambas estructuras son esenciales para la eficiencia energética y la seguridad operacional de una planta fotovoltaica. La elección entre estructuras fijas y móviles debe basarse en el costo, la eficiencia deseada y las condiciones particulares del sitio.

1.3.3.2.7. Sistema de protecciones y aparatos de maniobra

El objetivo del sistema de protección de cualquier red eléctrica es encontrar y corregir anomalías o fallas en el sistema. Si no se detectan, pueden causar daños en los equipos eléctricos, pérdida del servicio eléctrico y daños a personas.

La certeza de operación y la seguridad del sistema de protección son dos factores importantes para tener en cuenta al coordinar las protecciones eléctricas.

La probabilidad de que el sistema de protección funcione adecuadamente cuando tenga que hacerlo se conoce como certeza de operación. Mientras que la seguridad del sistema es la capacidad de evitar operaciones innecesarias.

El mejor ajuste de las protecciones garantiza la certeza de operación y la seguridad del sistema. El compromiso de ambas variables puede cambiar porque mejorar la confiabilidad puede comprometer la seguridad del sistema y viceversa.

Como resultado, agregar pequeñas unidades de generación al sistema altera el flujo de potencia y algunos aspectos del sistema, como perfiles de voltajes, cargabilidad y pérdidas. Dependiendo de las características del sistema de distribución y de las fuentes de generación, estos efectos pueden manifestarse en forma positiva o negativa.

La energía que llega al sistema de distribución generalmente fluye hacia la carga desde la generación centralizada. Las corrientes cambian su curso cuando se conectan una central de generación a la red de distribución dependiendo de la ubicación y el tamaño de las unidades de generación. Proteger el sistema se convierte en una tarea más compleja y de mayor estudio porque la magnitud de las corrientes que aportan las unidades de generación varía según su capacidad [68], [69].

Los interruptores automáticos de caja moldeada se utilizarán como parte del sistema de protección para proteger los circuitos industriales de los sistemas de distribución de bajo voltaje. Su función principal es proteger contra sobrecargas y cortocircuitos. En otras palabras, se produce una sobrecarga cuando se absorbe más corriente de lo esperado. En este punto, la corriente que fluye por los cables es mayor que la que se puede soportar, por lo que se requiere una acción. En este tipo de falla, la protección puede ser no instantánea porque es un fenómeno lento. Por otro lado, en caso de un corte de energía, es necesario que este tome medidas de inmediato. Por lo tanto, un interruptor de caja moldeada, independientemente de su valor, protegerá las instalaciones eléctricas contra sobreintensidades, siempre estando entre la intensidad nominal del interruptor y su poder de corte correspondiente [68], [70], [71] .

Es esencial comprender que todos los componentes de los sistemas fotovoltaicos pueden ser susceptibles a diversas perturbaciones eléctricas. Estas anomalías pueden causar variaciones importantes en las magnitudes de voltaje, corriente o frecuencia, lo que puede afectar negativamente el rendimiento del sistema. Por lo tanto, es esencial realizar un análisis completo y especializado de los equipos de protección y maniobra [45]. Las protecciones en corriente continua y corriente alterna pueden dividirse en:

1.3.3.2.8. Protecciones eléctricas DC

Entre las principales protecciones para el sistema fotovoltaico para el lado de corriente continua (DC) se tiene:

- **Fusibles**

Los fusibles tipo NH, también conocidos como fusibles de cuchilla, son esenciales para proteger contra cortocircuitos y sobrecargas. Cuando la corriente supera su valor nominal, fusionan un filamento. Fusibles aéreos integrados en conectores MC4 y portafusibles para montaje en riel DIN están disponibles en una amplia gama de tamaños, incluyendo 10x38. Una ventaja significativa es su facilidad de reemplazo después de la fusión.[70].

- **Interruptores termomagnéticos VCC**

Estos dispositivos son cruciales para prevenir daños causados por corrientes excesivas en un circuito de corriente continua. Además, pueden aislar los polos positivo y negativo.

- **Diodos**

Los diodos de bypass y bloqueo son esenciales para proteger las celdas solares. Los diodos de bloqueo evitan corrientes indeseadas de cargadores de baterías o entre ramas de la matriz de paneles, mientras que los diodos de bypass se instalan en las cajas de conexión para proteger contra caídas de voltaje o polarización inversa debidas a sombreado.

- **Protección integrada en los inversores:**

Los fabricantes de inversores fotovoltaicos incorporan una amplia gama de sistemas para proteger los inversores contra sobretensiones, bajas tensiones, sobrefrecuencias, subfrecuencias, conexión inversa y anti-isla eléctrica. Los equipos fotovoltaicos necesitan esta protección integrada para funcionar correctamente en condiciones adversas.

Protecciones eléctricas AC

Entre las principales protecciones para el sistema fotovoltaico para el lado de AC se tiene:

- **Interruptor termomagnético VCA**

Cuando se detectan sobrecargas o cortocircuitos, este dispositivo interrumpe el flujo de corriente utilizando principios magnéticos y térmicos. Esto protege los conductores y los diferentes equipos del sistema eléctrico.

- **Interruptor diferencial**

Para la seguridad humana, detecta y actúa ante corrientes de fuga si estas superan un umbral, generalmente menor a 30 mA, desconectando el circuito [72].

- **Descargador atmosférico**

equipo que funciona con corriente alterna y continua, protegiendo la instalación de sobretensiones transitorias, como las producidas por rayos. Los SPD son efectivos tanto en sistemas conectados a la red como en sistemas aislados. Se conectan a una varilla de puesta a tierra de cobre, que proporciona un camino de baja resistencia para la corriente de sobretensión.

Malla de puesta a tierra

Una malla de puesta a tierra efectiva es esencial para la seguridad y el rendimiento de cualquier sistema fotovoltaico. Esta es esencial para el correcto funcionamiento del sistema en su conjunto y protege a las personas y los equipos de sobrecorrientes y descargas atmosféricas.

La malla de puesta a tierra proporciona un camino controlado a tierra para corrientes eléctricas anómalas, como las generadas por rayos o descargas eléctricas atmosféricas o fallas en el sistema. Esto ayuda a proteger tanto a las personas que trabajan en la instalación como a los componentes electrónicos delicados de los sistemas fotovoltaicos.

Los marcos metálicos de los módulos solares deben estar correctamente conectados a la tierra. En la mayoría de los casos, esto se logra mediante el uso de bornes de tierra, que garantizan una conexión eléctrica efectiva entre el marco del módulo y el sistema de tierra. Esta práctica es fundamental para garantizar la seguridad operacional y prevenir daños por voltajes inducidos.

Los inversores deben tener un nivel de aislamiento adecuado y un punto de conexión a tierra bien definido porque son parte importante de la conversión de energía. La mayoría de las veces, esto se logra en las aberturas de la carcasa del inversor. La puesta a tierra adecuada de los inversores es fundamental para protegerlos contra choques eléctricos y daños por sobretensiones.

Además, se debe tener en cuenta la resistencia del suelo, la disposición geográfica de la instalación y las normas locales deben tenerse en cuenta al diseñar la malla de tierra. Para garantizar una baja resistencia a tierra y una disipación efectiva de corrientes de falla, las dimensiones y la profundidad de la malla deben calcularse adecuadamente.

La malla de puesta a tierra debe cumplir con las normas eléctricas actuales, que varían según la región. Además, se deben realizar pruebas regulares para garantizar que el sistema de tierra funcione de manera eficiente a lo largo del tiempo.

1.3.4. Centrales Eólicas

La energía eólica es un recurso renovable que se produce a través de la energía cinética del viento y se transforma en energía eléctrica utilizable. Debido a que el viento es un recurso natural inagotable y el proceso de generación eólica no produce ningún tipo de afectación al medio ambiente, a diferencia de su símil termoeléctrico, la energía eólica es una fuente de energía renovable esencial para lograr una matriz energética más sostenible.

La primera central eólica fue diseñada y construida por el ingeniero danés Poul Cour en 1887 [73]. Sin embargo, no fue hasta la década de 1970 que la energía eólica se convirtió en una fuente de energía económicamente viable y comenzó a crecer [74].

La energía eólica ha experimentado un crecimiento muy acelerado las últimas décadas. Según los datos registrados, el 8,7% de la energía global fue generada por centrales eólicas en el 2022, haciendo que esta fuente de generación forme parte de la matriz energética mundial [75].

Los costos de instalación de las centrales eólicas han ido en decaimiento, volviéndolas aún más atractivas frente a fuentes de generación tradicionales. Además, las centrales eólicas presentan una gran versatilidad en su escala, al igual que su símil fotovoltaico, haciéndolas muy utilizadas bajo las diferentes limitaciones que puedan restringir el tamaño de la instalación.

1.3.4.1. Principio de Funcionamiento

El proceso de conversión de energía cinética del viento en energía eléctrica es el proceso fundamental y principal de funcionamiento de una central eólica y se basa en diversos principios físicos. Se sabe que, la captura del viento por las palas aerodinámicas del aerogenerador ocurre cuando el viento, entra en contacto con las palas aerodinámicas del generador. Estas palas son diseñadas para capturar la mayor cantidad de energía cinética del viento posible. Luego, los sistemas de control regulan la geometría y el ángulo de inclinación de las palas en tiempo real para adaptarse a las variaciones de velocidad y variación del viento [76], [77].

La fuerza aerodinámica se crea cuando el viento choca con las palas delanteras y traseras. La forma y el ángulo de las palas, junto con esta fuerza aerodinámica, crean un momento de torsión (torque), que hace que comience a rotar el aerogenerador. Este rotor del aerogenerador está conectado a un generador eléctrico a través de un sistema de transmisión, el cual normalmente tiene inmerso un multiplicador de velocidad. Aunque el movimiento rotativo del rotor es lento, tiene un torque elevado. Por otra parte, el

multiplicador de velocidad es el encargado de acondicionar la velocidad de giro a la velocidad adecuada para el generador eléctrico [78].

El generador eléctrico del aerogenerador, siguiendo la ley de Faraday y a través de la inducción magnética producida en las bobinas, es el encargado de producir una corriente alterna, cabe mencionar que la frecuencia va a depender de la velocidad de giro del rotor[79],[80].

Por otra parte, y no menos importante, se encuentran los dispositivos electrónicos, como los diodos, los cuales rectifican la corriente alterna (AC) para convertirla en corriente continua (DC). Esta corriente continua produce una cierta cantidad de energía, la cual puede ser almacenada directamente en sistemas de almacenamiento o puede ser acondicionada para ser entregada a la red, bajo parámetros admisibles por la misma [81].

1.3.4.2. Componentes de las Centrales Eólicas

Los componentes esenciales de una central eólica son cruciales para convertir la energía cinética del viento en electricidad. A continuación, se presenta una descripción de los principales componentes de una central eólica.

1.3.4.2.1. Aerogenerador

El aerogenerador es el núcleo de una central eólica, están diseñados para convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica. Consisten en un rotor con un generador eléctrico y palas aerodinámicas montadas en un buje. La cantidad de energía que se puede capturar está directamente relacionada con la velocidad del viento y la velocidad de rotación del rotor [82]. Existen dos tipos de aerogeneradores, los cuales son ampliamente descritos a continuación.

Aerogenerador Full Converter (Conversor Completo)

El aerogenerador Full Converter, mostrado en la Figura 1.12, y, también, conocido como aerogenerador de conversión completa de velocidad variable, es un tipo de aerogenerador avanzado que brinda un alto nivel de control y eficiencia en la generación de energía eólica. El generador eléctrico de este sistema es un generador síncrono de imanes permanentes (PMSG) que genera corriente continua (DC). La característica distintiva de este tipo de aerogenerador es que todo el sistema de conversión de energía, incluido el convertidor de frecuencia, se encuentra al lado del generador.

El rotor del generador síncrono PMSG genera electricidad en forma de corriente continua cuando el viento gira las palas del aerogenerador. Un convertidor de frecuencia de alta

capacidad transforma esta electricidad DC en corriente alterna (AC). El convertidor de frecuencia permite controlar la velocidad de rotación del rotor y, por lo tanto, la velocidad del generador, lo que facilita la adaptación del aerogenerador a las variaciones en la velocidad del viento [83].

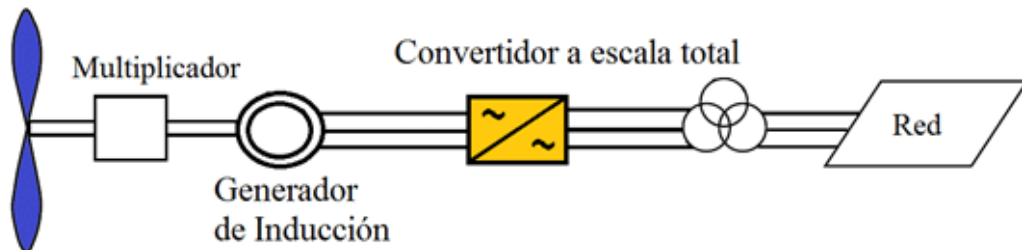


Figura 1.12. Aerogenerador Full Converter [84]

El aerogenerador convertidor completo tiene las siguientes ventajas:

- Presenta mayor eficiencia a diferentes velocidades del viento.
- Tiene un mejor control de la frecuencia de salida y la velocidad del rotor.
- Tiene la capacidad para funcionar con condiciones de viento variables sin sobrecargar el sistema.
- Presenta menos pérdidas asociadas con la conversión de energía [83].

Doubly Fed Induction Generator (DFIG) - Generador de Inducción Doblemente Alimentado

Doubly Fed Induction Generator (DFIG), mostrado en la Figura 1.13, es otro tipo de aerogenerador común en las centrales eólicas. El núcleo de este sistema es un generador de inducción, un tipo de generador eléctrico de corriente alterna (AC). El rotor, o una parte del generador, solo está conectado a un conversor de frecuencia, mientras que el estator está conectado directamente a la eléctrica, lo que distingue al DFIG [85].

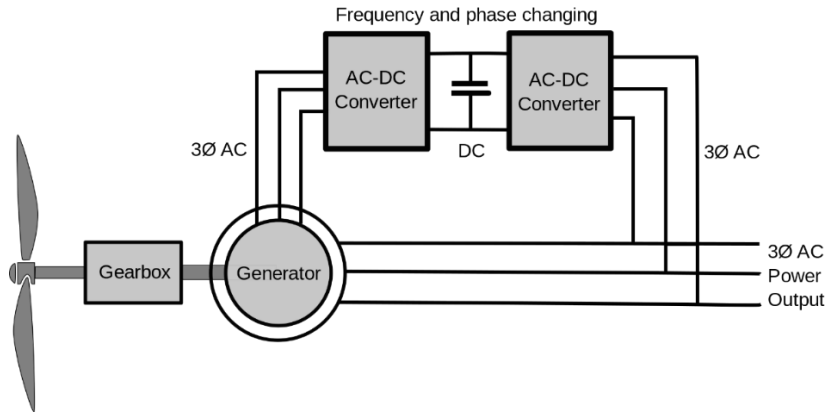


Figura 1.13. Doubly Fed Induction Generator [86]

El rotor del DFIG genera corriente alterna cuando el viento hace girar las palas del aerogenerador. En el rotor, el convertidor de frecuencia permite ajustar la velocidad del rotor y, por lo tanto, la velocidad del generador. Esto brinda cierta capacidad de adaptación a las variaciones en la velocidad del viento.

El aerogenerador doblemente alimentado presenta las siguientes ventajas:

- Presenta mayor eficiencia en un rango específico de velocidades de viento.
- Tiene capacidad para controlar la velocidad del rotor y controlar la potencia activa y reactiva.
- Posee menor costo que el aerogenerador de conversor completo [85].

Las condiciones específicas del sitio, las necesidades de la red eléctrica y las preferencias del fabricante son algunos de los factores que determinan la elección entre un aerogenerador Full Converter y un DFIG.

1.3.4.2.2. Torres

Las torres de las centrales eólicas son esenciales para capturar la energía cinética del viento. La altura de estas impresionantes estructuras varía entre 70 y 140 metros, pero algunas pueden superar los 200 metros. Las torres, que se construyen principalmente en acero o hormigón, se componen de varias secciones que se ensamblan en el sitio con pernos de alta resistencia. Las torres deben soportar no solo el peso del aerogenerador, sino también las grandes cargas dinámicas causadas por el viento [87].

Las torres están equipadas con sistemas de escaleras y plataformas para garantizar el acceso seguro a los aerogeneradores y realizar labores de mantenimiento. La cimentación de la torre varía según el tipo de suelo y las condiciones específicas del sitio. Las torres

eólicas son auténticas hazañas de ingeniería que cumplen con normativas y estándares rigurosos para asegurar la estabilidad y la seguridad y permiten que los aerogeneradores alcancen altitudes que optimizan la captura de vientos más constantes y fuertes [87].

1.3.4.2.3. Sistemas de Control

Para que los aerogeneradores funcionen de la mejor manera posible, los sistemas de control son cruciales. Utilizan datos en tiempo real sobre la dirección y la velocidad del viento, así como la carga en las palas para ajustar la orientación de las palas y la velocidad de rotación del rotor. Esto garantiza que el aerogenerador funcione a su máxima eficiencia y previene daños por afectaciones del clima.

1.3.4.2.4. Cimentaciones

Las cimentaciones son una parte crucial de las centrales eólicas porque brindan la base sólida y la estabilidad necesarias para sostener las torres de los aerogeneradores. Las características geotécnicas del suelo, las condiciones específicas del sitio y las cargas de viento a las que estará expuesta la torre son algunos de los factores que determinan la cimentación adecuada. A continuación, se describen dos tipos de cimentaciones que se encuentran en las centrales eólicas:

La mayoría de los proyectos eólicos terrestres utilizan cimentaciones de hormigón. Estas cimentaciones requieren la construcción de una losa de hormigón que se extiende por debajo del suelo en la base de la torre. La torre tiene estabilidad y resistencia gracias al peso del hormigón y su distribución uniforme. En suelos consistentes y con buena capacidad de carga, las cimentaciones de hormigón funcionan bien.

Pilotos: En centrales eólicas terrestres, los pilotos son otra opción común, especialmente cuando se enfrentan suelos más blandos o se requiere una cimentación profunda. Estos pilotos, que pueden ser de acero o hormigón, se insertan en el suelo hasta que se forman capas más estables. Los pilotos transfieren las cargas de la torre al sustrato a través de la resistencia estructural o la fricción. En terrenos donde la capacidad de carga es un desafío, este método funciona bien [87].

Las cimentaciones de las centrales eólicas se diseñan para resistir las fuerzas dinámicas generadas por los aerogeneradores y proporcionar una base sólida que garantice la estabilidad y seguridad de las torres durante su vida útil.

1.3.4.2.5. Sistemas de Acceso y Mantenimiento

Para garantizar la operación segura y eficiente de las turbinas eólicas, los sistemas de acceso y mantenimiento son esenciales. Estos sistemas, como escaleras, plataformas y sistemas de elevación permiten que los técnicos accedan a las torres y nacelles de los aerogeneradores para realizar inspecciones, reparaciones y tareas de mantenimiento. Además, se utilizan sistemas de seguridad como arneses y anclajes para evitar caídas y proteger a los trabajadores que trabajan en alturas.

Se instalan plataformas de trabajo dentro de las nacelles para facilitar el acceso a componentes internos como generadores y sistemas de control. Los sistemas de monitoreo y comunicación que forman parte de estos sistemas de acceso también permiten supervisar el estado de los aerogeneradores y comunicarse con el centro de control de la central eólica. El personal de mantenimiento recibe capacitación especializada en procedimientos de seguridad y uso de equipos para garantizar que las tareas se realicen de manera segura y eficiente. En conjunto, la confiabilidad y la seguridad de la generación de energía eólica dependen de estos sistemas de acceso y mantenimiento.

1.3.4.3. Tipos de Centrales Eólicas

1.3.4.3.1. Centrales Eólicas convencionales o terrestres

Las centrales eólicas terrestres son instalaciones que producen electricidad utilizando el viento. Están compuestas por una serie de aerogeneradores, que son máquinas que generan energía mecánica a partir de la energía cinética del viento, que luego se convierte en energía eléctrica.

Las características principales de las centrales eólicas terrestres son las siguientes:

- Ubicación: Se encuentran en terrenos de tierra firme, generalmente en áreas donde los vientos soplan fuertemente y de forma constante.
- Dimensiones: Los aerogeneradores generalmente tienen una altura de 80-150 metros y un diámetro de pala de 50-100 metros.
- La potencia de un aerogenerador oscila entre 1 y 6 MW [87].
- Eficiencia: Un aerogenerador puede alcanzar el 50% de eficiencia [88].
- Las centrales eólicas terrestres pueden alcanzar un 35% de factor de planta [89].

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) informó que la capacidad instalada mundial de energía eólica terrestre alcanzó los 751 GW en 2022. China tiene la mayor capacidad

instalada con 328 GW, mientras que Estados Unidos tiene 131 GW y Alemania tiene 67 GW. Además, la energía eólica terrestre generó un total de 749 TWh en 2022, lo que representa el 7,9% de la producción mundial de electricidad. Siendo China, Estados Unidos y Alemania los países con mayor energía generada [90], [91], en la Figura 1.14 se muestra un parque eólico onshore.



Figura 1.14. Central Eólica On Shore [92]

1.3.4.3.2. Centrales Eólicas Offshore

Las centrales eólicas offshore son instalaciones que utilizan el viento en el mar para generar electricidad. Están compuestas por varios aerogeneradores, que son máquinas que utilizan la energía cinética del viento para producir energía mecánica y luego convertirla en energía eléctrica [93].

Las siguientes son las características principales de las centrales eólicas offshore:

- Ubicación: Se encuentran en áreas costeras o en alta mar, generalmente en lugares donde soplan vientos fuertes y constantes.
- Las dimensiones de los aerogeneradores offshore suelen oscilar entre 100 y 200 metros de altura y un diámetro de pala de 70 a 120 metros.
- La capacidad de un aerogenerador offshore oscila entre 8 y 12 MW [94].
- Eficiencia: Un aerogenerador offshore puede alcanzar el 50% de eficiencia.

- Las centrales offshore pueden alcanzar un 45% de factor de planta [95].

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la capacidad instalada de energía eólica offshore en todo el mundo alcanzó los 57 GW en 2022. Con 25 GW, China tiene la capacidad instalada más grande, mientras que el Reino Unido tiene 10 GW y Alemania tiene 7 GW. Además, en 2022, la energía eólica offshore generó 145 TWh, lo que equivale al 1,5% de la producción mundial de electricidad. China, el Reino Unido y Alemania son los países que producen la mayor cantidad de energía [90].

Los costos de instalación de las centrales eólicas offshore son generalmente más altos que los de las centrales eólicas terrestres. Esto se debe a que las centrales eólicas terrestres requieren menos infraestructura, como cimentaciones, cables y subestaciones, que las centrales eólicas marítimas.

De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la instalación de una turbina eólica terrestre tiene un costo promedio aproximado de 2 millones de dólares. Un parque eólico terrestre de 100 MW puede costar entre 200 y 400 millones de dólares [90]. En la Figura 1.15 se presenta una central eólica offshore.



Figura 1.15. Central Eólica Offshore [96]

El costo promedio de instalación de una turbina eólica en el mar es de alrededor de 6 millones de dólares. La instalación de un parque eólico de 100 MW en el mar puede costar entre 600 y 1.200 millones de dólares [97].

Por otra parte, los costos de operación y mantenimiento de las centrales eólicas offshore son generalmente más altos que los de las centrales eólicas terrestres. Esto se debe a que las centrales eólicas terrestres son más fáciles de usar y mantener que las offshore.

Los costos de operación y mantenimiento de las centrales eólicas terrestres suelen ser del 10 al 20% del costo total de la energía generada, mientras que, los costos de operación y mantenimiento de las centrales eólicas offshore suelen ser del 20 al 30% del costo total de la energía generada.

1.3.5. Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica

Durante las últimas décadas, los sistemas eléctricos de potencia tradicionales han experimentado un aumento en los sistemas de generación distribuida a nivel mundial, lo que ha llevado a la evolución y adaptación de nuevos paradigmas en la conceptualización del suministro de energía. Debido a la disminución de los costos, especialmente en las tecnologías de generación solar y eólica, y al respaldo gubernamental para el desarrollo de proyectos de generación renovable para contrarrestar los efectos del calentamiento global, se ha logrado un aumento en la penetración de la generación distribuida. Durante los primeros pasos del desarrollo, la única opción económicamente viable era la generación a gran escala debido a los elevados costos de capital. Sin embargo, en la actualidad, los consumidores están instalando instalaciones de energía renovable a pequeña escala para lograr la resiliencia y la independencia energética, características que serán visibles en las futuras redes inteligentes [98], [99]. La inminente incorporación cada vez más de sistemas de almacenamiento de energía en estas nuevas redes inteligentes requiere un control y operación más eficiente de la red debido a su versatilidad en su operación y a fin de mantener niveles de balance adecuados entre la generación y la carga [100].

Por lo tanto, los sistemas de almacenamiento a gran escala conectados a los sistemas de transmisión están siendo cada vez más utilizados para mejorar la operación de los sistemas de transmisión y parecen ser una alternativa prometedora en el futuro cercano. La integración de las fuentes de energía renovable (ER) a menor escala presenta algunos problemas, en particular los relacionados con la intermitencia y la bidireccionalidad de los flujos de potencia en las redes. Esto permite la transmisión de electricidad en ambos sentidos, lo que significa que las casas y los negocios pueden transformarse en pequeños productores de electricidad en momentos específicos y no solo comportarse como consumidores convencionales. En este contexto, los Sistemas de Almacenamiento de

Energía (SAE) también pueden ofrecer flexibilidad para reducir los efectos de las ER intermitentes y aumentar la eficiencia del sistema utilizando la energía generada de manera adecuada. Este tipo de redes se denominan redes inteligentes. "Una red inteligente es una red eléctrica que utiliza tecnologías digitales y otras tecnologías avanzadas para controlar y gestionar el transporte de electricidad, a partir de todas las fuentes de generación, con el fin de satisfacer la demanda variable de electricidad de los usuarios finales", según la definición de la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Estas redes inteligentes coordinan las necesidades y capacidades de todos los generadores, operadores de red, usuarios finales y actores del mercado eléctrico para que todas las partes del sistema funcionen de la manera más eficiente posible, reduciendo al mínimo los costos y el impacto ambiental [100], [101], [102].

1.3.5.1. Tecnologías de Sistemas de Almacenamiento de Energía

El almacenamiento de energía implica la transferencia de energía de una forma a otra y su almacenamiento para su uso posterior. Esta área abarca una amplia gama de tecnologías innovadoras, que se dividen en diferentes categorías. Las mecánicas que se enfocan en la conservación de energía mediante métodos físicos incluyen el almacenamiento hidroeléctrico de bombeo, los Sistemas de Almacenamiento de Energía de Aire Comprimido (CAES) y los Sistemas de Volante de Inercia (FES). Las baterías recargables convencionales y las baterías de flujo son tecnologías electroquímicas bien conocidas por su eficiencia y versatilidad. Los condensadores y supercapacitores, así como los sistemas de almacenamiento de energía magnética, se destacan en el ámbito eléctrico debido a su rápida respuesta y alta densidad de energía.

Adicionalmente, los avances en los campos de la termoquímica y la química han presentado alternativas como los combustibles solares y el almacenamiento de hidrógeno con celdas de combustible, ambos con un enfoque en la sostenibilidad y la eficiencia energética. Los sistemas de almacenamiento térmico, que gestionan tanto el calor como el frío, son esenciales para controlar la demanda energética. Este amplio espectro de tecnologías de almacenamiento de energía refleja la evolución y el progreso constante en el campo, ofreciendo soluciones adaptadas a una variedad de necesidades y aplicaciones en el sector energético [99], [102], [103], [104], [105], [106], [107], [108].

Las características principales del SAE más común, con la excepción de BESS, que se analiza con más detalle más adelante en esta sección, son las siguientes [99], [102], [103], [104], [105], [106], [107], [108]:

- PHS (Bombeo de Agua a Gran Altura): La alta capacidad energética de esta tecnología de almacenamiento de energía es su característica distintiva. Utiliza dos depósitos de agua que están colocados verticalmente. Durante las horas de menor demanda, el agua generalmente se bombea al depósito superior, donde se almacena y luego se libera para generar energía en las horas de pico. La diferencia de altura entre los dos depósitos y el volumen total de agua almacenada determinan la cantidad de energía almacenada [99], [102], [103], [104], [105], [106], [107], [108].
- CAES (Almacenamiento de Aire Comprimido de Energía): durante periodos de baja demanda, una unidad de motor/generador reversible utiliza el excedente de electricidad. Un compresor es alimentado por esta unidad para inyectar aire en un recipiente de almacenamiento, que puede ser un tanque en la superficie o una caverna subterránea. La energía se almacena en aire a alta presión y luego se libera. Luego, en un sistema diabático, el aire se calienta con gas y se utiliza en una turbina de gas para generar electricidad. El aire de la caverna en un sistema adiabático se puede precalentar con el calor generado en la etapa de compresión en una unidad recuperadora. Esto elimina la necesidad de calentar el aire con gas [99], [102], [103], [104], [105], [106], [107], [108].
- FES (Almacenamiento de Energía en Volantes): esta tecnología implica un volante y un generador/motor eléctrico reversible conectados a la red a través de una unidad electrónica de potencia. Además, tiene una cámara de vacío en la parte trasera del volante que reduce la fricción del aire. El sistema generador/motor utiliza electricidad para generar o acelerar el volante. La velocidad de rotación del volante y su momento angular determinan la cantidad de energía almacenada [99], [102], [103], [104], [105], [106], [107], [108].
- SC (Supercapacitores): Estos SAE utilizan dos electrodos de carbono aislados entre sí mediante una membrana porosa sumergida en un electrolito. Esto permite el flujo iónico entre los electrodos. La membrana evita cortocircuitos entre los electrodos. La energía se almacena en forma de carga estática en las superficies de los dos electrodos conductores y del electrolito. Los nuevos diseños de SC con alta eficiencia utilizan nanomateriales [99], [102], [103], [104], [105], [106], [107], [108].
- SMES (Almacenamiento Magnético de Energía en Superconductores): este sistema se compone de un sistema de refrigeración y una bobina superconductora.

Cuando una corriente continua atraviesa la bobina superconductor, la energía se almacena en forma de campo magnético. Se utiliza helio o nitrógeno líquido para enfriar la bobina por debajo de su temperatura superconductor crítica para aumentar la eficiencia. Debido a que los materiales superconductores como el mercurio y el vanadio funcionan a temperaturas extremadamente bajas, la resistencia de la bobina es prácticamente nula, lo que reduce significativamente las pérdidas [99], [102], [103], [104], [105], [106], [107], [108].

- TES (Almacenamiento de Energía Térmica): este método utiliza el calor o el frío de varios medios en instalaciones para fines térmicos. Un medio de almacenamiento en un depósito, un sistema de refrigeración y calefacción incorporado, bombas, tuberías y controles correspondientes son todos componentes del sistema. De acuerdo con el rango de temperaturas de operación, se pueden dividir en TES de baja y TES de alta temperatura [99], [102], [103], [104], [105], [106], [107], [108].
- Li-ion (Ion de litio): Las baterías de iones de litio almacenan energía a través de la transferencia de iones de litio entre un ánodo y un cátodo en un electrolito.
- Sodio Sulfuro (NaS): Utiliza sodio y azufre fundidos como electrolito para almacenar energía química y generar electricidad [99], [102], [103], [104], [105], [106], [107], [108].

Las baterías de iones de litio sobresalen en el campo del almacenamiento de energía, especialmente en aplicaciones de microrredes y sistemas de generación distribuida. Esto se deriva de diversas ventajas técnicas. En primer lugar, estas baterías poseen una alta densidad de energía, lo que le permite que almacenen grandes cantidades de energía en un espacio relativamente reducido. Por otro lado, las baterías de iones de litio son eficientes en los ciclos de carga y descarga frente a otras tecnologías de baterías, lo que garantiza la capacidad de almacenar y liberar energía de manera efectiva. Su baja tasa de autodescarga y vida útil razonable las hacen aptas para aplicaciones a largo plazo y respaldo de energía. Finalmente cabe mencionar que, estas baterías pueden responder de manera rápida a las fluctuaciones en la demanda de energía, lo que permite su utilización para la estabilización de frecuencia y gestión de carga en microrredes [109].

1.3.5.2. Sistemas de Almacenamiento de Energía de Baterías (BESS)

En los Sistemas de Almacenamiento de Energía de Baterías, también conocidos como BESS, la energía eléctrica se transforma en energía química y luego se almacena en celdas electroquímicas. Estos sistemas tienen convertidores electrónicos de potencia que

conectan conjuntos de baterías de bajo voltaje al lado de corriente continua de un controlador de fuente de voltaje (CFV). El CFV transforma la potencia de CC en CA o viceversa dependiendo de la dirección del flujo de energía. El esquema que representa un BESS es ilustrado en la Figura 1.16.

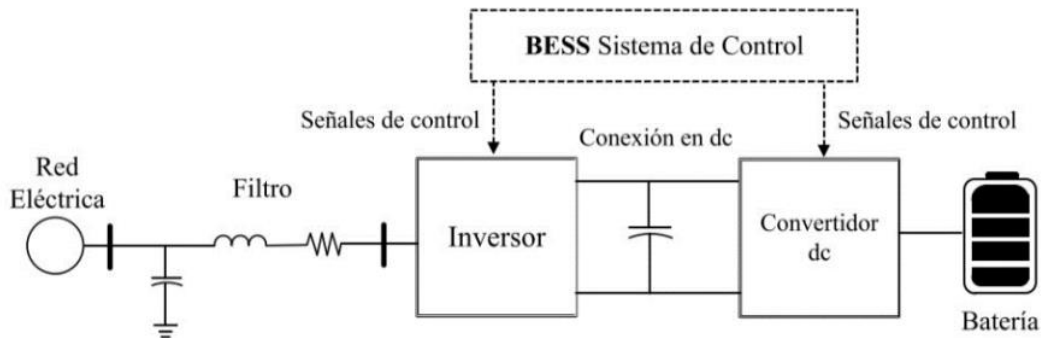


Figura 1.16. Representación esquemática de un BESS [110]

Controlando de manera efectiva los interruptores del convertidor, se puede gestionar la carga y descarga de las celdas de la batería, permitiendo que BESS intercambie energía activa con la red eléctrica. Además, es posible controlar la energía reactiva mediante la carga y descarga de un condensador generalmente conectado en el enlace de corriente continua. Por último, se emplea un filtro entre los terminales de corriente alterna del CFV y la red eléctrica con el propósito de reducir los armónicos inyectados, lo que resulta en una mejora en la calidad de la energía.

Los BESS, que encuentran aplicación tanto en proyectos a gran escala como en sistemas de menor capacidad distribuida, se emplean principalmente para facilitar la integración de fuentes de ER en sistemas de transmisión o distribución. Además, desempeñan un papel fundamental en la postergación de inversiones de capital en infraestructuras de generación, transmisión y distribución. También contribuyen a la reducción de los picos de demanda en la operación del sistema, la regularización de la carga para una optimización del sistema, la gestión de la calidad de la energía, la capacidad de reserva, la regulación de la frecuencia y el suministro de energía de respaldo en situaciones de emergencia [111].

El tipo de tecnología de baterías que se selecciona depende de la aplicación específica entre las mencionadas anteriormente, así como de los aspectos técnicos y económicos particulares de cada proyecto. Las baterías más comunes utilizadas en la actualidad, junto con sus características técnicas y económicas, se presentan en resumen en la Tabla 1.9 y la Tabla 1.10 [112]. Es importante destacar que las tecnologías en desarrollo son

técnicamente factibles y tienen un gran potencial para proyectos futuros de SAE. El costo de la energía de almacenamiento, por otro lado, depende de su capacidad energética específica y los costos de operación y mantenimiento (OM).

Tabla 1.9. Características técnicas de los BESS [112], [110]

Tecnología	Autodescarga Diaria [%]	Vida útil [años]	Eficiencia de Descarga [%]	Eficiencia del Ciclo [%]	Tiempo de respuesta
Plomo-ácido	0.1	5-15	85	70-80	ms
Li-ion	0.1-0.3	5-15	85	90-97	ms
NaS	Casi cero	12-20	85	75-90	-
NiCd	0,03-0,6	5-10	75-82	65-75	<1/4 ciclo
VRB	Pequeña	5-10	60-70	65-75	<1/4 ciclo
ZnBr	Pequeña	10-15	60-70	65-75	<1/4 ciclo

Tabla 1.10. Características técnicas y económicas de las BESS [108], [112], [110]

Tecnología	Duración de Almacenamiento	Tiempo de Descarga a Potencia Nominal	Costo por Capacidad [US\$/kW]	O&M Costo [US\$/kW/yr]	Madurez
Plomo-ácido	min-días	seg-horas	300-600	50	Madura
Ion-Litio	min-días	min-horas	1200-4000	-	Madura
NaS	Largo plazo	seg-horas	1000-3000	80	Comercialización
NiCd	min-días	seg- horas	500-1500	20	Comercialización
VRB	Horas-meses	seg-24h+	600-1500	70	Comercialización

ZnBr	Horas- meses	seg-10h+	700-2500	-	Comercializ ación
------	-----------------	----------	----------	---	----------------------

1.3.5.2.1. Modelos y Componentes de los BESS

Un Sistema de Almacenamiento de Energía (BESS) se compone principalmente de múltiples celdas electroquímicas interconectadas en diversas configuraciones, convertidores bidireccionales reductores-impulsores (convertidores de corriente continua a corriente continua), convertidores tipo Fuente de Voltaje (convertidores de corriente continua a corriente alterna), filtros, además de los respectivos sistemas de control para cada convertidor [113], como se representa en la Figura 1.17. Esta imagen denota que, un BESS a gran escala se modela como un conjunto de CFV idénticos en número N_c , conectados en paralelo y compartiendo la misma potencia activa y reactiva. Cada CFV individual está equipado con su propio filtro y se alimenta en su lado de corriente continua a través de M_c convertidores bidireccionales de corriente continua a corriente continua de igual capacidad, todos conectados en paralelo para compartir la potencia del convertidor [114]. El CFV puede controlar de manera independiente dos variables (lo que equivale a dos grados de libertad), y el voltaje en el enlace de corriente continua del BESS puede variar en función de la carga o descarga de potencia. Por lo tanto, es mandatorio añadir un tercer nivel de control en el convertidor de corriente continua a corriente continua.

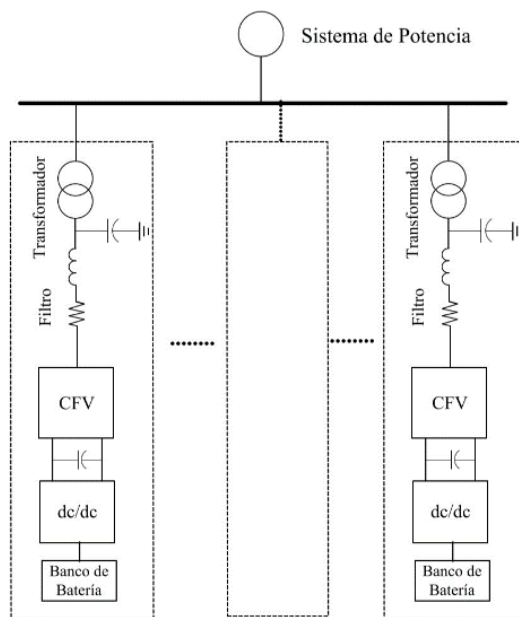


Figura 1.17. Conexión en paralelo de varios BESS [113] [110]

El CFV puede controlar de manera independiente dos variables (lo que equivale a dos grados de libertad), y el voltaje en el enlace de corriente continua del BESS puede variar en función de la carga o descarga de potencia. Por lo tanto, es necesario añadir un tercer nivel de control en el convertidor de corriente continua a corriente continua.

Banco de Baterías

Un componente fundamental del BESS es el banco de baterías. El módulo que contiene las baterías comprende celdas de batería conectadas en serie y en paralelo para lograr el voltaje y la potencia deseados en cada convertidor de DC a DC. Un modelo simple comprende una fuente de voltaje V_{bat} en serie con una resistencia R_{bat} se considera como se ilustra en la Figura 1.18 [115]. Esta es una representación simple utilizada para estudios dinámicos y, permiten representar aproximadamente la degradación de la batería debido al envejecimiento, donde un voltaje bajo de la batería y una gran resistencia significan permiten simular una batería degradada [116].

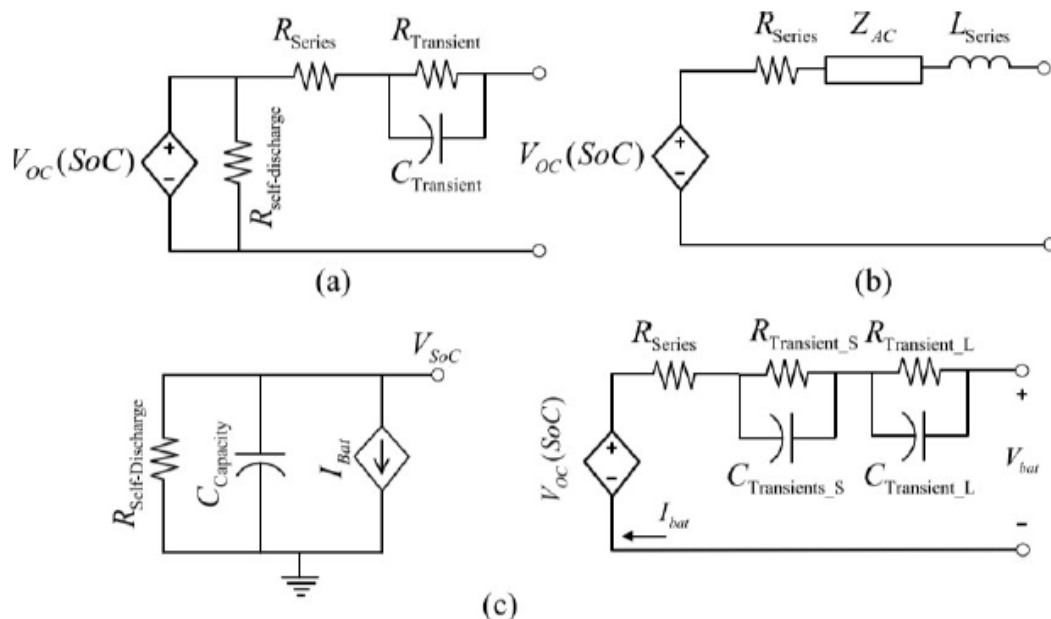


Figura 1.18. Modelos de bancos de baterías para simulaciones dinámicas: (a) Thévenin, (b) Impedancia, y (c) Transitorio [115] [110]

El modelo Thévenin, adecuado para representar los fenómenos transitorios en las baterías, se compone de una fuente de voltaje que representa el voltaje de la batería en circuito abierto, conectada en serie con una resistencia que modela las pérdidas internas y una rama en paralelo RC que representa el efecto de capacitancia entre dos placas paralelas y la resistencia de contacto [116]. En contraste, los modelos basados en impedancia

utilizan un componente dependiente de la frecuencia para capturar una amplia gama de espectros de frecuencia en la respuesta de la batería, en contraposición a los parámetros de circuito fijo utilizados en los modelos Thévenin. Por último, los modelos basados en tiempo de ejecución consideran circuitos más complejos, incorporando los efectos del tiempo de funcionamiento de la batería y su desempeño, teniendo en cuenta una resistencia de autodescarga en paralelo con un capacitor que simboliza la carga almacenada en la batería. Esta carga se descarga mediante una fuente de corriente constante, como se muestra en la Figura 1.18.

Controles y Sistema de Condicionamiento de Potencia (C-PCS)

Los C-PCS son una parte vital de los BESS. Es el componente que conecta las baterías con las cargas y regula la carga, la descarga, la velocidad de carga, entre otras funciones. El costo de los C-PCS es significativo, tanto que puede ser mayor al 25 por ciento de todo el sistema de almacenamiento. Sin embargo, esta tecnología está madurando rápidamente gracias a los desarrollos recientes en materia de los sistemas de condicionamiento de potencia de fuentes de energía distribuida y renovable. En hogaño, la investigación se enfoca en reducir el costo, mejorar la confiabilidad, y desarrollar una mejor eficiencia del sistema de condicionamiento de potencia [117]

Generalmente, los C-PCS de los BESS están diseñados para utilizar el sistema de almacenamiento de energía para realizar varias funciones. Estos BESS multifuncionales han sido diseñados en un intento de hacer que la tecnología BESS sea más económica. Para este fin, los investigadores han propuesto estudios donde se diseña BESS que directamente mejoran la confiabilidad y la operación [118], [119].

Modelo de convertidor de DC a DC

Los convertidores de corriente continua a corriente continua (DC a DC) son dispositivos electrónicos de potencia que posibilitan la modificación de la magnitud de una tensión de entrada de corriente continua con el propósito de obtener una tensión de corriente continua deseada en la salida, de manera análoga a como los transformadores operan en sistemas de corriente alterna (AC). La selección del tipo específico de convertidor de DC a DC se encuentra influenciada por diversos factores y se basa en la aplicación particular que se requiere [120].

En sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), el convertidor de corriente continua a corriente continua (DC a DC) permite la transferencia bidireccional de energía para cargar y descargar las baterías. Por consiguiente, en sistemas (BESS) se emplea

frecuentemente un convertidor bidireccional de tipo elevador-reductor DC a DC, conocido como Buck-Boost, como se ilustra en la Figura 1.19. Este convertidor opera en dos cuadrantes distintos, y para invertir la dirección del flujo de energía, se requiere que la corriente I_{dc} cambie de sentido, mientras que el voltaje V_{dc} se mantiene constante.

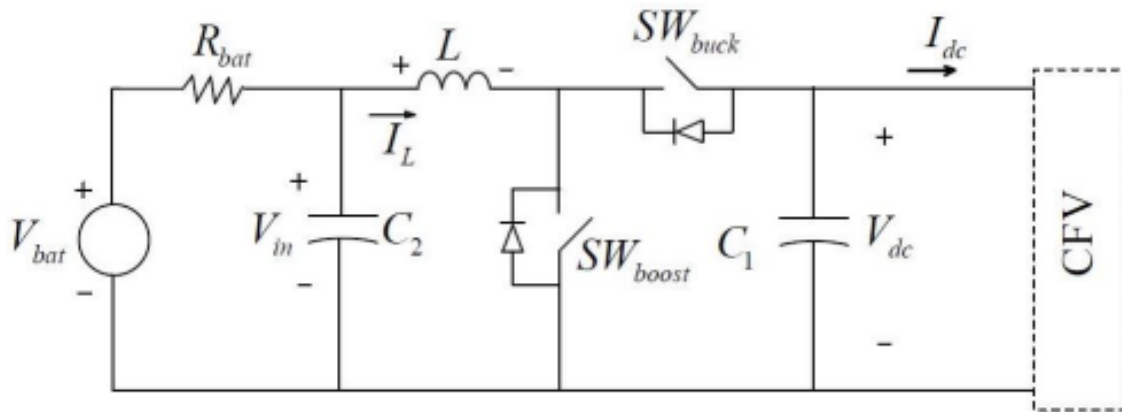


Figura 1.19. Circuito del convertidor Buck – boost [121] [110]

Algunas características operativas significativas del convertidor bidireccional DC a DC tipo buck-boost son las siguientes: El voltaje de salida (V_{dc}) debe mantenerse en todo momento superior al voltaje de entrada (V_{in}); tanto el interruptor buck (S_{buck}) como el interruptor boost (S_{boost}) reciben señales complementarias para su operación; la dirección del flujo de energía es determinada por el ciclo de trabajo de los interruptores, siendo la carga de la batería efectuada cuando el convertidor opera en modo reductor y la descarga cuando lo hace en modo elevador. En sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), el convertidor DC a DC puede ser empleado para regular el voltaje en el enlace de DC o controlar la potencia activa de carga o descarga del banco de baterías [121].

Típicamente, la capacidad nominal de los convertidores DC a DC suele ser menor que la de los convertidores de frecuencia variable (CFV) en instalaciones de gran tamaño de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS). Por lo tanto, se recurre a la conexión en paralelo de varios convertidores de DC a DC para igualar la potencia nominal de cada convertidor de frecuencia variable, tal como se muestra en la Figura 1.20 [10].

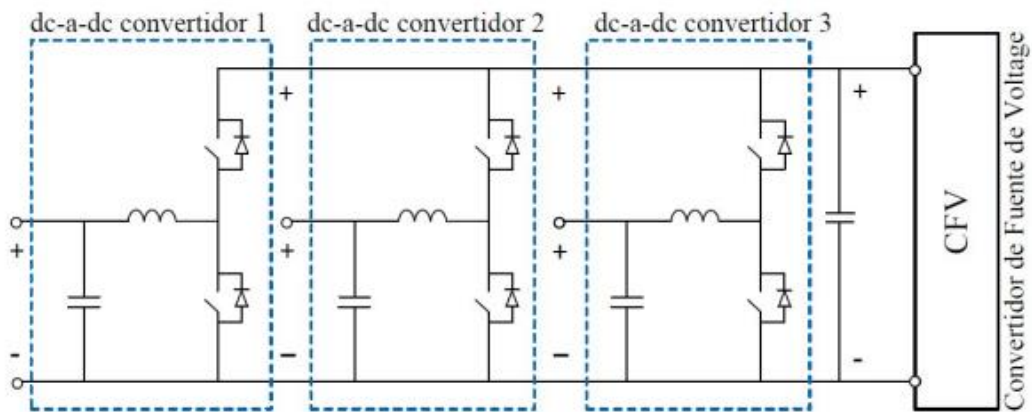


Figura 1.20. Convertidor CC a CC en conexión paralelo [110]

Convertidores tipo Fuente de Voltaje

El controlador tipo fuente de voltaje (CFV) desempeña la función de convertir el voltaje de corriente continua (DC) en voltaje de corriente alterna (AC) cuando actúa como inversor, y viceversa, convirtiendo el voltaje de DC a DC cuando funciona como rectificador. Esto posibilita la transferencia de energía entre las fuentes de DC y AC. En sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), es común emplear CFV trifásicos de dos niveles, cuya configuración básica se ilustra en la Figura 1.21. Para evitar cortocircuitos cuando los interruptores en la misma rama operan simultáneamente, se utilizan señales complementarias. Dado que estos interruptores generalmente permiten el flujo de corriente en una sola dirección, se emplean diodos antiparalelos para facilitar la circulación de corriente en la dirección opuesta cuando los interruptores están conectados.

El Sistema de Almacenamiento de Energía basado en Baterías (BESS), emplea un transformador con el propósito de aumentar el voltaje que proviene del inversor. Por lo general, este voltaje es inicialmente relativamente baja y se eleva a niveles intermedios, los transformadores son diseñados con diferente nivel de voltaje, así mismo dependen de la potencia nominal requerida. En general, la elección del transformador está influenciada por la potencia necesaria para el sistema BESS, y un transformador de alta potencia solo se utilizará si la BESS demanda una gran potencia [122].

En el sistema BESS es común la inclusión de filtros en el inversor para mitigar las interferencias y efectos no deseados generados por los componentes electrónicos del sistema. Dos tipos de filtros son típicamente implementados.

Filtro EMI/RFI (Interferencia Electromagnética/Radiofrecuencia)

La interferencia electromagnética (EMI) y la interferencia de radiofrecuencia (RFI) representan propiedades indeseables en sistemas eléctricos, ya que, en situaciones graves, pueden provocar un mal funcionamiento de dispositivos electrónicos. Por consiguiente, se instala un filtro EMI/RFI para evitar que estas interferencias afecten a los componentes electrónicos más sensibles del sistema BESS [123]

Filtro Senoidal de Paso Bajo

Este filtro está diseñado para reducir los picos de voltaje en la salida causados por las conmutaciones de los transistores IGBT a frecuencias elevadas. Su función técnica radica en atenuar estos cambios bruscos de voltaje para garantizar un suministro eléctrico más estable y confiable en el contexto del sistema BESS [123].

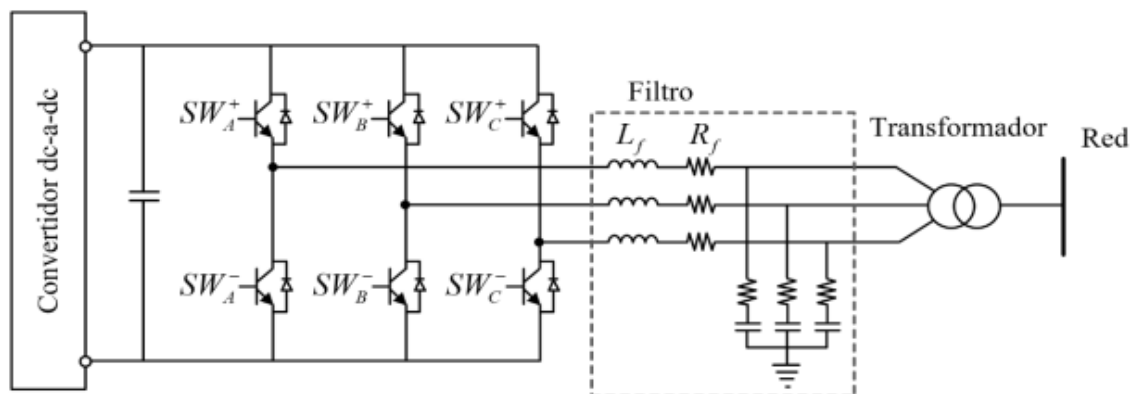


Figura 1.21. CFV trifásico [110]

1.3.5.3. Aplicaciones de BESS y sus Beneficios

Los cambios en el funcionamiento de las redes eléctricas, impulsados por la reorganización de la industria de servicios eléctricos y los avances en la tecnología de almacenamiento de energía, han creado una oportunidad para que los sistemas de almacenamiento ofrezcan servicios únicos a una red en constante evolución. En varios países a nivel mundial, como Estados Unidos, China, India, entre otros, los cambios regulatorios en la operación de las redes eléctricas afectan tanto el uso del almacenamiento de energía en la red como otros servicios que estos sistemas pueden brindar. A pesar de que los sistemas de almacenamiento de energía ofrecen servicios que pueden parecer similares a los de las plantas de generación de energía, sus ventajas son variadas y se analizan detalladamente en esta sección.

Los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) han evolucionado más allá de su función original de reducir la demanda máxima de energía en horas pico. Ahora, los SAE almacenan el exceso de electricidad durante períodos de baja demanda y precios de energía, liberando esa energía durante los momentos de máxima demanda para reducir la necesidad de utilizar unidades térmicas costosas o generar energía adicional. Esta práctica no solo permite el desplazamiento temporal de energía, sino que también contribuye a disminuir la necesidad de construir nuevas unidades de generación, como las turbinas de combustión, para satisfacer la demanda en horas punta. Los beneficios operativos y económicos de esta estrategia han justificado la construcción de numerosas instalaciones de almacenamiento de energía por bombeo en todo el mundo. A continuación, se presentan varios servicios que pueden ser aplicados mediante el sistema de almacenamiento de energía.

1.3.5.3.1. Arbitraje de Energía

Implica adquirir electricidad a bajo costo durante momentos en los que los precios o los costos marginales del sistema son reducidos. Esta electricidad se utiliza para cargar el sistema de almacenamiento, permitiendo que la energía almacenada se aproveche o se venda después, especialmente en momentos de alta demanda, cuando los precios o los costos son elevados. Alternativamente, el almacenamiento puede ofrecer un servicio de programación temporal similar al capturar el exceso de energía generada, que de lo contrario se perdería, proveniente de fuentes renovables como la energía eólica o fotovoltaica (PV). Tanto el costo operativo variable del almacenamiento (que no está relacionado con la energía) como la eficiencia del almacenamiento son de particular importancia para este servicio. El proceso de transición entre cargar y descargar energía eléctrica involucra numerosas transacciones que se basan en las diferencias entre el costo de adquisición, almacenamiento y liberación de energía (costo de descarga) y el beneficio obtenido al liberar la energía. Dos características críticas a tener en cuenta en este contexto son el rendimiento, que ejerce un impacto significativo en el costo operativo variable del almacenamiento, y comprenden la eficiencia del proceso de carga y descarga del sistema BESS, además, de la velocidad en la que disminuye el rendimiento del almacenamiento a medida que se utiliza.

1.3.5.3.2. Capacidad de entrega firme de Energía

El perfil de operación para el almacenamiento utilizado como una fuente de suministro de energía (caracterizado por las horas anuales de funcionamiento, la frecuencia de

funcionamiento y la duración de funcionamiento para cada uso) es altamente específico y depende de la ubicación particular del sistema de almacenamiento de energía (SAE). Por lo tanto, resulta complicado realizar generalizaciones respecto al dimensionamiento requerido para la duración de la descarga del SAE. Un criterio adicional que considerar es la forma en que se establece el precio de la capacidad de generación. Esto implica evaluar si la capacidad se valora por hora, si los precios demandan que el recurso de capacidad esté disponible durante un período de tiempo predefinido (como, por ejemplo, cinco horas), o si exigen un funcionamiento constante durante un intervalo horario específico (como, por ejemplo, de 12:00 p.m. a 5:00 p.m.). En consecuencia, la duración de la descarga de la planta de almacenamiento debe adaptarse a esos requisitos específicos.

1.3.5.3.3. Regulación Primaria de Frecuencia

Cuando la frecuencia de operación se aleja de su valor nominal, la mayoría de los generadores cuentan con un sistema de control proporcional que utiliza la retroalimentación de la velocidad del rotor en la trayectoria del gobernador. Esto permite ajustar su potencia mecánica de manera proporcional a la magnitud de la desviación de frecuencia, utilizando una ganancia conocida como regulación característica (denominada "droop"), donde $1/R$ representa dicha característica "droop". En comparación con la operación de los gobernadores de generadores convencionales, los (BESS) proporcionan una regulación de frecuencia primaria (RPF) de manera más eficiente. En este caso particular, utilizando BESS, la RPF se logra en menos de 4 segundos, en contraste con los más de 15 segundos que tomaría al mismo sistema si se basara exclusivamente en generadores tradicionales [124].

1.3.5.3.4. Regulación Secundaria de Frecuencia

Una vez que se ha estabilizado la frecuencia en un valor diferente al nominal, ciertos generadores que operan dentro del Control Automático de Generación (AGC) ejecutan una acción de control secundario con el propósito de restablecer la frecuencia a su valor nominal. Este proceso, conocido como Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), se logra mediante la integración de la desviación de velocidad en un controlador proporcional-integral (PI) adicional que ajusta la referencia de potencia de los generadores.

1.3.5.3.5. Regulación Suplementaria

Existe la posibilidad de llevar a cabo un control terciario, cuyo propósito es reponer las reservas secundarias que han sido utilizadas previamente y garantizar la continuidad del servicio durante un período mínimo de dos horas, asegurando así la disponibilidad de

dichas reservas. Este servicio se considera como un servicio de oferta obligatoria y es remunerado a través de mecanismos de mercado.

1.3.5.4. BESS en Microrredes Aisladas

Las microrredes son sistemas de energía locales con una estructura adaptable que pueden incorporar fuentes de generación distribuida. Estas microrredes permiten la conexión directa entre los generadores y las cargas, reduciendo los gastos asociados a la transmisión de energía. Además, fomentan la integración de fuentes de energía renovable y mejoran la calidad y fiabilidad del suministro al incluir sistemas de almacenamiento de energía [125].

Las microrredes pueden operar de dos maneras diferentes: conectadas a una red principal o de forma aislada. En el caso de las Microrredes aisladas, también se les considera redes de baja inercia, ya que las fuentes de generación de energía renovable, que tienden a ser intermitentes, se conectan a la MR aislada (que actúa como un subsistema aislado) a través de convertidores. Uno de los desafíos más significativos que afectan el funcionamiento de una MR aislada es la variabilidad en la generación de energía por parte de fuentes renovables no controladas. La introducción de sistemas de almacenamiento de energía se presenta como una solución a este problema de intermitencia, ya que permite satisfacer la demanda de los consumidores en cualquier momento y puede compensar las fluctuaciones en la frecuencia y el voltaje [126].

La alta penetración de fuentes de generación renovables en las Microrredes presenta desafíos relacionados con la frecuencia y baja inercia de estos sistemas, debido a su intermitencia. Los BESS juegan un rol fundamental en la compensación de frecuencia gracias su característica de rápida respuesta, explicada anteriormente. Para esto se incorporan diversas técnicas o sistemas de control. Una de las más convencionales corresponde al control $w-P$ [127].

El control de frecuencia descentralizado nace como una solución para las Microrredes permitiendo realizar esto en tres niveles, y aumentando la resiliencia de la red frente a los sistemas de control tradicionales [127].

- a) El primero permitiendo un control de la caída de la frecuencia adaptativo, gracias a un coeficiente en función del estado de carga del BESS (conocido como SOC por sus siglas en inglés).
- b) El segundo permite la restauración completa de la frecuencia.

- c) El tercero, mediante la emulación de inercia virtual, permite mejorar la robustez de las Microrredes.

Adicionalmente, el control complementario de frecuencia y del estado de carga de las baterías pueden llevarse a cabo en microrredes aisladas con alta presencia de BESS y generadores a diésel. Esto gracias a la operación paralela de los generadores a diésel presentes en la red (en largo plazo) y de los BESS (en el corto plazo) [128].

Esta operación complementaria se produce cuando los generadores regulan el estado de carga de las baterías mediante control jerárquico, además las baterías regulan la frecuencia de la MR mediante este control, considerando el manejo de su correspondiente estado de carga. Esta metodología ha demostrado ser efectiva en el tipo de Microrredes mencionadas frente a controles convencionales [128].

En la siguiente se presenta la clasificación de las estrategias de control complementario entre generadores y BESS ((a) CD o control de caída coordinado, (b) FD o basado en la distribución de frecuencia y (c) CSF o control coordinado de frecuencia y SOC).

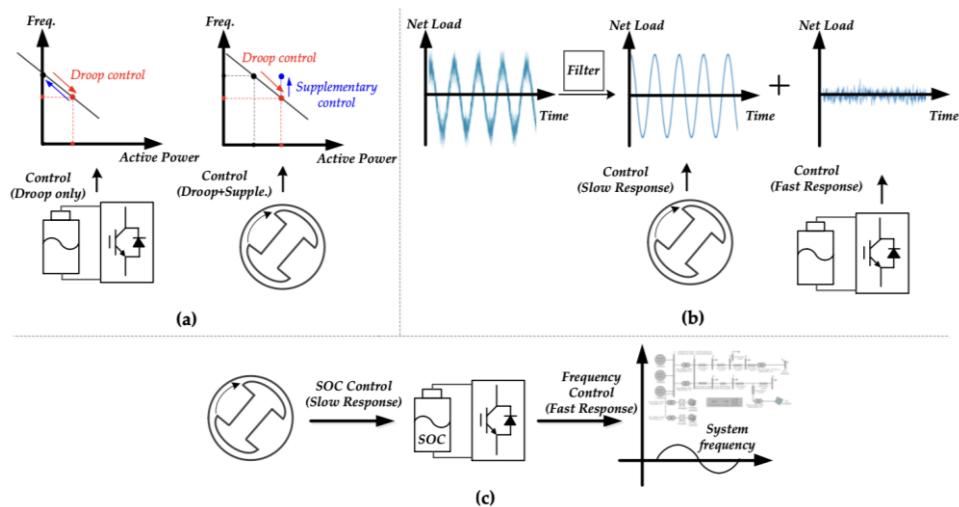


Figura 1.22. Técnicas de control complementario entre generadores de diésel y BESS [128]

1.3.6. Despacho Energético en Microrredes

1.3.6.1. Generalidades

La implementación del despacho energético óptimo en microrredes presenta desafíos técnicos importantes, especialmente cuando se trata de administrar fuentes de energía renovables con costos marginales variables. Estos desafíos se centran en la adaptación a

la variabilidad y la intermitencia de estas fuentes, lo que requiere sistemas de predicción y control sofisticados para mantener un equilibrio dinámico entre la oferta y la demanda de energía [129].

A nivel operativo, la sincronización de múltiples unidades de generación y almacenamiento, así como su conexión con la red eléctrica principal, presenta problemas complicados. Para mantener la calidad de la energía, la estabilidad y la confiabilidad del suministro, se requiere una regulación precisa de la frecuencia y el voltaje [130].

Debido a los costos variables de producción nulos de la generación renovable, el paradigma económico en las microrredes difiere significativamente de los sistemas de potencia tradicionales. Por lo tanto, la optimización va más allá de la minimización de costos y considera factores como la eficiencia energética, la sostenibilidad y la participación del consumidor en la gestión energética. Un modelo energético más descentralizado y participativo depende de estos elementos [131].

Para llevar a cabo el despacho ideal en microrredes, es necesario invertir estratégicamente en sistemas de almacenamiento y medición sofisticados. Estos componentes son cruciales para combatir la interrupción de las fuentes renovables. La evolución de las regulaciones y políticas energéticas es esencial para la armonización de las microrredes en el sistema energético mundial.

Las restricciones de seguridad son cruciales para la optimización del despacho energético en microrredes. Estas restricciones establecen límites operativos y medidas de protección contra contingencias para proteger la integridad física de la red de eventos adversos. La incorporación de estas consideraciones de seguridad en el modelo de despacho optimizado es fundamental para la operación segura y eficaz de la microrred, lo que contribuye significativamente a la resiliencia y confiabilidad del sistema [129], [130], [131], [132].

Por último, el despacho energético en microrredes es un campo de estudio avanzado en ingeniería eléctrica en el que se combinan la gestión de la variabilidad de las fuentes renovables, la sincronización operativa, la optimización económica y las restricciones de seguridad para formar un sistema eléctrico fuerte, eficiente y sostenible. Estos obstáculos resaltan la importancia de un enfoque integral y multidisciplinario para llevar a cabo con éxito la implementación de microrredes en el contexto energético actual.

1.3.6.2. Optimización para la Gestión de Energía en la Microrred

La optimización de microrredes es un proceso que busca asegurar la estabilidad y el funcionamiento confiable de la red, al mismo tiempo que tiene en cuenta los aspectos económicos y medioambientales. Para ello, se centra en la reducción del consumo de combustibles fósiles, la gestión de las unidades de almacenamiento y la regulación de las cargas [133], [134].

En el contexto de las herramientas de control para microrredes, es esencial incorporar una función de costo y considerar restricciones específicas. La

Figura 1.23 proporciona una clasificación de las técnicas de control óptimo aplicadas a microrredes, de acuerdo con la minimización de la función objetivo y los métodos de optimización utilizados [135].

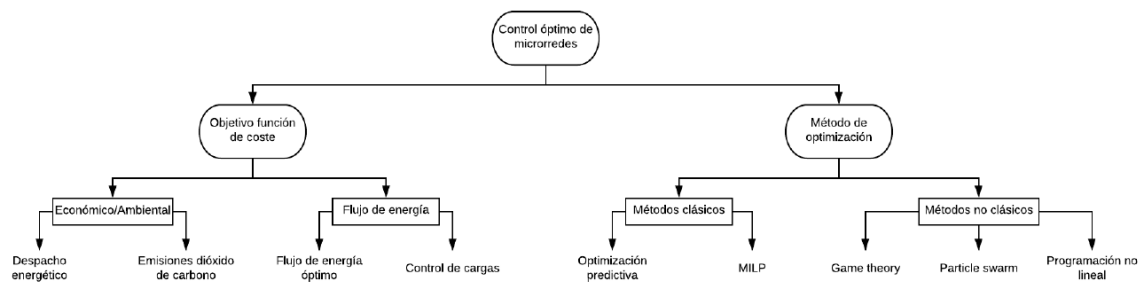


Figura 1.23. Control óptimo de microrredes [135]

En el despacho de microrredes, el problema de optimización se presenta como un desafío estocástico multivariante, donde múltiples variables aleatorias interactúan en un entorno complejo y dinámico. La variabilidad e incertidumbre relacionadas con la generación de energía renovable, como la solar y eólica, así como los patrones de demanda energética, contribuyen a esta naturaleza estocástica. Las restricciones operativas y de capacidad de los sistemas de almacenamiento y de equipos de la red, así como las fluctuaciones en los precios del mercado de energía, complican aún más el problema.

El desafío desde una perspectiva técnica radica en desarrollar un modelo de optimización capaz de manejar varias variables inciertas al mismo tiempo. La producción de energía renovable, la demanda de carga, la disponibilidad de almacenamiento de energía y los precios de mercado son algunos de estos factores. El objetivo es maximizar la eficiencia,

la estabilidad y la confiabilidad de la microrred mientras se reducen los costos operativos y se maximizan los beneficios económicos.

El hecho de que el problema sea multivariante significa que las soluciones deben tener en cuenta la interdependencia de cada una de estas variables. Por ejemplo, la decisión de cuánta energía almacenar depende de una variedad de factores, incluida la capacidad del sistema de almacenamiento, las previsiones de generación y demanda, y las condiciones del mercado.

La siguiente sección analizará en detalle las diversas técnicas de optimización, presentadas en la Figura 1.24, que se utilizan en el despacho de generación de microrredes. La importancia de esta exploración radica en la necesidad de una comprensión técnica y exhaustiva de las diversas estrategias y enfoques actuales. Este análisis detallado brindará una comprensión completa de las herramientas y técnicas disponibles, que son esenciales para abordar los desafíos que plantea el despacho óptimo en estos sistemas energéticos, que se caracterizan por su complejidad y dinamismo.



Figura 1.24. Técnicas de optimización para la gestión de la energía en microrredes

1.3.6.3. Programación Dinámica

La programación dinámica es un método de optimización que divide problemas complejos en partes más pequeñas y fáciles de resolver, lo que permite resolverlos secuencialmente para resolverlos. A continuación, se proporciona un análisis más detallado de las tres cualidades fundamentales de la programación dinámica [136]:

- **Múltiples Fases:** Cada problema complicado se divide en pasos individuales. La solución de cada paso se basa en la suposición de que se han tomado las decisiones óptimas en los pasos previos. Por lo tanto, el proceso de toma de decisiones se lleva a cabo gradualmente, optimizando cada paso antes de pasar a la siguiente, asegurándose de que la optimización global surja de la acumulación de soluciones óptimas locales [136].

- Los estados son representaciones de toda la información relevante en un momento determinado del proceso de toma de decisiones que es necesaria para avanzar en la optimización. Un estado en esencia resume el historial del proceso hasta el punto actual, permitiendo que las decisiones futuras se tomen sobre la base de esta información consolidada, sin necesidad de reconsiderar las decisiones anteriores [136].
- La optimización recursiva es la esencia de la programación dinámica. Es la creación de una solución óptima utilizando una relación recursiva que conecta las soluciones de una etapa con las de la siguiente. La solución al problema de programación dinámica se construye comenzando con la solución óptima para el primer subproblema y progresando gradualmente, utilizando la propiedad de que la solución óptima a un problema dado incorpora las soluciones óptimas de sus subproblemas [136].

La programación dinámica se ha convertido en una herramienta indispensable para la optimización en los sistemas de potencia. Está diseñada para abordar la variedad de desafíos asociados con la naturaleza diversa y cambiante de la generación, transmisión y gestión de energía eléctrica. La capacidad de simplificar y estructurar la complejidad operativa en etapas discretas y manejables sustenta este enfoque, lo que facilita la toma de decisiones estratégicas en un entorno caracterizado por su constante flujo y cambio.

La programación dinámica permite el análisis y la optimización de varias operaciones y procesos de toma de decisiones dentro de este marco técnico. Por ejemplo, se puede utilizar para la optimización de la operación de plantas generadoras a lo largo del tiempo, considerando la variabilidad de la demanda y las restricciones físicas de los sistemas. Para garantizar la adaptabilidad y la capacidad de expansión futuras, cada etapa del diseño puede evaluarse de manera secuencial. Esto también es crucial para el diseño óptimo de la red de transmisión.

Se presentarán a continuación algunas aplicaciones seleccionadas que demuestran la eficacia de la programación dinámica en la ingeniería eléctrica. Se destacará cómo este enfoque se adapta a la optimización de los sistemas de energía en áreas como la gestión de la carga, la programación de mantenimiento, la integración de fuentes de energía renovable y la respuesta a la demanda, entre otras. Cada aplicación destacará los beneficios de las características únicas de la programación dinámica, desde la resolución

de problemas hasta la creación de estrategias de optimización recursivas, demostrando su importancia en el progreso hacia sistemas de energía más eficientes y resilientes.

1.3.6.3.1. Modelo de Programación Dinámica en la Gestión de Energía:

Una metodología clave para la optimización secuencial de la operación energética es la programación dinámica en la gestión de microrredes. Este modelo permite la predicción y la adaptación a los cambios en la demanda de energía y los precios del mercado. La microrred es una entidad independiente que se encarga de hacer un pronóstico de la demanda de energía y sincronizar este pronóstico con la red principal, lo que permite una gestión eficiente y rentable del suministro de energía.

En esta situación, la microrred debe administrar de manera efectiva sus recursos internos, que incluyen el almacenamiento y la generación de energía a partir de fuentes renovables. La programación dinámica ayuda a la toma de decisiones informada y adaptable al ajustar las operaciones de generación y almacenamiento en tiempo real para responder a las fluctuaciones del mercado y mantener el sistema sostenible [135].

Optimización de Carga y Descarga de Baterías

La programación dinámica se utiliza en las microrredes para elegir las mejores estrategias para la carga y descarga de las baterías mientras se maximiza la vida útil de las baterías. Los patrones de carga y descarga ideales son determinados por el controlador de microrred. Esto se logra analizando minuciosamente los patrones de consumo de los usuarios finales. Estos patrones se pueden modelar con éxito utilizando distribuciones estadísticas como la Gaussiana.

La programación dinámica es adaptable, lo que permite adaptar las estrategias de gestión de baterías a las variaciones en la demanda y la generación de energía, especialmente cuando se utilizan fuentes de energía renovable. Esta adaptabilidad mejora la eficiencia operativa de la microrred y la estabilidad del sistema en su conjunto, lo que garantiza una gestión energética más efectiva y duradera [135].

Abordar el Problema del Unit Commitment:

En la gestión de sistemas de energía, el problema del Unit Commitment se centra en la optimización de la operación de los generadores de energía para reducir las emisiones de CO₂ y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. En este contexto, la programación dinámica se utiliza como una herramienta útil para gestionar las

incertidumbres relacionadas con la producción de energía solar y eólica. Este método permite a un sistema inteligente calcular las referencias de producción para los generadores con una hora de anticipación, lo que reduce los costos operativos y permite una optimización más eficiente de los sistemas de almacenamiento de energía [135].

La programación dinámica en el compromiso de unidad permite una toma de decisiones más informada y estratégica, adaptándose a las condiciones cambiantes del mercado y a la variabilidad inherente en las fuentes de energía renovable. Este método anticipa y adapta las operaciones de generación y apoya la transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible. Además, contribuye significativamente a la eficiencia global del sistema de potencia [135].

1.3.6.4. Programación Dinámica Estocástica

La programación dinámica estocástica es una metodología de optimización avanzada que se adapta especialmente bien a sistemas complejos como microrredes que tienen elementos intrínsecos de incertidumbre y variabilidad. Este método combina los principios de la programación dinámica con la modelización estocástica, lo que permite una toma de decisiones secuencial en entornos donde las variables clave, como la generación y la demanda de energía, muestran comportamientos aleatorios o inciertos.

En este contexto, la Programación Dinámica Estocástica se enfoca en optimizar el funcionamiento de las microrredes tomando en cuenta los cambios en los patrones de consumo de energía y la disponibilidad de energía renovable (solar y eólica). La orientación de las decisiones operativas mediante la integración de modelos predictivos y datos en tiempo real es posible con esta técnica, lo que resulta esencial para la gestión eficiente de los recursos energéticos en microrredes:

Toma de Decisiones en Tiempo Real

Utilizando la Programación Dinámica Estocástica, los operadores de microrredes pueden ajustar dinámicamente las estrategias de operación en función de los datos actualizados sobre la generación de energía y las tendencias de demanda. Esta capacidad para responder a la variabilidad en tiempo real es esencial en las microrredes para mantener la eficiencia operacional, garantizar la estabilidad del sistema y optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles.

1.3.6.5. Programación Entera

La programación entera, también conocida como programación entera lineal, es una rama de la optimización matemática que se ocupa de problemas de optimización en los que algunas o todas las variables de decisión están limitadas a tomar valores enteros. En la programación entera, las variables están limitadas a valores enteros específicos, como 0, 1, 2, 3, etc., a diferencia de la programación lineal, donde las variables pueden tomar cualquier valor dentro de un rango continuo.

Dado que muchos problemas en el mundo real requieren soluciones en números enteros, los problemas de programación entera son comunes en varias áreas de investigación y aplicaciones prácticas. Estos incluyen la programación de horarios, la asignación de recursos, la logística, la planificación de la producción y muchos otros temas de ingeniería, economía y administración.

1.3.6.6. Programación No Lineal

La programación no lineal es una rama de la optimización matemática que se ocupa de problemas en los que la función objetivo o las restricciones son no lineales. En comparación con los modelos lineales, puede modelar relaciones más complejas y realistas. Las soluciones ideales para este tipo de programación se encuentran cuando las relaciones entre las variables no siguen un patrón lineal. Esto con frecuencia conduce a soluciones más precisas y viables para problemas complejos [137].

La programación no lineal es esencial para la gestión de energía en microrredes. Este modelo de optimización se enfoca en maximizar los beneficios económicos de las operaciones de compra y venta de energía, así como en aumentar la eficiencia y la sostenibilidad del sistema. En este modelo, un concepto importante es la "probabilidad de autosuficiencia", que se refiere a la capacidad de una microrred para satisfacer su demanda energética local de manera independiente. Este método tiene como objetivo reducir los costos energéticos y reducir la dependencia de fuentes externas al optimizar la generación a partir de fuentes renovables [137].

La programación no lineal permite la gestión eficiente y adaptable de las microrredes, coordinando estratégicamente una variedad de fuentes de energía renovable, facilitando la interacción con otras microrredes y asegurando una integración efectiva con la red eléctrica principal. Este enfoque en microrredes no solo fomenta el desarrollo de sistemas de

energía más eficientes y sostenibles, sino que también abre la puerta a innovaciones en la gestión de recursos energéticos en una variedad de tipos de infraestructuras[135].

1.3.6.7. Programación Integrada Mixta

Programación Integrada Mixta Lineal (MILP): Aunque tanto las restricciones como la función objetivo son formulaciones lineales, el conjunto de soluciones está formado por variables continuas y discretas. Aplicando algoritmos sofisticados como el método de ramificación y poda y el método simplex, MILP resuelve problemas de optimización complejos. Este método es especialmente útil para sistemas que requieren una combinación de decisiones binarias (sí/no) y cuantitativas [135].

Programación Integrada Mixta Cuadrática (MQP): Esta clase de programación entera mixta se enfoca en resolver problemas en los que al menos una función (objetivo o restricción) es cuadrática. MQP es esencial para modelar fenómenos complejos, como los que ocurren en sistemas energéticos avanzados, debido a su capacidad para capturar efectos no lineales y de interacción entre variables [135].

Programación Integrada Mixta No Lineal: Esta categoría es la más amplia y adaptable de las ramas y abarca problemas con funciones objetivo y/o restricciones que presentan términos no lineales, como formas trigonométricas, exponenciales y logarítmicas. A pesar de su poder, esta metodología enfrenta importantes desafíos computacionales y con frecuencia requiere técnicas heurísticas o de solución aproximada [135].

1.3.6.8. Maldición de la dimensionalidad de Bellman

El término 'maldición de la dimensionalidad', acuñado por Richard E. Bellman, describe un obstáculo prominente en la programación dinámica estocástica (SDP). Este desafío se manifiesta al intentar optimizar sistemas que incluyen una multitud de variables de estado. En SDP, se aborda la resolución de problemas de optimización recursiva a lo largo del tiempo, partiendo de la premisa de que los valores de la función de costo (CF) son conocidos en la última fase del horizonte temporal. A partir de este punto final, se retrocede secuencialmente hacia el presente. El núcleo del problema radica en la necesidad imperativa de discretizar las variables de estado, lo que conduce a la creación de una red de puntos que abarca un espacio de estado de tamaño exponencialmente creciente. Este fenómeno exacerba la complejidad computacional, dado que el número de cálculos necesarios aumenta dramáticamente con cada dimensión adicional, obstaculizando así la eficiencia en la solución de problemas complejos y multidimensionales en SDP [138].

La "maldición de la dimensionalidad", un término creado en el contexto de la programación dinámica estocástica (SDP), se refiere al aumento exponencial del número de puntos necesarios para la malla de discretización en relación con el número de variables de estado. Dado que el aumento en la complejidad computacional se vuelve prohibitivo, esta expansión exponencial de puntos complica enormemente la aplicabilidad de SDP en sistemas con un alto número de variables de estado [138].

La Programación Dinámica Estocástica Dual (SDDP) es una solución alternativa para abordar este problema. El SDDP se enfoca en evitar el cálculo de la función de costo (CF) sobre una malla discretizada del espacio de estado y utiliza un método de aproximaciones sucesivas, a diferencia del SDP tradicional. Este método es especialmente beneficioso para sistemas que no utilizan procesos estocásticos porque evita enfrentar la creciente complejidad que implica administrar una amplia gama de puntos en el espacio de estado. Sin embargo, es importante señalar que SDDP podría enfrentar limitaciones en situaciones donde son relevantes los procesos estocásticos, especialmente en términos de precisión en la aproximación de la CF, especialmente cuando esta no presenta una naturaleza convexa, según se detalla en la referencia [138].

Para la programación dinámica estocástica (SDP) y la "Maldición de la dimensionalidad de Bellman", se aplican varias ecuaciones, que son fundamentales en la formulación matemática del problema de optimización. Estas ecuaciones son recursivas y relacionan la función de costo futura con la función de costo actual y las decisiones tomadas en cada paso del tiempo. Las ecuaciones de Bellman se expresan de la siguiente manera:

Función de Valor Esperado (V):

$$V(t, x) \tag{1.1}$$

Es la función de valor en el tiempo t y el estado x .

$$V(t, x) = \min [f(u) + E[V(t + 1, x')]] \tag{1.2}$$

Donde el mínimo se toma sobre todas las posibles decisiones u y x' es el estado resultante de aplicar la decisión u en el estado x en el tiempo t .

Ecuaciones de Recursión:

$$V(T, x) = g(x) \quad (1.3)$$

Donde $g(x)$ es la función de valor en el último período.

$$V(t, x) = \min [f(u) + E[V(t + 1, x')]] \quad (1.4)$$

Para $t = T-1, T-2, \dots, 1$, donde x' es el estado resultante de aplicar la decisión u en el estado x en el tiempo t .

En estas ecuaciones, $f(u)$ es la función de costo inmediato asociada a la decisión u en el tiempo t , $E[V(t + 1, x')]$ representa la expectativa de la función de valor en el siguiente período, y $g(x)$ es la función de valor en el último período.

1.3.7. Criterios de Seguridad en Sistemas Eléctricos de Potencia

1.3.7.1. Estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia

El análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) es un desafío importante en la ingeniería eléctrica debido a su envergadura, su dinámica fluctuante inherente y sus características no lineales. Para abordar esta complejidad, se emplea un enfoque analítico basado en un modelo matemático que describe al SEP a través de un sistema de ecuaciones algebraico-diferenciales, tal y como se formula en la ecuación (1.5) [139], [140].

$$\dot{x} = f(x, y, \lambda, p); \quad 0 = g(x, y, \lambda, p); \quad z = h(x, y, \lambda, p) \quad (1.5)$$

Las variables de estado del sistema, que incluyen, pero no se limitan a, los generadores, las cargas y los sistemas de control integrados, se representan por el vector x en esta representación matemática. El vector, por otro lado, encapsula las variables algebraicas, que incluyen parámetros como voltajes y ángulos nodales. El término p se refiere a los parámetros manipulables, que se pueden ver como ajustes en los reguladores automáticos de tensión o en los taps de los transformadores, mientras que λ se refiere a un conjunto de parámetros no controlables, que incluyen fluctuaciones en las potencias activa y reactiva de las cargas. Finalmente, las variables de salida componen el vector z , que incluyen la generación de energía y los flujos de energía a través de las redes de transmisión [139].

El conjunto de variables en (1.5) muestra que el comportamiento del SEP es susceptible a una variedad de perturbaciones. Tanto el estado operativo inicial como las características específicas de la perturbación, como su tipo y magnitud, juegan un papel importante en la respuesta del sistema a estas perturbaciones. Una métrica crucial es la estabilidad de un SEP, que se define como su capacidad para regresar a un estado de equilibrio después de una perturbación. Las Figura 1.25 muestra las respuestas de estabilidad e inestabilidad de un SEP bajo dos condiciones operativas iniciales diferentes, respectivamente. Ambas figuras destacan el comportamiento de variables de estado importantes, como el ángulo del par y la tensión de salida del excitador [139], [140].

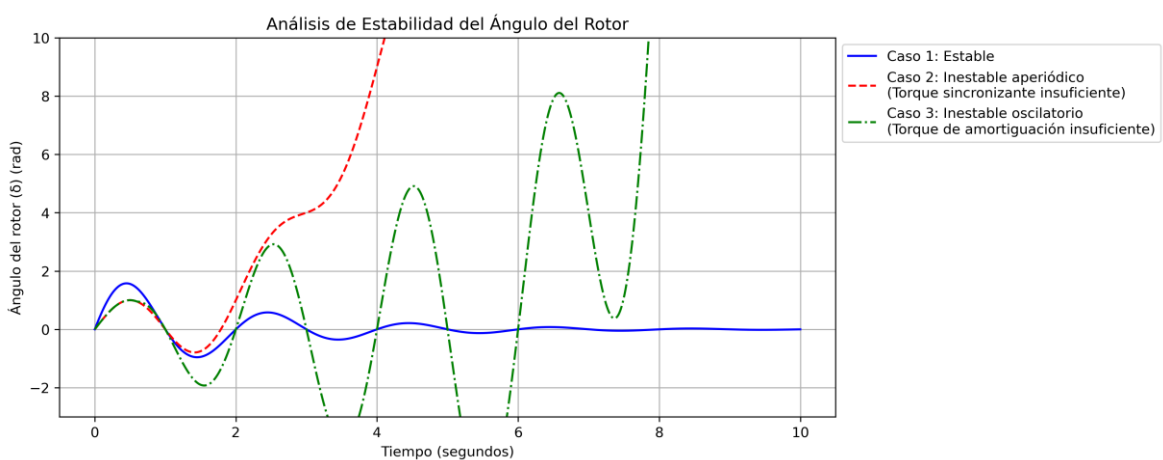


Figura 1.25. Estabilidad e Inestabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia [Elaboración Propia]

Debido a la amplia gama de factores, variables y fenómenos que pueden afectar la estabilidad de los SEP, el análisis de esta estabilidad se convierte en un desafío complejo y multidimensional. El documento mencionado en [139] aborda esta complejidad proponiendo una clasificación detallada de la estabilidad que tiene en cuenta varias dimensiones: el tipo de variable del sistema en análisis (como el ángulo del rotor, la frecuencia o la tensión), la magnitud de la perturbación que afecta al sistema y los intervalos de tiempo que deben considerarse en el análisis. Estas técnicas de clasificación y análisis mejoran la comprensión y facilitan la gestión eficiente de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia. Estos aspectos se ilustran en la Figura 1.26 [139], [140].

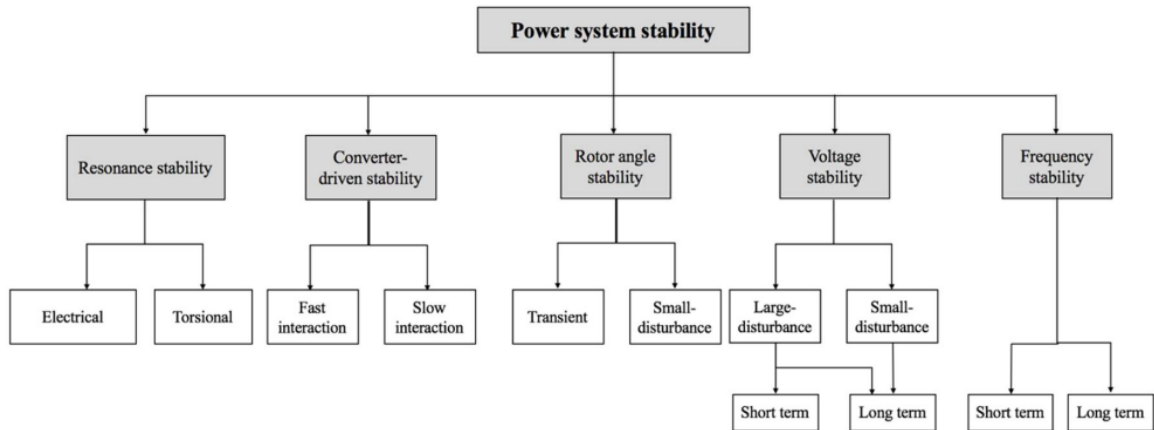


Figura 1.26. Clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia [141]

1.3.7.2. Estabilidad de Voltaje

En los Sistemas Eléctricos de Potencia, La estabilidad de voltaje se refiere a la habilidad de un sistema de potencia para mantener voltajes aceptables en todas las barras del sistema, luego de que éste es sometido a una perturbación a partir de una condición inicial de operación dada. La inestabilidad de voltaje está relacionada con la falta de recursos de potencia reactiva en la red. Para aumentar la eficiencia de la transmisión de energía reactiva y reducir las pérdidas eléctricas asociadas con el transporte de energía, es esencial que el voltaje se mantenga en un intervalo cercano al valor de nominal [139], [140], [142], [143].

Los márgenes para mantener la estabilidad de voltaje disminuyen cuando un SEP funciona cerca de su capacidad máxima. La inestabilidad puede ser el resultado de la incapacidad de la red para mantener un perfil de voltaje ideal, ya sea bajo condiciones normales o después de eventos perturbadores. Los factores conocidos que pueden causar tales inestabilidades incluyen cambios significativos en la operatividad del sistema, como la desactivación de líneas de transmisión o la falla de unidades de generación. Las fluctuaciones de voltaje negativas pueden ser causadas por incrementos graduales y sostenidos en la carga. Circunstancias excepcionales que incluyen contingencias múltiples o anomalías no previstas pueden resultar en condiciones operativas desfavorables, aunque los diseños de SEP contemplan tolerancias a estas variaciones [139], [140], [142], [143].

Por lo tanto, es crucial que los analistas e investigadores que se enfocan en la estabilidad de voltaje realicen un análisis exhaustivo de las múltiples causas que pueden causar inestabilidad y creen métodos para abordar cualquier situación de riesgo potencial. Estas estrategias incluyen acciones correctivas y proactivas. La nomenclatura técnica divide la

estabilidad de voltaje según la escala de tiempo de reacción de los componentes involucrados en el SEP; esta clasificación se detalla en los estudios de referencia de la materia y se ilustra en la Figura 1.27 [139], [140], [142], [143].

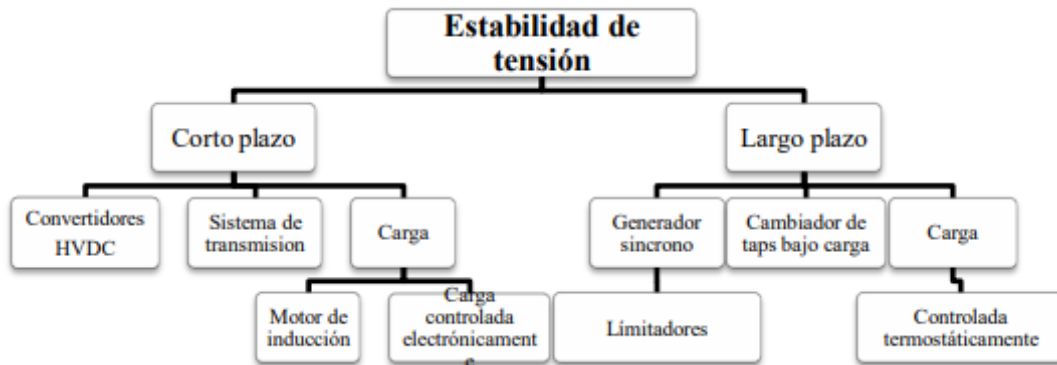


Figura 1.27. Clasificación de estabilidad de voltaje [139]

Dado que la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico dependen de su regulación adecuada, la estabilidad de voltaje es un factor crucial para la operación de microrredes. Las microrredes, que se definen como conglomerados localizados de carga y generación eléctrica que pueden funcionar de manera independiente o sincronizada con una red mayor, presentan desafíos particulares en este campo. Para garantizar la estabilidad del voltaje, la integración de una matriz energética diversificada, que incluye generación distribuida (principalmente de fuentes renovables) y almacenamiento de energía, introduce una variabilidad importante que debe gestionarse [140], [144].

Desde un punto de vista técnico, las microrredes no tienen la inercia rotacional relacionada con los grandes generadores sincrónicos que se encuentran en los sistemas eléctricos de mayor tamaño. Esta característica hace que sea menos capaz de controlar las fluctuaciones rápidas de voltaje y carga, lo que hace que sean necesarios sistemas de control sofisticados y adaptativos. Estos sistemas deben poder responder en tiempo real a la interrupción de las fuentes de energía renovable y a los cambios en la demanda [145], [146].

La estabilidad de voltaje es esencial para las microrredes para garantizar la continuidad del servicio y proteger los equipos sensibles de fallas sistémicas. Esto requiere sistemas de seguridad energética y protecciones eléctricas altamente especializadas que puedan mitigar perturbaciones tanto endógenas como exógenas. Por lo tanto, la gestión de la estabilidad de voltaje en microrredes requiere una visión integral que incluya la ingeniería de sistemas de control, la topología de la red, la gestión de la demanda, así como la

incorporación de sistemas de almacenamiento y generación de energía con capacidad de respuesta rápida. El éxito en el mantenimiento de la estabilidad de voltaje demuestra la robustez y la resiliencia operativa de las microrredes, lo que es un indicador crucial de su capacidad para proporcionar un suministro de energía sostenible y confiable. Para maximizar la operatividad y la eficiencia de estas nuevas estructuras energéticas, es necesaria la investigación y el desarrollo en este campo [140], [144], [145], [146].

El uso de Sistemas de Almacenamiento de Energía Basados en Baterías (BESS) es una estrategia efectiva para abordar los eventos de inestabilidad de voltaje en microrredes. Estos sistemas son esenciales para mantener la estabilidad del voltaje porque pueden inyectar o absorber instantáneamente potencia reactiva. En microrredes alimentadas por fuentes renovables, donde la producción de potencia reactiva puede variar, esta agilidad en la respuesta es especialmente ventajosa. Por lo tanto, los BESS mejoran significativamente la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico en las microrredes y se convierten en herramientas cruciales para la regulación dinámica del voltaje [147].

1.3.7.3. Estabilidad de Frecuencia

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) son entornos operativos complejos que requieren una gestión cuidadosa para garantizar que la frecuencia se mantenga dentro de un umbral operativo limitado. Para preservar el balance inmediato entre la generación de energía y la demanda, esta gestión es esencial para la seguridad operativa del sistema. Un incumplimiento de este requisito crucial podría llevar a la desconexión de cargas o, en situaciones más graves, a la desconexión de generadores para prevenir daños por operar fuera de los límites de frecuencia normales, que normalmente están establecidos en alrededor del +0.2% [148][149].

En el peor de los casos, la falta de operación de los generadores podría resultar en cortes de energía totales o parciales en el SEP. Es esencial asegurarse de que los recursos de generación estén preparados para afrontar desequilibrios tanto predecibles causados por la variabilidad de la demanda como imprevistos causados por fallas en componentes del sistema. Esto es fundamental para restaurar la frecuencia a su valor nominal y garantizar una entrega de energía constante. Estas acciones se ajustan a la idea de regulación de frecuencia [148][149].

La regulación de la frecuencia se ha manejado tradicionalmente ajustando las señales de las unidades de generación sincrónicas. Si la frecuencia del sistema es mayor que el valor

nominal, se debe disminuir la producción de los generadores, mientras que, si la frecuencia es menor que el valor nominal, se debe aumentar la producción. En pocas palabras, el objetivo de las acciones de los generadores es contrarrestar cualquier desviación de la frecuencia [148][149].

Sin embargo, los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS) y los sistemas de control de convertidores avanzados con electrónica de potencia han brindado alternativas viables y efectivas para la regulación de frecuencia. Estas tecnologías actuales pueden adaptarse a las necesidades particulares del sistema y brindar soluciones seguras y rápidas [148][149].

1.3.7.3.1. Control de la Frecuencia

En la mayoría de los incidentes en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), se puede observar que después de una situación, como la desconexión inesperada de un generador, la disparidad entre la potencia eléctrica suministrada por las unidades generadoras y la potencia eléctrica demandada por las cargas se torna negativa. Es posible que la frecuencia aumente durante estas perturbaciones, como ocurre cuando una región con suficiente capacidad de generación se aísla de repente.

Los equipos industriales y domésticos pueden funcionar mal con desviaciones significativas de la frecuencia de su valor nominal. Un ejemplo sería el de algunos motores que pueden sobrecalentarse y sufrir daños como resultado de operar a velocidades diferentes a las previstas en su diseño. Además, dispositivos como relojes y sistemas automáticos que dependen de la frecuencia para medir el tiempo pueden adelantarse o retrasarse.

En general, cualquier alteración en la frecuencia del sistema en comparación con su valor nominal resulta en una disminución en la calidad del suministro eléctrico. En situaciones de baja frecuencia, las turbinas de vapor pueden experimentar vibraciones dañinas, por lo que en situaciones extremas es necesario desconectarlas. El límite mínimo de frecuencia operativa para las unidades generadoras es de 0,95 pu, según normas como la IEC 60034-3 y el estándar C50.13 del IEEE. Descenderse por debajo de este umbral significa que estas unidades se desconectarán automáticamente, lo que aumentará la carga del sistema y aumentará el riesgo de un colapso total del SEP. Sin embargo, en situaciones de sobrefrecuencia, las unidades generadoras también pueden desconectarse. Según varios códigos de red europeos, si la frecuencia supera los 1.03 pu, las unidades deben desconectarse.

Además, al operar con una frecuencia inferior a la nominal, los transformadores están expuestos a daños por sobreexcitación. La intensidad del campo magnético en el núcleo del transformador es proporcional a la tensión e inversamente proporcional a la frecuencia, lo que explica este fenómeno.

1.3.7.4. Reserva de Generación en Sistemas Eléctricos

Las reservas de corto y mediano plazo son las que se requieren para lograr un suministro adecuado que cumpla con los requerimientos de calidad y seguridad. A su vez, estos tipos de reserva se diferencian por los recursos que necesitan para operar y por su velocidad de respuesta. A continuación, se explica de forma detallada cada una de estas reservas y el marco temporal en la que actúan.

Las reservas de corto plazo consisten en:

- La reserva instantánea que aportan los relés de alivio de carga u otros elementos equivalentes.
- La reserva para regulación de frecuencia que actúa tanto en la regulación primaria de frecuencia (RPF) como en la regulación secundaria de frecuencia (RSF), y que es asignada entre las máquinas que están despachadas y están habilitadas para realizar esta regulación.
- La reserva de 5 minutos que permite realizar el seguimiento de la demanda, complementando el servicio de RPF y RSF y garantizando la operación del sistema.
- La reserva de 10 minutos que es cubierta por capacidad de generación de libre disponibilidad y/o demanda interrumpible.
- La reserva fría de 20 minutos que es cubierta con máquinas térmicas de punta que no están generando y que incluyen los grupos turbo gas (TG) de los ciclos combinados.
- La reserva térmica de 4 horas que es adjudicada a las unidades turbo vapor (TV) y TG, o ciclos combinados.

La reserva de mediano plazo está compuesta por:

- La reserva de confiabilidad que es la reserva de generación en condiciones de operar durante los picos de demanda del sistema.

A su vez, para abastecer la demanda con calidad y seguridad adecuada, se necesita que en todo momento se genere la potencia necesaria no sólo para cubrir la demanda, sino también para cubrir las pérdidas originadas en la red de transmisión y distribución. Además, debe mantenerse un nivel de reserva de corto plazo para garantizar el seguimiento de las fluctuaciones de la demanda, la operatividad del sistema eléctrico, la calidad del servicio y la capacidad de respuesta rápida en caso de contingencias menores.

1.3.7.4.1. Etapas de la Regulación de Frecuencia

Los procesos involucrados en la regulación de la frecuencia dentro de los Sistemas Eléctricos de Potencia se clasifican en tres fases distintas: regulación primaria, secundaria y terciaria.

La regulación primaria de la frecuencia (RPF): esta fase se distingue por su intervención automática y directa en el control de la frecuencia. Las centrales de generación lo realizan a nivel local, donde se ajustan los reguladores de velocidad y potencia activa. La medición local de la frecuencia permite detectar desviaciones del valor de referencia, generando una respuesta inmediata que actúa sobre componentes como válvulas y servomotores de las centrales que pueden proporcionar RPF. El objetivo principal de esta fase es evitar que la frecuencia del sistema alcance niveles críticos que puedan provocar la desconexión de las unidades generadoras y el colapso del sistema. Es importante tener en cuenta que, aunque la RPF estabiliza la frecuencia, lo hace en un valor de estado estacionario que difiere del valor nominal debido a su naturaleza proporcional [150].

Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF): esta etapa ajusta los puntos de operación de los generadores para compensar cualquier error de frecuencia residual después de la RPF. También se conoce como Control de Frecuencia de Carga (LFC). Además, la RSF supervisa los cambios en los flujos de energía activa y los desequilibrios creados por la RPF, incluidos los cambios en los intercambios de energía no programados con otras áreas. Para garantizar que los errores de estado estacionario se corrijan rápidamente, la RSF utiliza mecanismos manuales y automáticos (Control Automático de Generación, AGC) [151].

La regulación terciaria de frecuencia (RTF): se activa después de la RSF y funciona en un período de tiempo más extenso, que va desde minutos hasta decenas de minutos. La RTF implica una coordinación y redespacho centralizado de las unidades generadoras en función de los factores económicos y de confiabilidad del sistema. Su activación permite

restaurar la reserva secundaria utilizada en la RSF, lo que mantiene la capacidad de respuesta del SEP frente a eventos futuros [152]. En la Figura 1.28 podemos observar las tres etapas de la regulación de frecuencia [153].

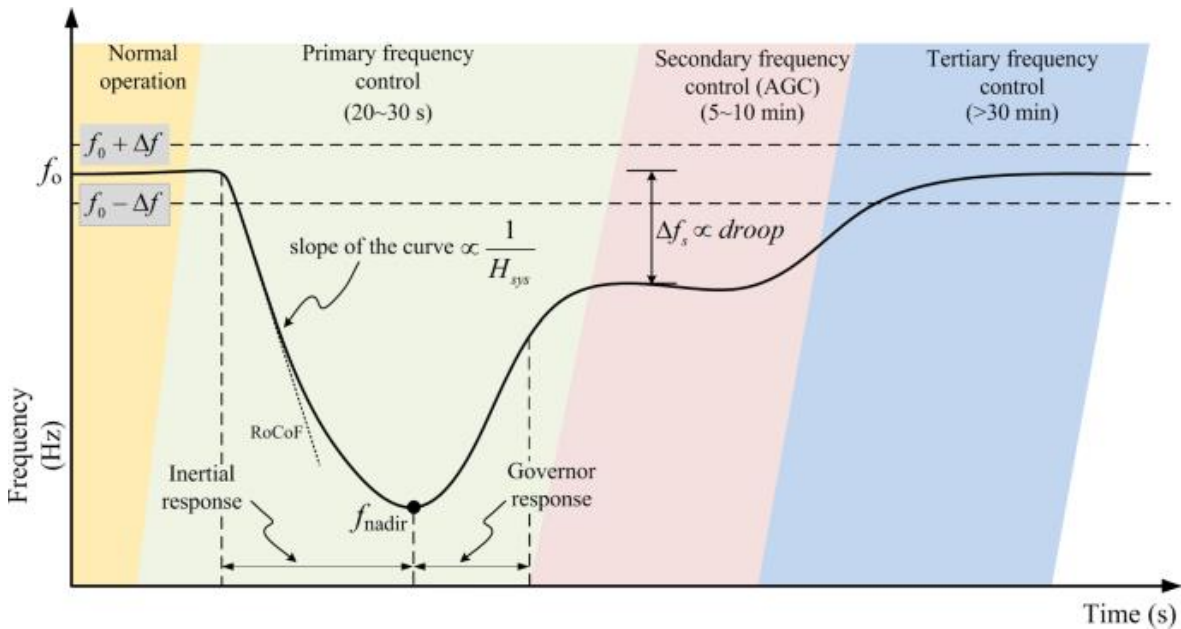


Figura 1.28. Etapas de la Regulación de Frecuencia [153]

El uso de Sistemas de Almacenamiento de Energía Basados en Baterías (BESS) también se considera un recurso de respuesta rápida y eficiente dentro de las reservas para regulación primaria y secundaria de frecuencia. Las baterías avanzadas, como las de plomo ácido, sulfuro de sodio, flujo o ion-litio, se distinguen por su respuesta inmediata, ciclos de carga y descarga prolongados y alta densidad de potencia y energía. Gracias a estas características, los BESS son adecuados para proporcionar la reserva necesaria para la implementación de la RPF. Además, debido a su amplia gama de usos, que incluyen transporte eléctrico, operaciones industriales, herramientas y dispositivos de entretenimiento, las baterías de ion-litio están experimentando un crecimiento notable en el mercado.

1.3.7.5. Cargabilidad de Transformadores y Líneas de Transmisión

Es importante mantener los niveles de cargabilidad de los transformadores y las líneas de transmisión dentro de los límites, tanto para la condición operativa normal, cuanto, para la operación de emergencia, puesto que, de esta manera, se salvaguarda la integridad de los

equipos mencionados, evitando los aumentos excesivos de temperatura y asegurando su vida útil.

Los límites de cargabilidad de los transformadores y las líneas de transmisión son presentados en la Tabla 1.11 y la Tabla 1.12, para la operación normal y la operación de emergencia del sistema eléctrico de potencia, respectivamente.

Tabla 1.11. Límites de cargabilidad de operación normal.

Equipo	Cargabilidad [%]
Transformador	100
Línea de Transmisión	100

Tabla 1.12. Límites de cargabilidad de operación de emergencia.

Equipo	Cargabilidad [%]
Transformador	110
Línea de Transmisión	110

1.3.7.6. Estudio Eléctrico de Estado Estacionario

Un estudio de estado estacionario se define como el análisis del comportamiento estacionario de un sistema eléctrico de potencia ante la presencia de un evento importante, como un cortocircuito, la pérdida de carga o generación, o la desconexión de líneas de transmisión, y posibles eventos no deseados. Para efectuar este tipo de estudio es necesario realizar las simulaciones de flujos de potencia, con el fin de verificar si los niveles de voltaje y las cargabilidad de los elementos de un sistema eléctrico se mantienen dentro de los límites de operación permitidos. Luego, se simula las contingencias N-1 más críticas de la zona de influencia, así como también se calcula diferentes tipos de cortocircuitos a fin de valorar los niveles de corriente que fluye a través de los elementos del sistema eléctrico.

Ahora, la información requerida para ejecutar estas simulaciones no debe ser tan detallada, en contraste con los datos necesarios para un estudio de estado dinámico. No obstante, el requerimiento mínimo dicta que la información básica de las centrales de generación, los transformadores, las líneas de transmisión, las cargas, y cómo todos estos elementos se interconectan entre sí esté disponible.

Consecuentemente, se procede a calcular los niveles de voltaje antes y después de la contingencia N-1, para compararlas y evaluar si no exceden los límites permitidos en ambas condiciones. Ocurre exactamente lo mismo para las cargabilidades de los transformadores y las líneas de transmisión. Además, se calcula los cortocircuitos y se

valora los niveles de las corrientes. Finalmente, si los niveles de voltaje y las cargabilidades se encuentran dentro de las tolerancias permitidas, es correcto concluir que, la operación estacionaria del sistema ante una perturbación significativa es segura.

Es importante mantener los niveles de voltaje de estado estacionario dentro de los intervalos permitidos debido a que:

- Se garantiza una operación segura y confiable de los componentes de todo el sistema eléctrico;
- Se contribuye a la eficiencia energética;
- Se evita sanciones por incumplimiento de estándares; y
- Se evita interrupciones del servicio eléctrico.

1.3.7.7. Estudio Eléctrico de Estado Dinámico

Un estudio de estado dinámico se define como el análisis del comportamiento transitorio de un sistema eléctrico ante la experimentación de alguna perturbación significativa, tal como un cortocircuito, una pérdida de la carga o la generación, una desconexión de líneas de transmisión, entre otros eventos. Este estudio es efectuado a través de la simulación del comportamiento dinámico de una red eléctrica; para ello, es necesario que la información del esquema de la conexión eléctrica del sistema esté disponible, en otras palabras, todos los datos de los equipos que conforman la red eléctrica tienen que ser conocidos. La información de los parámetros de las centrales de generación, con sus respectivos sistemas de control, de los transformadores, de las líneas de transmisión, y de las cargas debe estar completamente determinada, así como también el diagrama que represente las interconexiones de los elementos del sistema.

El principal objetivo de un estudio dinámico es verificar que el comportamiento transitorio de un sistema eléctrico, ante alguna perturbación significativa, efectivamente regrese a un estado de equilibrio en su operación, de manera tal que prácticamente el sistema entero permanezca intacto.

Para evaluar la seguridad en un estudio dinámico, se define en la zona de influencia las contingencias N-1 más críticas para el sistema eléctrico por analizar. Posteriormente, se calcula y grafica los niveles de voltaje de las barras en los escenarios pre-falla y pos-falla, para luego compararlos entre sí y determinar si existe alguna afectación en esta cantidad. Asimismo, se grafica en el dominio del tiempo la frecuencia de las barras y se determina su estado (estable o inestable). De manera similar, se grafica en el tiempo los flujos de potencia activa y reactiva de la red para comprobar si su estabilidad se mantiene. A su vez,

se grafica en el dominio del tiempo el ángulo de máquina de los generadores sincrónicos de la zona de influencia del sistema, con la finalidad de visualizar que luego de la perturbación mantengan su estabilidad. Finalmente, se calcula la cargabilidad de los transformadores y las líneas de transmisión, y se evalúa el cumplimiento de las tolerancias para esta cantidad.

En el caso de que, luego de la perturbación, no exista una afectación en los niveles de voltaje; que la frecuencia, la potencia activa y reactiva, los ángulos de máquina se mantengan estables; y que no se excedan los límites de cargabilidad de transformadores y generadores, es acertado concluir que, la red eléctrica encuentra un nuevo punto de operación estable, cumpliendo así con el objetivo del estudio dinámico.

2. METODOLOGÍA

Para obtener un modelo de despacho óptimo de energía eléctrica de corto plazo para la microrred Baltra - Santa Cruz considerando restricciones de seguridad, es necesario separar el trabajo en varias fases o etapas, con el objetivo de construir dos bases de datos de la microrred Baltra – Santa Cruz, ubicada en el archipiélago de Galápagos, y todos los elementos que conforman cada base, una para evaluar el despacho energético de cada una de las fuentes de generación convencional o no renovable y generación no convencional y renovable, resolviendo el problema de optimización dinámica multivariante. En este problema se toman en cuenta los parámetros internos y externos al sistema de potencia, considerando la aleatoriedad e influencia de estos parámetros, tal como la irradiación solar y la velocidad del viento, en el problema de despacho óptimo energético, esta primera base y el problema de despacho energético se desarrollará, modificará y resolverá utilizando el software de simulación Open Source, SimSEE. Sin embargo, una de las partes medulares de este trabajo es la modificación de la programación del código fuente del actor o participante del despacho Banco de Baterías, el cual, permitirá implementar las restricciones de seguridad y relacionar restricciones eléctricas con restricciones energéticas.

Asimismo, en la segunda parte, para definir las restricciones eléctricas, generadas por los límites de operación de los diferentes elementos electromecánicos de la microrred Baltra – Santa Cruz, se utiliza el software de simulación PowerFactory, en el cual se evaluarán las solicitaciones del sistema eléctrico tanto en estado estacionario como dinámico, evaluando voltajes y cargabilidades en estado estacionario y estabilidad de frecuencia y de voltaje en estado dinámico. Con estos análisis, y bajo varios escenarios de operación obtenidos a partir de las simulaciones del SimSEE, se obtiene la mejor política de despacho para la microrred, delimitando así los parámetros que afectan directamente a las variables del actor Banco de Baterías. Logrando así una interacción entre ambos programas y obteniendo un despacho eléctrico y energético con alta penetración de recursos renovables, considerando limitaciones de seguridad estática y dinámica.

Se detallará claramente todos los aspectos con mayor relevancia utilizados en cada uno de los programas de simulación, así como el procedimiento que se siguió para la modelación y simulación energética y eléctrica según corresponda.

Adicionalmente, se definirán primero las características actuales de la red eléctrica y sus componentes, de las islas Baltra y Santa Cruz y se definirá la propuesta de ampliación al sistema eléctrico para formar la microrred Baltra – Santa Cruz, la cual tiene como objetivo

contribuir con el cambio en la matriz energética del país, aumentando considerablemente la penetración de energías renovables. Para esta labor se realizó un levantamiento en campo en ambas Islas y en cada una de las áreas de la Empresa Distribuidora.

2.1. Situación Actual del Sistema Eléctrico Baltra – Santa Cruz

2.1.1. La Demanda Eléctrica

La demanda eléctrica más importante de las islas se encuentra en la ciudad de Puerto Ayora, la isla más poblada de Galápagos y que es alimentada por 4 líneas de distribución; mientras que la zona rural del cantón Santa Cruz es alimentada por una línea de distribución. La isla Baltra tiene una demanda marginal que es alimentada por 3 línea de distribución.

La demanda de energía, en cabecera de alimentadores, del año 2020 y su proyección multianual hasta el año 2030 se presenta en la Figura 2.1, así como la proyección demanda de potencia para los mismos años 2020 – 2030 se presenta en la Figura 2.2.

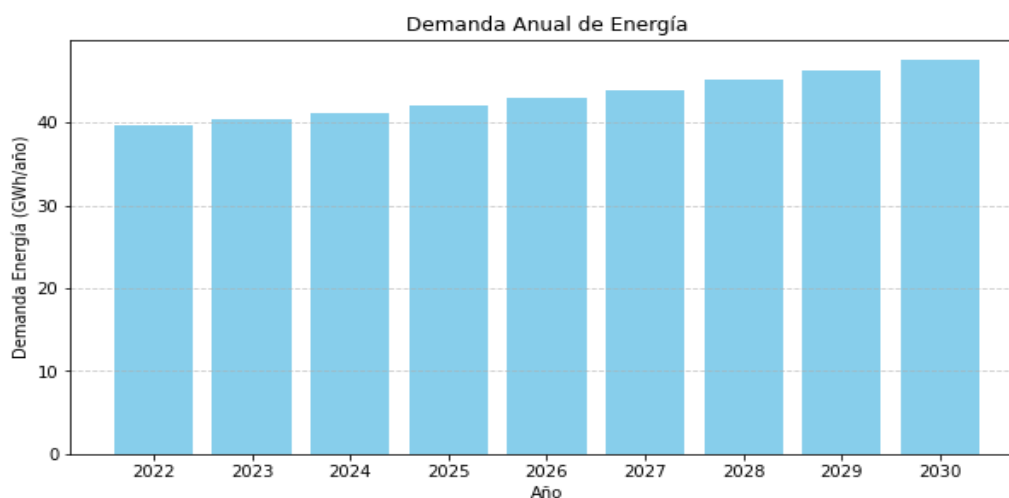


Figura 2.1. Demanda Anual de Energía en Cabecera de Alimentadores de Distribución [Elaboración Propia]

Se puede ver que la demanda de energía en los primeros tres años se espera un crecimiento del 1,93% mientras que a partir del cuarto año se espera un crecimiento del 2,81% anual.

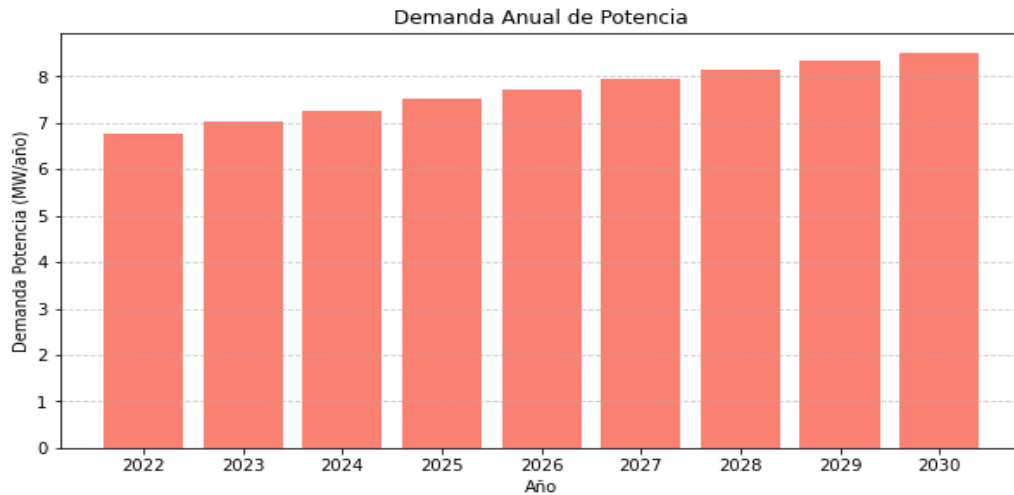


Figura 2.2. Demanda Anual de Potencia en Cabecera de Alimentadores de Distribución [Elaboración Propia]

Se puede ver que la demanda de potencia en los primeros tres años se espera un crecimiento del 3,64% mientras que a partir del cuarto año se espera un crecimiento del 2,95% anual.

En la Tabla 2.1 y

Tabla 2.2 se describen los valores de demanda horaria promedio para cada hora del mes en los años 2022 y la proyección al 2030. Estos valores han sido obtenidos con base en la información de las mediciones realizadas en cabecera de los alimentadores de distribución de las Subestaciones Baltra y Santa Cruz en los años descritos.

Para poder manejar esta gran cantidad de datos, se utilizó métodos estadísticos para la detección y depuración de los datos atípicos en las diferentes mediciones de energía para cada uno de los alimentadores de ambas islas, posteriormente en la sección del “Actor Demanda”, el desarrollo de la base en el Software SimSEE, se presentará la metodología utilizada para lograr este cometido, para finalmente evaluar los resultados obtenidos.

Tabla 2.1. Demanda Horaria Promedio (kWh) - 2022

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	4303,79	4909,00	4880,06	4959,71	4513,05	3865,13	3369,36	3225,74	3107,15	3152,36	3369,24	3813,43
2	4016,68	4570,43	4578,14	4636,62	4202,09	3602,23	3154,43	3025,25	2913,86	2961,76	3162,84	3558,28
3	3837,65	4334,28	4340,31	4398,36	4003,74	3442,09	3034,11	2911,53	2805,18	2824,81	3033,74	3388,57
4	3690,82	4148,20	4140,80	4210,37	3863,00	3323,33	2952,91	2816,48	2714,56	2747,77	2949,60	3276,59
5	3629,78	4023,21	4026,14	4102,32	3788,39	3277,60	2954,32	2815,90	2704,08	2761,99	2932,48	3236,95
6	3640,50	3974,46	3977,67	4089,28	3823,80	3363,27	3058,09	2916,11	2803,85	2832,24	3013,16	3289,64

7	3802,81	3958,32	3862,19	4104,14	3977,98	3566,53	3402,36	3236,26	3055,13	3098,43	3249,05	3483,15
8	4098,16	4375,75	4242,04	4528,37	4279,06	3846,69	3634,49	3449,12	3306,54	3383,83	3514,28	3778,61
9	4601,00	5130,93	4890,44	5207,51	4788,09	4252,21	3904,53	3693,32	3547,02	3632,88	3656,26	4132,92
10	4903,89	5511,58	5333,40	5615,90	5162,15	4508,49	4073,70	3877,03	3724,76	3817,62	3762,55	4411,79
11	5138,79	5842,95	5660,98	5919,69	5403,65	4690,21	4188,92	4017,00	3854,62	3947,09	3920,05	4609,31
12	5357,47	6086,83	5931,01	6149,37	5616,24	4864,10	4234,86	4127,49	3964,37	4087,81	4116,15	4809,85
13	5493,85	6200,86	6058,01	6190,44	5710,08	4897,56	4317,98	4133,99	3981,34	4105,90	4170,50	4873,70
14	5538,18	6223,96	6088,73	6162,21	5677,84	4856,14	4254,42	4042,56	3883,52	4000,06	4132,86	4789,70
15	5654,87	6414,55	6239,85	6332,85	5830,37	4951,12	4304,81	4100,78	3896,96	4031,80	4231,38	4846,19
16	5741,33	6438,43	6238,53	6394,35	5894,97	4980,86	4321,41	4133,40	3934,52	4032,58	4339,18	4813,18
17	5707,94	6442,42	6316,95	6351,79	5852,45	4940,33	4337,78	4137,57	3878,87	4037,27	4342,05	4803,91
18	5540,17	6280,71	6130,49	6147,49	5691,45	4856,55	4347,75	4183,69	3992,56	4118,99	4380,34	4853,93
19	5849,58	6458,65	6327,73	6537,02	6114,68	5260,58	4860,06	4750,88	4611,28	4771,72	5017,29	5400,44
20	6165,41	6662,41	6611,64	6725,65	6319,48	5498,71	5124,87	4973,43	4747,84	4823,11	5071,03	5542,28
21	5962,88	6589,24	6383,98	6543,09	6120,98	5321,36	4925,88	4792,72	4557,88	4628,31	4873,95	5339,16
22	5730,33	6314,17	6130,18	6339,22	5905,37	5108,35	4687,12	4541,20	4311,77	4387,80	4636,23	5098,12
23	5362,00	5948,85	5787,87	5991,92	5538,92	4753,49	4289,79	4126,19	3916,40	3986,93	4240,49	4738,45
24	4823,14	5437,33	5348,62	5484,31	5007,49	4266,88	3783,47	3630,91	3459,65	3522,33	3751,45	4265,88

Tabla 2.2. Demanda Horaria Promedio (kWh) - 2030

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	5157,23	5882,45	5847,78	5943,21	5407,99	4631,58	4037,50	3865,41	3723,30	3777,48	4037,36	4569,63
2	4813,19	5476,74	5485,99	5556,07	5035,36	4316,55	3779,96	3625,16	3491,68	3549,07	3790,03	4263,88
3	4598,65	5193,77	5200,99	5270,56	4797,68	4124,66	3635,78	3488,89	3361,45	3384,97	3635,33	4060,52
4	4422,70	4970,78	4961,92	5045,28	4629,03	3982,34	3538,48	3374,99	3252,86	3292,65	3534,51	3926,34
5	4349,56	4821,01	4824,53	4915,81	4539,63	3927,55	3540,16	3374,29	3240,30	3309,69	3514,00	3878,84
6	4362,41	4762,59	4766,45	4900,18	4582,06	4030,21	3664,51	3494,38	3359,85	3393,87	3610,67	3941,97
7	4556,91	4743,25	4628,06	4917,99	4766,81	4273,77	4077,05	3878,01	3660,96	3712,85	3893,33	4173,86
8	4910,83	5243,46	5083,24	5426,35	5127,59	4609,49	4355,21	4133,08	3962,23	4054,85	4211,16	4527,91
9	5513,38	6148,39	5860,21	6240,16	5737,56	5095,43	4678,79	4425,71	4250,39	4353,28	4381,29	4952,48
10	5876,33	6604,52	6391,01	6729,54	6185,80	5402,52	4881,51	4645,84	4463,37	4574,65	4508,67	5286,65
11	6157,81	7001,61	6783,55	7093,56	6475,20	5620,27	5019,58	4813,57	4618,99	4729,80	4697,39	5523,34
12	6419,86	7293,85	7107,12	7368,79	6729,94	5828,65	5074,63	4945,97	4750,50	4898,43	4932,39	5763,65
13	6583,28	7430,49	7259,32	7418,01	6842,39	5868,74	5174,24	4953,76	4770,84	4920,10	4997,51	5840,16
14	6636,41	7458,18	7296,12	7384,18	6803,76	5819,11	5098,07	4844,20	4653,63	4793,27	4952,41	5739,50
15	6776,23	7686,55	7477,21	7588,66	6986,53	5932,92	5158,46	4913,96	4669,72	4831,30	5070,46	5807,19
16	6879,83	7715,17	7475,63	7662,35	7063,95	5968,57	5178,35	4953,05	4714,73	4832,24	5199,64	5767,63
17	6839,83	7719,96	7569,60	7611,35	7012,99	5919,99	5197,97	4958,05	4648,05	4837,86	5203,08	5756,52
18	6638,78	7526,18	7346,16	7366,54	6820,06	5819,61	5209,91	5013,32	4784,28	4935,79	5248,96	5816,47
19	7009,55	7739,41	7582,52	7833,31	7327,22	6303,75	5823,81	5692,99	5525,70	5717,95	6012,22	6471,35
20	7388,01	7983,57	7922,73	8059,34	7572,64	6589,11	6141,14	5959,66	5689,33	5779,53	6076,61	6641,31
21	7145,32	7895,88	7649,92	7840,58	7334,77	6376,58	5902,68	5743,12	5461,71	5546,10	5840,45	6397,92
22	6866,65	7566,26	7345,80	7596,29	7076,41	6121,33	5616,57	5441,73	5166,79	5257,90	5555,60	6109,08

23	6425,29	7128,51	6935,60	7180,12	6637,29	5696,11	5140,46	4944,41	4693,02	4777,54	5081,38	5678,08
24	5779,57	6515,55	6409,26	6571,85	6000,48	5113,00	4533,73	4350,92	4145,69	4220,81	4495,37	5111,81

Adicionalmente, en la Figura 2.3 se presenta la curva de demanda diaria para cada uno de los meses del año 2022, donde se puede ver que el mes con mayor demanda fue abril, mientras que el mes con menor demanda fue septiembre.

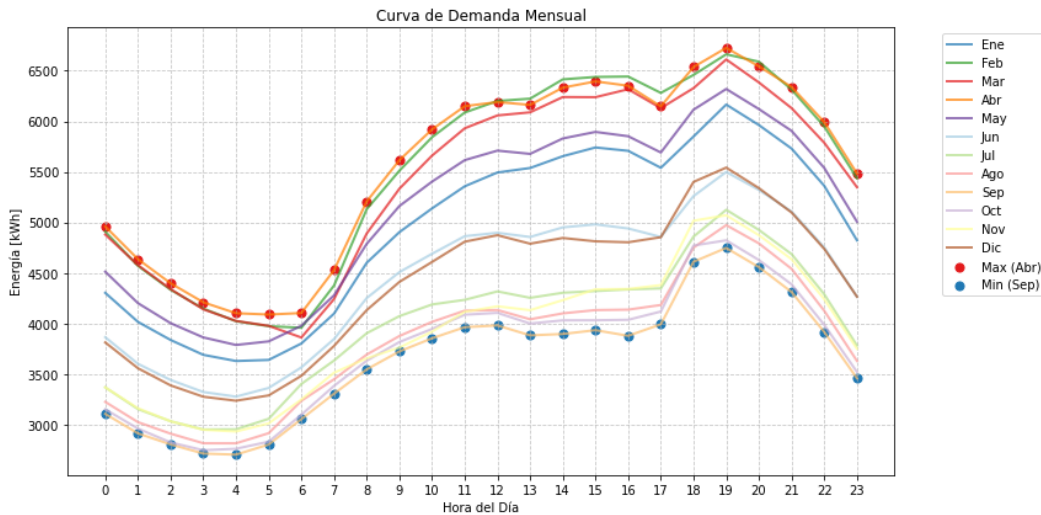


Figura 2.3. Curva de Demanda Promedio Mensual – 2022 [Elaboración Propia]

2.1.2. Componentes del Sistema Eléctrico Santa Cruz – Baltra

En la Figura 2.4 se observa el diagrama unifilar del Sistema eléctrico Santa Cruz – Baltra. En la isla Santa Cruz se tiene un gran grupo térmico y un parque fotovoltaico y en la isla Baltra, se tiene un parque fotovoltaico y un parque eólico [31].

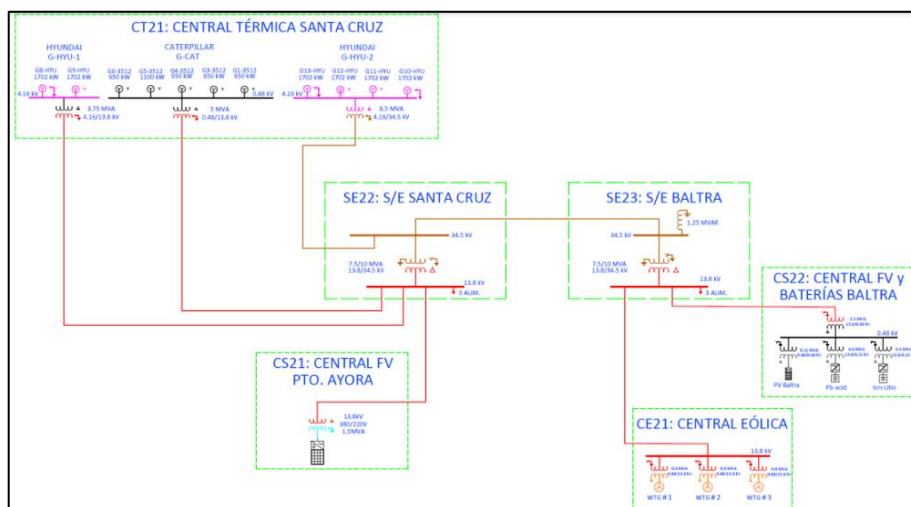


Figura 2.4. Diagrama eléctrico simple de conexión de los componentes del Sistema Eléctrico Santa Cruz – Baltra

2.1.2.1. Central Térmica Santa Cruz

La central eléctrica se encuentra en la entrada de Puerto Ayora y está formada por tres grupos de generadores, cada uno de los cuales cuenta con un transformador elevador y una conexión a la Subestación Santa Cruz. Estas unidades generadoras pueden controlar la frecuencia y el voltaje primarios. Los siguientes son los detalles de cada grupo:

- El grupo Hyundai 1 se compone de dos generadores Hyundai 9H21/32 con una capacidad nominal de 2127 kVA y 1702 kW. El regulador automático de voltaje (AVR) que los equipa es el modelo UNITROL 1000-7 de ABB y tiene un gobernador basado en la tarjeta Woodward UG8 que funciona mediante pulsos de entrada. Estos generadores tienen una inercia de 0,436 MWs/MVA y están conectados a un bus común que se conecta a un transformador elevador de 3,75 MVA con ratios de 4,16/13,8 kV, configuración YNd1 [31].
- El Grupo Hyundai 2 está compuesto por cuatro generadores Hyundai modelo 9H21/32, que tienen la misma potencia nominal que el Grupo Hyundai 1. Utilizan un AVR modelo DECS 100 de la marca BASLER y un gobernador que se parece al del primer grupo. Además, están conectados a un bus común que está conectado a un transformador elevador de 3,75 MVA, 4,16/13,8 kV y YNd1 con una inercia de 0,436 MWs/MVA. En los próximos meses se prevé reemplazar este transformador por uno de 8,5 MVA, 4,16/34,5 kV, YNd1 [31].
- El grupo Caterpillar consiste en cinco generadores Caterpillar, uno del modelo 3516 y cuatro del modelo 3512 DITA, cada uno de los cuales tiene un AVR de Caterpillar y un gobernador basado en una tarjeta Woodward 2301A que funciona con un lazo de corriente. El controlador Woodward EASYGEN 3200, que controla el arranque, la parada, la sincronización y la regulación de frecuencia y voltaje, ha sido utilizado para modernizar dos generadores 3512 DITA. Estos generadores tienen valores de inercia de 0,336 MWs/MVA y 0,5 MWs/MVA, respectivamente. El transformador elevador de 5 MVA, 0,48/13,8 kV y YNd5 los conecta a un bus general [31].

En la Tabla 2.3 se consolida información de cada grupo de generación diésel.

Tabla 2.3. Información Técnica Generadores Diesel

Grupo	Modelo	Cantidad Unidades	Potencia Nominal	Potencia Máx. Oper. Continua	Potencia Min.	Tiempo Encendido	Tiempo Apagado (enfriado)
			[kW]	[kW]	[kW]	[min.]	[min.]
Hyundai 1	9H21/32	2	1700	1360	950	20	10
Hyundai 2	9H21/32	4	1700	1360	950	20	10
Caterpillar	3512 DITA	4	650	469	300	2	3
	3516	1	1100	750	300	2	3

2.1.2.2. Planta Fotovoltaica Puerto Ayora

Situada en el extremo suroeste de la zona, la Planta Fotovoltaica Puerto Ayora tiene una capacidad nominal de 1515 kWp. Estos dispositivos, equipados con 91 inversores de la marca SMA, modelo SunnyTriPower 17000TL-10, funcionan como fuentes de corriente conmutadas por red. Un transformador de elevación de 1,5 MVA con relación 0,38/13,8 kV y una línea de transmisión aérea de 13,8 kV que se conecta a la Subestación Santa Cruz están incluidos en la planta. Sin contar con un límite de potencia máxima predeterminado, su funcionamiento es completamente automático y proporciona toda la potencia disponible al sistema eléctrico [31].

2.1.2.3. Parque Eólico Baltra

El Parque Eólico Baltra tiene una capacidad instalada de 2250 kW y se encuentra cerca de la terminal aérea de la isla Baltra. Se compone de tres turbinas eólicas modelo U57 de UNISON, cada una con 750 kW y un transformador elevador de 0,9 MVA, 0,69/13,8 kV. La Subestación Baltra tiene una celda conectada a la central. El funcionamiento es también automático, lo que permite configurar el límite máximo de potencia operativa para cada turbina, con un mínimo de 100 kW, a través del sistema SCADA [31].

2.1.2.4. Parque Fotovoltaico y Baterías Baltra

Este sistema se encuentra cerca del Parque Eólico y está diseñado para compensar las variaciones en la generación eólica y almacenar energía para su uso durante las horas pico. Se compone de dos sistemas de almacenamiento de energía y una planta fotovoltaica de 67 kWp para servicios auxiliares del hangar de baterías:

- BESS de ion-Litio: Estas baterías tienen una capacidad de 0,27 MWh y un inversor de 500 kW, y su propósito es compensar las variaciones a corto plazo en el parque eólico. Su funcionamiento es completamente automatizado y sin intervención

humana; su controlador regula la carga y la descarga de las baterías para permitir que los generadores diésel reaccionen suavemente a los cambios de potencia [31].

- BESS de Plomo ácido: Con una capacidad de 4,03 megavatios hora y un inversor de 500 kilovatios hora, operan con un SOC (estado de carga) del 35 al 90 por ciento. Estas baterías realizan dos funciones diferentes: compensar las variaciones de energía y almacenar y despachar energía según las configuraciones del operador [31].

2.1.2.5. Sistema de Interconexión Baltra – Santa Cruz

El Sistema de Interconexión Baltra – Santa Cruz está formado por los siguientes componentes: una línea trifásica de 34,5 kV, una línea de fibra óptica, una subestación en isla Baltra y una subestación en la isla Santa Cruz.

- Línea de Subtransmisión Baltra – Santa Cruz: Esta línea de 34,5 kV une la Subestación Baltra con la Subestación Santa Cruz y está formada por los siguientes tramos:
 - Línea aérea trifásica en Baltra, ACAR, 250 MCM, 7,98 km.
 - Cable submarino trifásico concéntrico con fibra óptica, Cu., EPR, 95 mm², 0,85 km.
 - Cable soterrado trifásico concéntrico, Aluminio, XLPE, 120 mm², 20,54 km (17,58 km enterrado directamente, 2,96 km enterrado en ductos).
 - Línea aérea trifásica en Santa Cruz, ACAR, 250MCM, 19,6 km [31].
- Subestación Baltra: Está ubicada cerca del muelle, tiene una capacidad de transformación de 7,5 MVA (10 MVA con enfriamiento forzado), reactor de 1,25 MVAr.

La subestación tiene dos trenes de celdas metal-enclosed con particiones metálicas y aisladas en aire con interruptor aislado en vacío. Un tren es de 13,8 kV con celdas SIEMENS SIMOPRIME, mientras que el otro es de 34,5 kV con celdas SIEMENS 8BT2 tipo interior [31].

- Subestación Santa Cruz: Está ubicada a la entrada de la ciudad de Puerto Ayora, tiene una capacidad de transformación de 7,5 MVA (10 MVA con enfriamiento forzado).

La subestación tiene dos trenes de celdas metal-enclosed con particiones metálicas y aisladas en aire con interruptor aislado en vacío. Un tren es de 13,8 kV con celdas SIEMENS SIMOPRIME y celdas SIEMENS NXAIR, mientras que el otro es de 34,5 kV con celdas SIEMENS 8BT2 tipo interior [31].

2.1.2.6. Sistema de Distribución

La distribución de electricidad se la realiza a un voltaje de 13,8 kV con línea aéreas y soterradas con neutro corrido. El centro de la distribución en Puerto Ayora es la Subestación Santa Cruz, en donde nacen 5 alimentadores primarios trifásicos que sirven a toda la isla Santa Cruz, de ellos se derivan ramificaciones aérea monofásicas o trifásicas con neutro corrido aterrizado en múltiples puntos.

La distribución en la isla Baltra se la realiza a 13,8 kV y su centro de distribución es la Subestación Baltra en donde nacen 3 alimentadores primarios trifásicos que tiene las mismas características de los descritos para isla Santa Cruz.

Las cargas que presentan estos alimentadores son principalmente del tipo residencial, seguidas de las de tipo comercial y existen cargas que podrían considerarse del tipo industrial menor.

La demanda de energía en los alimentadores tiene una alta variabilidad estacional, siendo alta para los meses de la época cálida (febrero, marzo, abril) comparada con los meses de la época fría (agosto, septiembre, octubre), y en las épocas de transición (resto de meses) la carga varía entre los valores máximos de las otras épocas.

2.2. Propuesta de Ampliación hacia la Microrred Baltra – Santa Cruz

La Microrred Baltra – Santa Cruz tiene como objetivo reducir el consumo de diésel utilizado para la generación eléctrica en la isla Santa Cruz. A continuación, se describen la ubicación y características técnicas del proyecto.

2.2.1. Ubicación del Proyecto

La planta fotovoltaica se encuentra ubicada isla Baltra, en la provincia de Galápagos. En la Tabla 2.4 se muestran las coordenadas de la ubicación descrita. Esto permitirá aprovechar las condiciones climáticas del Baltra.

Tabla 2.4. Coordenadas de la ubicación del proyecto fotovoltaico de la ampliación de la microrred Baltra – Santa Cruz

Latitud	0° 28' 6" S
Longitud	90° 17' 20" W

2.2.2. Descripción de la Planta Fotovoltaica

El proyecto considera una potencia instalada de 14,8 MWp y un almacenamiento en baterías de 40,9 MWh. Con el propósito de aumentar la confiabilidad del sistema, se considera la construcción del segundo circuito de la línea de transmisión de 34,5 kV desde la Subestación Baltra hasta la Subestación Santa Cruz. A continuación, se describen los componentes del proyecto.

2.2.2.1. Parque Fotovoltaico 14,8 MWp

En el campo fotovoltaico de la Isla Baltra se usarán módulos de 540 Wp del fabricante Jinko, modelo JKM540M-72HL4. Se prevé el uso de 27.440 módulos. La distribución incluye strings de 28 módulos en serie, que son interconectados para optimizar el uso de los equipos. Los paneles serán instalados en estructuras bi-poste sin tracking.

El grupo inversor que será utilizado pertenece al fabricante Huawei, se propone instalar 64 equipos modelo SUN2000-215KTL-H0. Los inversores convertirán la energía DC generada por los módulos fotovoltaicos en energía AC a una tensión de 800 V.

El conjunto de inversores se conectará a 2 estaciones de transformación del tipo STS-6000K-H1 del fabricante Huawei. Estas estaciones compactas son de implementación rápida y con control inteligente. A la salida de los centros de transformación se dispondrá de la tensión de 34,5 kV.

Para garantizar la entrega de energía se conectarán los 2 sistemas de transformación a un solo sistema colector en anillo y accederán a la nueva subestación Baltra – Santa Cruz mediante dos rutas de conductor soterrado de 34,5 kV, en donde se conectarán con las celdas de protección que serán suministradas para el efecto.

En la Tabla 2.5 se resumen las características técnicas del proyecto.

Tabla 2.5. Resumen de las características técnicas del proyecto fotovoltaico de la microrred Baltra – Santa Cruz

Datos del proyecto	
Potencia AC	13.056 kW
Potencia DC	14.818 kWp
Subestación	De seccionamiento 34,5 kV Nueva S/E Microrred Baltra – Santa Cruz
Línea de evacuación	Segundo circuito 34,5 kV L/T Baltra - Santa Cruz
Módulos	JINKO JKM540M-72HL4
Potencia pico módulo	540 Wp
Número total de módulos	27.440
Número de módulos en serie por string	28
Tipo de inversor	SUN2000-215KTL-H0 (Huawei) Tipo String
Potencia del inversor a 50°C	189 kVA
Potencia del inversor a 40°C	204 kVA
Número de inversores	64
Potencia del transformador	6000 kVA
Número de transformadores	2 (Huawei)
Estructura de soporte	Mesas fijas 3Vx10
Inclinación estructura	6°
Separación entre filas	3m

2.2.2.2. Módulos Fotovoltaicos

Se propone el uso de paneles JINKO JKM540M-72HL4V de 540 W, cuyas características se describen en la Tabla 2.6 Se considera que el campo solar (paneles) cubriría un área aproximada de 71.000 m².

Tabla 2.6. Características de los paneles fotovoltaicos JINKO JKM540M-72HL4V

Características de los paneles	
Fabricante / Modelo	Jinko / JKM540M-72HL4
Potencia pico [Wp]	540
Vmpp [V]	40,7
Voc [V]	49,42
Isc [A]	13,85
Impp [A]	13,27
Coeficiente Voc [%/°C]	-0,28
Coeficiente Icc [%/°C]	Coeficiente Icc [%/°C]
Radiación en STC [W/m²]	1000
Temperatura NOCT [°C]	45±2
Dimensiones del módulo	2274x1134x35 mm
Peso del módulo	28,9 kg
Tipo de célula	Monocristalina
Número de células por módulo	144 (6x24)

2.2.2.3. Inversores

Se propone el uso de inversores Huawei/SUN2000-215KTL-H0 con una potencia activa máxima de 215 kW, los parámetros más relevantes de estos inversores se presentan en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7. Parámetros Técnicos de los inversores Huawei / Sun2000-215KTL-H0

Parámetros Técnicos de los inversores	
Fabricante / Modelo	Huawei
V_{mpp} mín [V]	500
V_{mpp} máx [V]	1500
V_{oc} entrada [V]	800
I_{mpp} [A]	30
I_{sc} [A]	50
Potencia de salida a 40°C [kVA]	240
Potencia de salida a 50°C [kVA]	189

2.2.2.4. Centro de Transformación

El centro de transformación propuesto está formado por tres transformadores de potencia BT/MT y el set de celdas de media tensión incluidos en los equipos STS-6000K-H1 de Huawei.

El transformador que se va a usar es fabricado por Huawei y está integrado en un container con las celdas de protección de BT y MT, los tres transformadores se conectarán en anillo con dos circuitos de conexión hacia la S/E Baltra – Santa Cruz en donde se conectarán mediante las correspondientes celdas.

Se dispondrán dos transformadores de 6 MVA, contenidos integralmente en estaciones compactas Huawei STS-6000K-H1 respectivamente. Los paquetes de transformación disponen de un transformador de servicios auxiliares para su propio consumo.

El transformador es trifásico, diseñado para recibir la tensión de los inversores string del mismo fabricante, de 800 VAC. La potencia nominal es de 6000 KVA, y está inmerso en baño de aceite mineral y dispone de un sistema de enfriamiento de recirculación de aire que integra toda la unidad. El nivel de tensión de salida es de 34,5 kV, estos datos se resumen en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8. Características del Transformador

Características del Transformador	
Fabricante / Modelo	Huawei
Potencia nominal de salida	6000 kVA
Alta tensión	34,5 kV
Baja tensión	800V
Frecuencia	60 Hz
Aislamiento	Clase A
Máxima temperatura ambiente	50°C
Refrigeración	Recirculación

2.2.2.5. Punto de Conexión (Subestación Baltra – Santa Cruz)

La conexión de media tensión llegará a la Subestación Baltra – Santa Cruz, que estará equipada para recibir la energía tanto de la planta solar fotovoltaica como de los bancos de baterías. De manera general la S/E Baltra – Santa Cruz, dispondrá de lo siguiente:

- 3 celdas de línea para salida a la red de evacuación (a S/E Baltra, a S/E Santa Cruz 1 y Santa Cruz 2).
- Celda de protección para transformador de servicios auxiliares.
- Celda de medida para la medición de la energía generada y cuadro para ubicar el contador de medida que deberá cumplir con la normativa local de medidas.
- 2 celdas de línea para la red de evacuación interior (Entrada/Salida) de la planta fotovoltaica PV.
- 2 celdas de línea para la red de evacuación interior (Entrada/Salida) del banco de baterías BESS.

Una vez que se analizó la situación actual y la prospectiva a futuro del sistema eléctrico de las islas Baltra y Santa Cruz, se tiene claro el panorama para un mayor entendimiento de las siguientes fases para la obtención del modelo de despacho óptimo de energía eléctrica de corto plazo para la microrred Baltra - Santa Cruz considerando restricciones de seguridad.

2.3. Modelado y Simulación en SimSEE

2.3.1. SimSEE en el problema de Optimización de la Operación

El Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica o más conocido como SimSEE, permite encontrar la solución óptima del problema de despacho optimo energético de un sistema que tiene varios actores o participantes, los cuales participan de un mercado eléctrico o sala de juegos con el objetivo de abastecer la demanda, es decir encontrar el despacho de cada actor generador de energía eléctrica para abastecer la demanda total del sistema [154], [155].

El sistema de potencia es representado por el esquema mostrado en la Figura 2.5 [138], en donde las entradas de dicho sistema se separan en entradas no controlables o $r(t)$, como lo son los precios de los combustibles, la velocidad del viento o la irradiación solar, y las entradas controlables o $u(t)$ las cuales son controlables y son usadas para operar el sistema. Las variables controlables $u(t)$ son las “variables de decisión”, es de decir si uso o no algún generador y cuanta potencia de cada generador se despacha [154], [155].

Las variables de entrada $r(t)$, el estado actual del sistema $X(t)$ y las salidas $y(t)$ son consideraciones importantes durante el proceso de resolución del problema de optimización. El objetivo principal es encontrar el valor ideal para cada variable de control $u(t)$. Esto se logra mediante la aplicación de una serie de reglas operativas específicas, conocidas como políticas de operación del sistema. El operador utiliza esta política para calcular las funciones de control $u(t)$ tomando en cuenta el estado del sistema y sus entradas y salidas. Esta metodología facilita la gestión del sistema, asegurando que las decisiones de control respondan de manera adecuada a las condiciones y demandas dinámicas del sistema [154], [155].

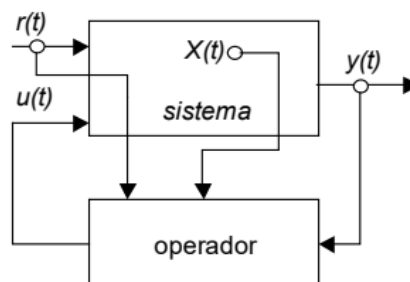


Figura 2.5. Esquema de la Operación del Sistema de Potencia [155]

Partiendo de la hipótesis de que se cuenta con una representación discreta que representa como cambia el estado del sistema a lo largo del tiempo. Esta representación es crucial

porque nos permite estimar el estado del sistema al comienzo de un nuevo intervalo temporal utilizando su estado conocido al inicio del intervalo actual. Para lograrlo, se consideran tanto las variables de control como las entradas externas relacionadas con el intervalo. Este método permite una comprensión profunda y precisa de la dinámica del sistema, lo que es esencial para la planificación y control eficientes en la gestión de operaciones del sistema.

La ecuación de evolución del estado, también conocida como ecuación de transición, se puede escribir de la siguiente manera en la ecuación (2.1):

$$x = f(x_k, r_k, u_k, k) \quad (2.1)$$

Donde:

- x_k es el vector de estado al inicio del paso k .
- r_k Es un vector de entradas no controlables al inicio del paso k .
- u_k es el vector de variables de control al inicio del paso k .
- t es el tiempo [154], [155].

La determinación de los valores de u_k en función de las variables x_k, r_k y el tiempo k es necesaria para calcular una política de operación "óptima" para que se minimice una función objetivo de costo en un horizonte de tiempo predeterminado. El costo esperado de satisfacer la demanda futura es la función de costo que se busca minimizar en este contexto.

El horizonte de tiempo que se elige para la simulación varía según su propósito. Los horizontes de tiempo en el ámbito del despacho y la operación del sistema, como la programación estacional, semanal o diaria, suelen ser relativamente cortos, no excediendo generalmente un par de años. Dado que las decisiones tomadas tienen implicaciones a largo plazo en la infraestructura y la capacidad del sistema, se consideran horizontes de tiempo mucho más extensos, que pueden abarcar varios años, en el contexto de la planificación para la expansión del sistema.

2.3.1.1. Operación Dinámica Estocástica en el Problema de Operación

El conocimiento de las funciones de control u_k en cada intervalo temporal específico nos permite calcular el costo asociado a la generación de energía durante ese paso. El costo total puede expresarse como la suma de los productos de u_k , la duración del intervalo y los costos variables de producción para cada planta generadora si consideramos que u_k representa las potencias generadas por cada unidad generadora. Basándonos en esta premisa, el costo correspondiente al intervalo k , tal como se muestra en la ecuación (2.2) [154], [155].

$$CE(x, u_k, r_k, k) \quad (2.2)$$

Donde:

- x_k es el vector de estado al inicio del paso k .
- r_k Es un vector de entradas no controlables al inicio del paso k .
- u_k es el vector de variables de control al inicio del paso k .
- k es el paso de tiempo donde nos encontramos.

Una vez calculado el CE, es posible calcular el Costo Futuro (CF) como el costo de operar el sistema desde un estado dado conocido hasta el final de los tiempos, este costo futuro se puede calcular mediante lo expresado en la ecuación (2.3) [138] [154], [155].

$$CF(x, U_k, R_k, k) = \sum_{j=k}^{\infty} q^{j-k} CE(x_j, u_j, r_j, j) \quad (2.3)$$

$$U_k = \{u_k, u_{k+1}, \dots, u_{k+n}\}$$

$$R_k = \{r_k, r_{k+1}, \dots, r_{k+n}\}$$

Cabe recalcar que el actualizador q , descrito en la ecuación (2.4) sirve para evaluar el valor del dinero en el tiempo además de asegurar la convergencia acotando el costo de cada etapa, sabiendo que α es la tasa de descuento anual.

$$q = \left(\frac{1}{1 + \alpha} \right)^{\frac{Dur\ paso}{Dur\ año}} \quad (2.4)$$

Al examinar la ecuación que establece el costo futuro, se puede inferir que el costo futuro estará dentro de los límites establecidos por la sumatoria especificada en la ecuación (2.5) bajo la premisa de que el costo en una etapa específica esté limitado por un valor máximo M . Esta limitación de costos por etapa brinda un marco para comprender y calcular el límite superior de costos acumulados en etapas posteriores [154], [155].

$$CF(x, U_k, R_k, k) \leq \sum_{j=k}^{\infty} q^{j-k} M = \sum_{h=0}^{\infty} q^h M = \frac{1}{1-q} M \quad (2.5)$$

Donde q debe ser necesariamente mayor que cero y menor que uno.

Por otra parte, se puede definir la ecuación del CF por medio del concepto de recursividad mediante la expresión mostrada en la ecuación (2.6).

$$CF(x, U_k, R_k, k) = CE(x, u_k, r_k, k) + q CF(x', U_{k+1}, R_{k+1}, k + 1) \quad (2.6)$$

$$x' = f(x, u_k, r_k, k)$$

Donde:

- x' es el resultado de la evolución del estado en la etapa k .
- r_k Es un vector de entradas no controlables al inicio del paso k .
- u_k es el vector de variables de control al inicio del paso k .
- k es el paso de tiempo donde nos encontramos.

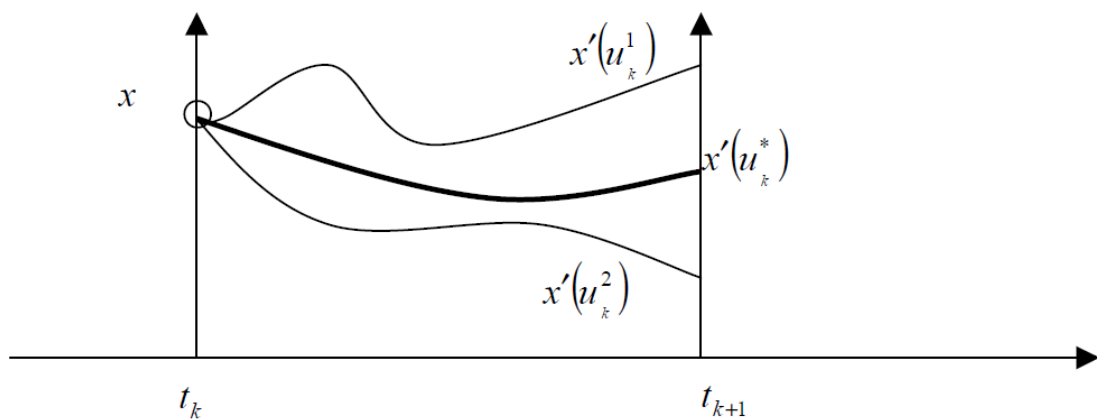


Figura 2.6. Evolución de estado [138]

La Figura 2.6 [143] muestra varios cambios potenciales en el estado del sistema durante la etapa k , los cuales están relacionados con varios conjuntos de valores para las variables u_k y r_k . Esta visualización ayuda a determinar el valor mínimo de la función de costo (CF) que cumple con todas las restricciones operativas establecidas en el marco del problema de optimización, asegurando así el abastecimiento completo de la demanda. La ecuación (2.7) describe la metodología utilizada para calcular este valor óptimo de CF, que es la función objetivo del problema de optimización [154], [155].

$$CF(x, k) = \langle \min_{u_k} \{CE(x, r_k, u_k, k) + q \cdot CF(x', k + 1)\} \rangle_{r_k} \quad (2.7)$$

$$x' = f(x, r_k, u_k, k)$$

$$U_k = \{U_k, U_{k+1}, \dots, U_{k+n}\} = \{U_k, U_{k+1}\}$$

$$R_k = \{R_k, R_{k+1}, \dots, R_{k+n}\} = \{R_k, R_{k+1}\}$$

En resumen, al tener conocimiento de las variables que ingresan en la fase k , es posible calcular el estado que se produce al finalizar esa fase. Este cálculo es esencial para calcular el costo futuro previsto relacionado con una gestión del sistema óptima y eficiente, representado por $CF(x, k)$. En consecuencia, se puede calcular el costo inicial de cada conjunto de entradas sumando el costo asociado con la etapa actual, que se representa como $CE(x, r_k, u_k, k)$, junto con el costo previsto para mantener una operación eficiente desde la etapa siguiente, $k + 1$. Este último se basa en el estado final que se alcanzó en la etapa actual, que se representa con la letra x' , y se modifica utilizando el factor de actualización q [138].

Se identifican dos variables esenciales: $CF^*(x, r_k, k)$ y $u^*(x, r_k, k)$ durante el proceso de resolver la tarea de minimización (contextualizada dentro del valor esperado en la ecuación). Teniendo en cuenta el estado x y las entradas no controlables r_k , el valor esperado de $CF^*(x, r_k, k)$ es la proyección del costo futuro de operar el sistema de manera eficiente desde el comienzo de la etapa k . En la ecuación (2.8) se muestra la proyección anticipada de las entradas r_k potenciales [138]:

$$CF(x, k) = \langle CF^*(x, r_k, k) \rangle_{r_k} \quad (2.8)$$

Los valores $u^*(x, r_k, k)$ son cruciales para establecer la política operativa de la etapa k en la gestión de sistemas eléctricos de potencia. Estos se calculan utilizando el estado inicial de la etapa, las entradas no controladas y el tiempo específico de inicio (kT). Este método facilita el cálculo de los valores de las entradas de control, que son esenciales para guiar el sistema hacia una trayectoria que tenga el menor costo previsto [138], [154], [155].

Con lo antes mencionado, se observa que, conociendo $CF(x, k + 1)$, se puede encontrar el mínimo como solución al problema de optimización y obtener $u^*(x, r_k, k)$ y $CF(x, k)$. Resumiendo, es posible construir la función $CF(x, k)$ para algún paso k en el futuro, resolviendo los problemas de optimización de cada etapa, desde la etapa k (en el futuro), etapa por etapa hacia el presente (en el sentido inverso del tiempo), y obtener las funciones $u^*(x, r_k, k)$ y $CF(x, j)$ para todas las etapas con $j < k$ [138].

En el proceso de optimización de sistemas complejos, se puede aumentar significativamente la convergencia y la confiabilidad de los resultados al agregar un margen temporal adicional al proceso de optimización. Esto aumenta el período de análisis más allá del horizonte temporal previsto. Esta técnica, conocida como "tiempo de guarda de optimización", mejora la confiabilidad y la robustez de los resultados. Adicionalmente, es importante acotar que, el valor absoluto de la función de costo futuro (CF) no es tan importante como el análisis centrado en las derivadas de la CF en relación con el estado del sistema desde una perspectiva ejecutiva y técnica. Este método permite una comprensión más profunda y matemáticamente rigurosa de cómo las variaciones en el estado del sistema afectan el costo futuro, lo que facilita la formulación de políticas operativas más efectivas y estratégicamente informadas [138], [154], [155].

En realidad, el sistema impone limitaciones a los valores potenciales de las variables de control. Esto se puede representar como un conjunto de restricciones del tipo $g(x, u, r, k) \leq 0$ [138], que produce restricciones en el valor de las variables de control u_k . El problema de optimización se resumirá a la expresión mostrada la ecuación (2.9).

$$CF(x, k) = \langle \min_{u_k} \{CE(x, r_k, u_k, k) + q \cdot CF(x', k + 1)\} \rangle_{r_k} \quad (2.9)$$

Con

$$x' = f(x, r_k, u_k, k)$$

Sujetos a:

$$g(x, u, r, k) \leq 0$$

La discretización del espectro de la variable x en una serie de puntos definidos es esencial para la aplicación práctica de la optimización dinámica en entornos multivariables. El cálculo de $CF(x, k)$ se realizará en estos momentos específicos. La discretización debe tener una precisión suficiente para permitir la interpolación efectiva de valores intermedios aún no determinados. Para garantizar una representación confiable y detallada del conjunto de soluciones posibles, esta estrategia es esencial para facilitar una resolución más efectiva y efectiva del problema planteado [138].

2.3.1.1.1. Linealización del Problema de Optimización

En esta sección se abordará el efecto de realizar una aproximación lineal de la función $CF(x', k + 1)$ en cada paso de optimización, supongamos que la evolución del estado se escribe mediante una ecuación lineal como se muestra en la en la ecuación (2.10).

$$\delta x = x' - x = f(x, r_k, u_k, k) - x = Ax + B_u u_k + B_r r_k + C \quad (2.10)$$

Operando el desarrollo de Taylor de primer orden de la función $CF(x', k + 1)$ respecto al estado x' y reemplazando en la ecuación (2.7) se tiene [138]:

$$CF(x, k) = \min_{u_k} \left\{ CE(x, r_k, u_k, k) + q \cdot \left[CF(x, k + 1) + \frac{\delta CF(x, k + 1)^T}{\delta x} \delta x \right] \right\}_{> r_k} \quad (2.11)$$

Sustituyendo $\delta x = Ax + B_u u_k + B_r r_k + C$ en la ecuación anterior se tiene:

$$CF(x, k) = \left\langle \min_{u_k} \left\{ CE(x, r_k, u_k, k) + q \cdot \left[CF(x, k+1) + \frac{\delta CF(x, k+1)^T}{\delta x} (Ax + B_u u_k + B_r r_k + C) \right] \right\} \right\rangle_{r_k} \quad (2.12)$$

Operando matemáticamente y simplificando todos los términos se tiene la siguiente expresión:

$$CF(x, k) = \left\langle \min_{u_k} \left\{ CE(x, r_k, u_k, k) + q \frac{\delta CF(x, k+1)^T}{\delta x} B_u u_k + q \frac{\delta CF(x, k+1)^T}{\delta x} B_r r_k \right\} \right\rangle_{r_k} + q \cdot \left[CF(x, k+1) + \frac{\delta CF(x, k+1)^T}{\delta x} (A_x + C) \right] \quad (2.13)$$

Tomando en cuenta la ecuación (2.13) se puede obtener las siguientes aclaraciones:

- Primero, se toma en cuenta el costo directo de la etapa, que se representa como $CE(x, r_k, u_k, k)$. Esto es especialmente cierto para los sistemas de generación de energía eléctrica. Los costos variables de operación de las plantas de generación térmica y los costos derivados de interrupciones en el suministro eléctrico, que se calculan utilizando las potencias producidas y el período de espera, se agregan para determinar esto. Adicionalmente, el costo de obtener energía de mercados cercanos es menor que el beneficio de venderla en estos mismos mercados.
- Por otro lado, tenemos el término $q \frac{\delta CF(x, k+1)^T}{\delta x} B_u u_k$ y $q \frac{\delta CF(x, k+1)^T}{\delta x} B_r r_k$ que relacionan el costo asignado a la variación de las variables del estado con respecto a las entradas controlables u_k y a las entradas externas o sin control r_k .

Con estas consideraciones es posible armar el Simplex y resolver el problema de optimización de una forma más llevadera, la aleatoriedad y estocasticidad de las variables externas se agregan al problema de optimización mediante el uso de CEGHS, posteriormente analizaremos dicho concepto de mejor manera en un actor que introduzca estocasticidad.

2.3.1.2. Armado del Simplex en SimSEE

En la ingeniería de sistemas energéticos, que se concentra en la optimización y el análisis estadístico, la resolución de problemas temporales específicos, especialmente en lo que respecta al problema de despacho, requiere una colaboración sincronizada entre

variables operativas sin estado. Este desafío es fundamental para la optimización de sistemas dinámicos y requiere la resolución de un conjunto complicado de ecuaciones para determinar con precisión las entradas controlables del sistema. Por otro lado, los actores que tienen variables de estado deben incluir en el modelo global no solo su estado actual, sino también las implicaciones costosas que resultan de las fluctuaciones de dichas variables, con especial atención al impacto que estas variaciones tienen sobre el costo futuro estimado [154], [155].

Asignando a cada una de las variables de estado un índice específico dentro del vector de estado global, este proceso requiere un análisis exhaustivo y una clasificación minuciosa. Se realiza una evaluación conjunta de las variables de control y las restricciones adicionales introducidas por cada actor en el sistema, asignando índices apropiados para estas en relación con el problema global. Cada actor debe determinar con precisión la cantidad y el tipo de variables de estado que necesita, decidiendo entre variantes continuas o discretas, y estableciendo las discretizaciones más adecuadas para su representación efectiva [154], [155].

Después de terminar este análisis, se mide el espacio de estado y se crea una nube de puntos discretos. En esta nube, se calcula la función $CF(x, k)$ para cada valor de k . La implementación del software SimSEE se lleva a cabo en dos fases cruciales: una fase de optimización, en la que se desarrolla y mejora la función CF ; y una fase de simulación, que funciona bajo la premisa de que la función CF ha sido establecida y validada previamente. Se utiliza una perspectiva temporal inversa durante la fase de optimización, lo que significa que se aborda secuencialmente la recursión compleja que se presenta en la ecuación (2.7). Sin embargo, el tiempo se maneja de manera convencional durante la fase de simulación, fluyendo del presente hacia el futuro [154], [155].

Esta metodología, que integra principios avanzados de optimización y análisis estadístico, es fundamental para una comprensión exhaustiva y sistemática de los actores involucrados en la sala de juegos de la microrred Baltra - Santa Cruz.

2.3.2. Modelación del Sistema Eléctrico de Potencia de la Microrred Baltra – Santa Cruz en SimSEE

Para la mayoría de los casos de estudio y Sistemas Eléctricos, las pestañas a modificar dentro del software SimSEE son:

- Variables Globales
- Fuentes
- Actores
- SimRes3
- Simulador

En la Figura 2.7 se presentan todas las pestañas que dispone el SimSEE para configurar todos los parámetros que forman parte del sistema eléctrico de potencia o como lo llaman dentro de la jerga del programa la “Sala de Juegos”.



Figura 2.7. Pestañas de Configuración de la Sala de Juegos

Dentro la pestaña Variables Globales se configuran los aspectos generales de la optimización y de la simulación, así como el uso horario en el cual se requiera trabajar, cabe destacar que el programa muestra los pasos de tiempo y el postizado, si es necesario, para cada paso de tiempo. Cabe recalcar que un poste es una subdivisión de un paso de tiempo, utilizada para optimizar de mejor manera horizontes de tiempos grandes como es el caso de horizontes mensuales o semanales.

En nuestro caso, al tratarse de un despacho energético de corto plazo, es decir diario, es recomendable usar la menor discretización en cada uno de los pasos de tiempo. Por esta razón se utilizó un paso horario para la optimización y la simulación, y, no se utilizó ningún poste adicional. En la Figura 2.8 se presenta la configuración más adecuada de la pestaña Variables Globales para la obtención del despacho económico de corto plazo de la microrred Baltra – Santa Cruz.

Figura 2.8. Configuración de las Variables Globales del Sistema de Potencia

Como se puede observar, el paso de tiempo es de 1 hora, el total de pasos de optimización es un año y un día (8784 horas) y la totalidad de pasos de simulación son tres días (72 horas). Además, al tratarse de la región insular del Ecuador la ubicación en donde se encuentra el sistema eléctrico, el uso horario es UTC-06:00. Cabe destacar que, el paso de tiempo en minutos aún se encuentra en etapa de desarrollo.

Ahora configuraremos todos los actores o elementos generadores y consumidores de energía eléctrica.

2.3.2.1. Arcos y Nodos

Los nodos son actores o elementos, pertenecientes a la red eléctrica, los cuales participan del problema del despacho económico, son elementos pasivos, es decir no integran ninguna variable de estado al problema. Estos nodos son los similares a las barras en un sistema de potencia real. Para el caso de la microrred Baltra – Santa Cruz, son necesarios dos nodos los cuales representan a cada una de las islas: Baltra y Santa Cruz [156].

Los arcos son actores, pertenecientes a la red eléctrica, que al igual que los nodos, son elementos pasivos, es decir no agregan variables de estado al problema de optimización. Estos actores, son similares, o juegan el papel de las Líneas de Transmisión en los sistemas eléctricos de potencia. En el caso de la microrred bajo estudio, es necesario el uso de dos arcos, uno que lleve el flujo de potencia de la isla Baltra a la isla Santa Cruz y otro que vaya en sentido opuesto es decir de la isla Santa Cruz a la isla Baltra. En la Figura

2.9 se esquematiza la configuración de los nodos y arcos que preliminarmente participaran en el modelo de despacho económico de la microrred Baltra – Santa Cruz.

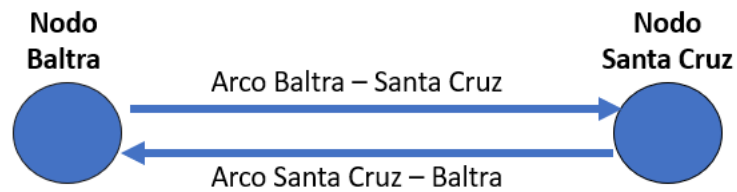


Figura 2.9. Red Eléctrica preliminar Microrred Baltra – Santa Cruz – SimSEE
[Elaboración Propia]

Cabe recalcar que el actor arco tiene la posibilidad de fijar un rendimiento y costo por su uso o peaje, con estas dos variables es posible variar el problema de despacho según las circunstancias o modelos de despacho que se tenga, más adelante se analizaran estas funcionalidades el momento de relacionarlas con la parte eléctrica.

2.3.2.2. Actor Demanda

Este actor, es el elemento de la red eléctrica que simula a la carga o demanda eléctrica de cada una de las islas, por tal razón, es necesario usar dos actores de demanda, uno para cada una de las islas, Baltra y Santa Cruz. El Software SimSEE dispone de varias opciones para crear el actor demanda, estas opciones se reflejan en la Figura 2.10.

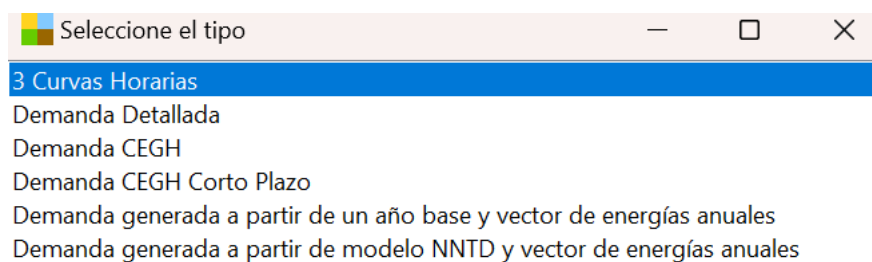


Figura 2.10. Ventana del Actor Demanda en el Software SimSEE

Para la demanda de Baltra y Santa Cruz se usa el actor llamado Demanda generada a partir de un año base y un vector de energías anuales, para ambos actores. Para generar la demanda del año base es necesario construir una matriz de demandas de cada hora del año. Cada uno de los actores demanda, se conectarán a sus nodos respectivos, Baltra y Santa Cruz.

Para la generación de la matriz horaria se toma como punto de partida la información recopilada en la visita en campo a cada una de las islas, en donde se tiene la demanda registrada para cada uno de los alimentadores de las dos islas, en la Tabla 2.9 se presenta un resumen del total de los datos obtenidos.

Tabla 2.9. Datos Obtenidos por Alimentador

Demanda Baltra	Número Datos
Alimentador 1	52.549
Alimentador 2	52.549
Alimentador 3	52.549
Demanda Santa Cruz	Número Datos
Alimentador 1	52.549
Alimentador 2	52.549
Alimentador 3	52.549
Alimentador 4	52.549
Alimentador 5	52.549

Se puede ver que para cada alimentador existen la misma cantidad de datos para el año de registro, sin embargo, en cada serie de datos existen datos atípicos que puedan afectar las métricas estadísticas normales de los datos, es necesario identificar estos datos atípicos u outlier y remplazarlos para así poder reconstruir las series para cada alimentador, de manera que, el paso de tiempo sea horario es decir 8760 datos al año. Mediante un script de Python y preprocesando los datos en el Excel se identificaron la posición de estos outliers, y se los remplazo.

En la Figura 2.11 se detallan los datos atípicos para cada uno de los alimentadores de la isla Santa Cruz, mientras que el resumen para los alimentadores de la isla Baltra, se presenta en la Figura 2.12. Se observa el valor del dato atípico, la posición y el mes al cual pertenece este dato.

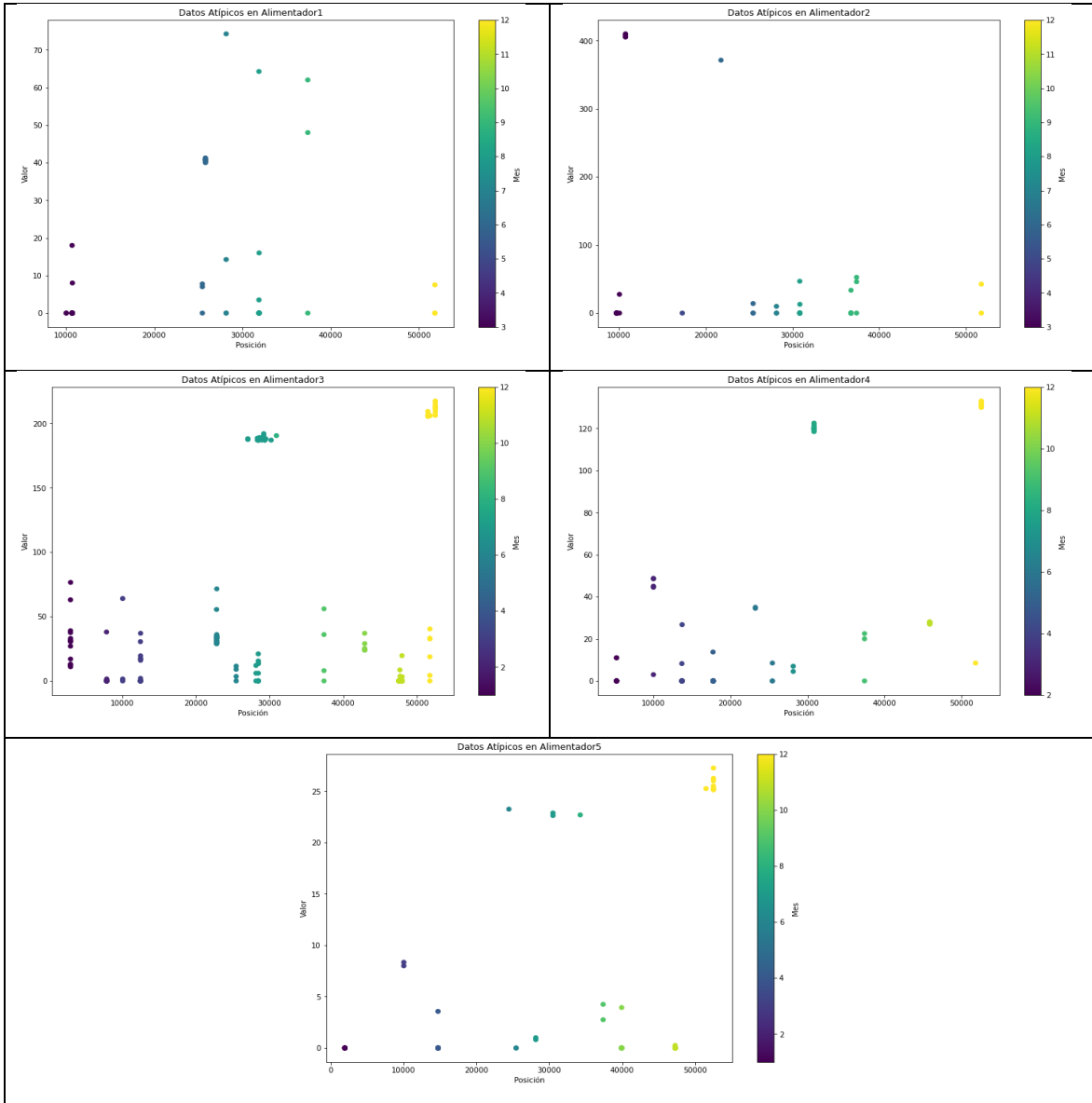


Figura 2.11. Ubicación y Valor de los Datos Atípicos – Demanda Santa Cruz [Elaboración Propia]

Adicionalmente, en la Figura 2.13 y en la Figura 2.14 se resumen la cantidad total de datos atípicos por alimentador y por mes para demanda en cabecera de cada uno de los alimentadores de distribución de las islas Baltra y Santa Cruz, para la isla Santa Cruz se tiene 644 datos atípicos, mientras que para la isla Baltra se tienen 1.293 datos atípicos [156].

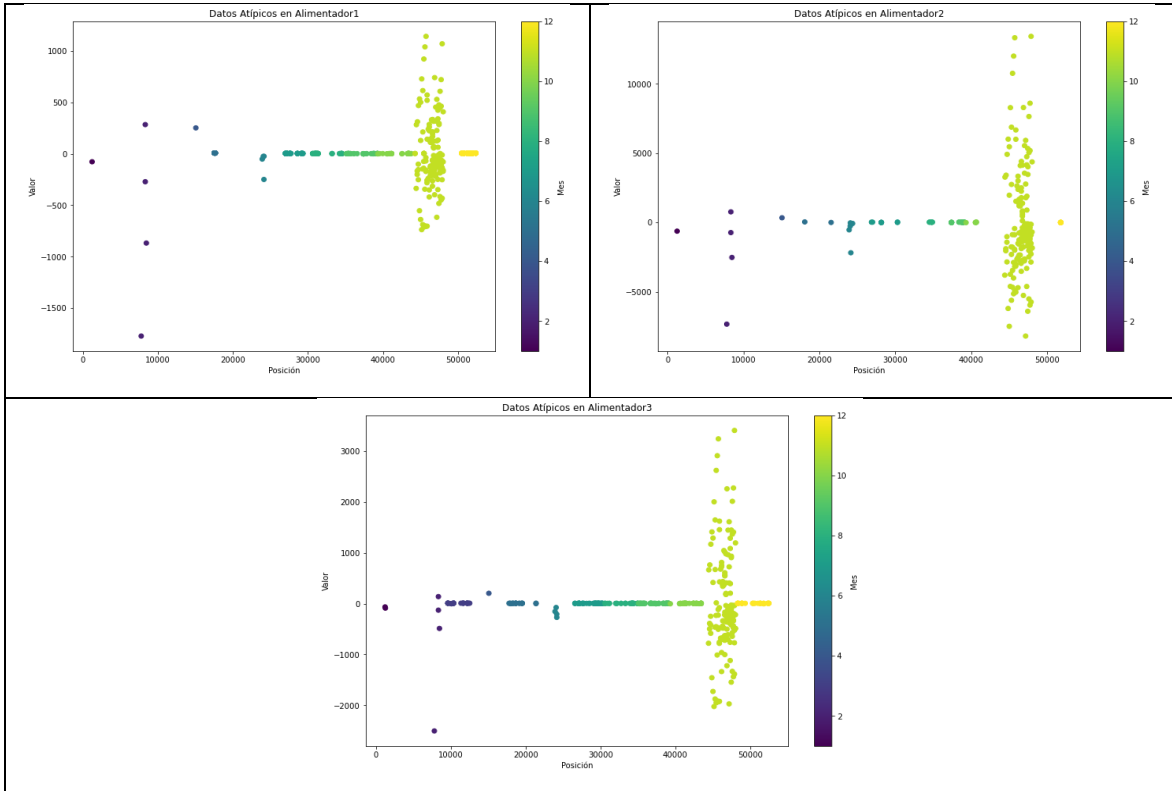


Figura 2.12. Ubicación y Valor de los Datos Atípicos – Demanda Baltra [Elab. Prop.]

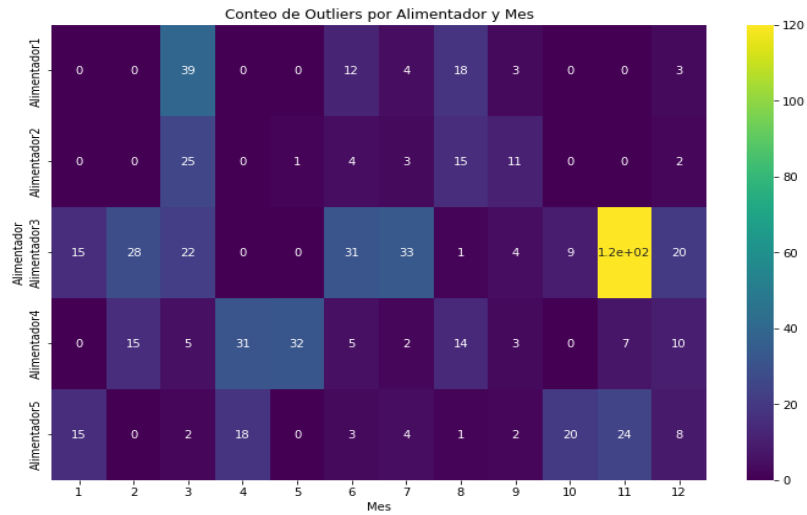


Figura 2.13. Número Total de Outliers - Demanda Santa Cruz [Elaboración Propia]

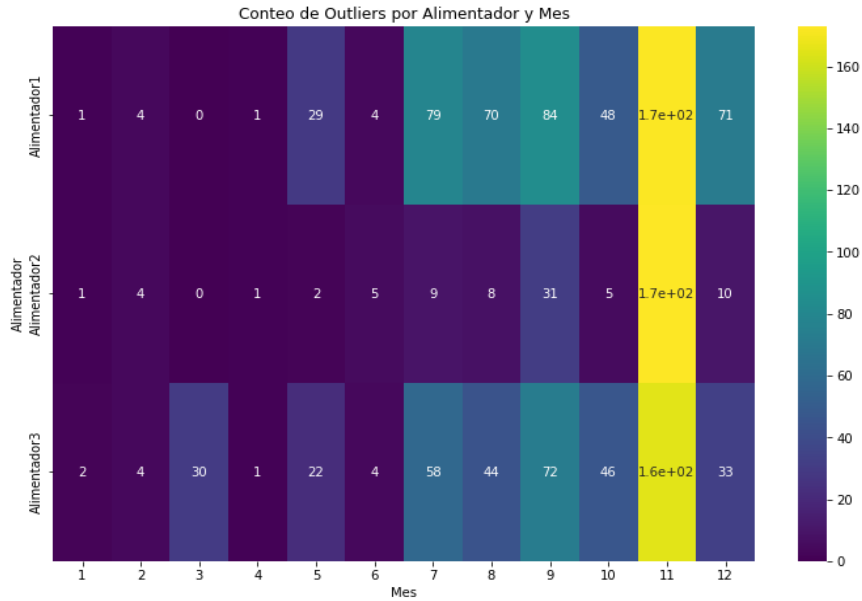


Figura 2.14. Número Total de Outliers - Demanda Baltra [Elaboración Propia]

Una vez depurados los datos en ambos escenarios se tienen listos los archivos con los cuales se procede a generar un archivo .bin por cada isla, los cuales se utilizarán para emular la demanda anula de energía de todos los alimentadores de ambas islas. En la Figura 2.15 se presenta el actor para la isla Baltra, en donde 1.533 (US\$/MWh) es el valor por energía no suministrada.

Nombre:

Nodo:

Archivo de demanda base detallada:

Demanda: (Demanda en el Año Base [GWh] = 1.0 en 365 días, = 1.0 en 366 días)

Demanda anual

Primer año: 2022 Último año: 2023

Año	[GWh]
2022	1,18665529
2023	1,21416485

Escalones de falla

Número de escalones:

Escalón	Profundidad[p.u.]	Costo[USD/MWh]
1	1	1533

Índice multiplicador de costos de falla:

Borne:

Factor de reserva [pu]:

Prioridad Spot:

Sumar para postizar.

Figura 2.15. Actor Demanda Anual a partir de un año base y vector de Energía Anual – Baltra

2.3.2.3. Actor Generador Térmico

Este actor, perteneciente a la red eléctrica del sistema de potencia de la microrred Baltra – Santa Cruz, emula el comportamiento de un generador térmico. En la Figura 2.16 se muestra los tipos de generadores térmicos que se pueden modelar en el SimSEE, para el caso de la microrred y al tratar de modelar el despacho a corto plazo es adecuado modelar a los generadores como generadores térmicos básicos.

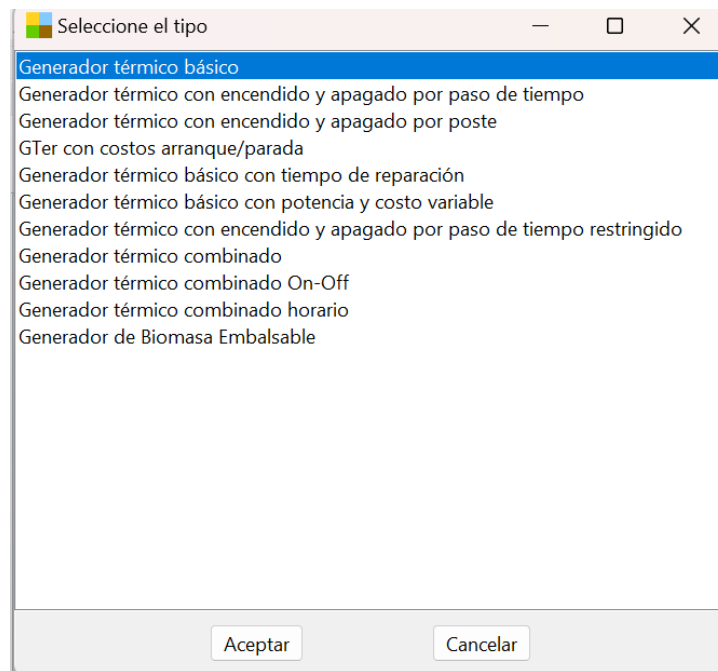


Figura 2.16. Modelos de Generadores Térmicos disponibles en SimSEE

Para modelar los generadores térmicos es necesario ingresar los parámetros estáticos y dinámicos de la ficha de cada uno de los generadores. Algunos de los parámetros de la ficha dinámica son:

- Potencia Instalada (MW): Este parámetro corresponde a la potencia máxima de funcionamiento de cada unidad térmica.
- Factor de Disponibilidad: Es el valor de disponibilidad de la unidad en p.u.
- Tiempo medio de reparación TMR.

$$TMR = \frac{\text{Factor de Indisponibilidad Forzada ICP} [\%]}{100 [\%]} \cdot 365 [\text{días}] \cdot \frac{24 [\text{horas}]}{[\text{día}]} \quad (2.14)$$

El TMR se calcula mediante la ecuación (2.14), o se utiliza el valor declarado por la Empresa Eléctrica encargada del O&M de las unidades térmicas.

- Costo Variable Incrementa [US\$/MWh]: El costo variable incremental es el costo que se indica en los reportes de la Agencia de Regulación y del Operador Nacional de Electricidad para cada una de las unidades de generación térmica [157].

En la Figura 2.17 se muestra un ejemplo tipo de la modelación del generador térmico y en la Tabla 2.10 se presenta el resumen de los parámetros relevantes utilizados en la ficha de elementos dinámicos de cada generador térmico.

Figura 2.17. Ficha de Parámetros Generador tipo

Tabla 2.10. Parámetros de Simulación de las Unidades Térmicas de la Microrred Baltra - Santa Cruz.

Nombre	Nro unidades	Potencia Instalada MVA	Voltaje Nominal kV	fp	Potencia máxima	FD	ICP	TMR	CVP
CAT C32	1	1,137	0,48	0,8	0,6822	0,95%	0,05	4	121,20
CAT PM3516	1	1,375	0,48	0,8	0,825	0,95%	0,05	4	121,20
CAT 3512	4	0,812	0,48	0,8	0,4872	0,95%	0,05	4	121,20
HYUNDAI	6	2,127	4,16	0,8	1,2762	0,95%	0,05	4	75,00

2.3.2.4. Actor Generador Fotovoltaico

Este actor, perteneciente a la red eléctrica del sistema de potencia de la microrred Baltra – Santa Cruz, emula el comportamiento de un generador fotovoltaico. En la Figura 2.18 se muestra los tipos de generadores fotovoltaicos que se pueden modelar en el SimSEE, para el caso de la microrred y al tratar de modelar el despacho a corto plazo es adecuado modelar a los generadores como generador solar PV.

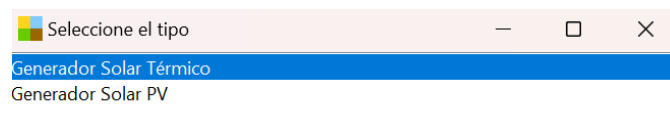


Figura 2.18. Tipos de Generadores Fotovoltaicos existentes en SimSEE

2.3.2.4.1. Modelo de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma

Sabiendo el comportamiento del sol, y la variabilidad en su irradiancia, dependiendo de la temperatura y nubosidad. Es importante conocer históricamente cuanto irradia el mismo en el lugar, para conocer este comportamiento es necesario tener la mayor cantidad de datos históricos que se pueda para afrontar la variabilidad de la irradiación solar y su reflejo en la potencia generada por el parque fotovoltaico.

Sin embargo, acoplar esta variabilidad de la irradiación solar, la cual incide directamente en la producción del generador fotovoltaico y en el problema de optimización del despacho energético, es de vital importancia. Por esta razón, el SimSEE utiliza un modelo de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma (CEGH). El modelo produce series temporales sintéticas que tienen las mismas características estadísticas que el conjunto de series de datos, preprocesada y sin datos atípicos, que se utilizó para crear el modelo. Adicionalmente, El modelo intenta captar la estructura del proceso aleatorio, creando una representación de El Estado del sistema. Por decirlo de otra manera, esto es lo que permite a SimSEE crear políticas de operación del Sistema que tengan en cuenta el estado de los procesos estocásticos [9].

La propuesta del modelo CEGH es crear series temporales sintéticas que mantengan las características estadísticas importantes de las series originales, conservando las funciones de correlación cruzadas entre las series y de las series consigo mismas y con sus pasados, además de la función de autocorrelación y las distribuciones de

amplitud. Dos principios fundamentales sustentan esta estrategia: La función de autocorrelación determina completamente la densidad de probabilidad de un proceso estocástico gaussiano, y la función de autocorrelación es la antitransformada de Fourier del espectro de potencia [9].

El modelo utiliza "deformadores" y transformaciones no lineales, para llevar a cabo este proceso. Las transformaciones invertibles permiten la conversión de series temporales históricas en procesos gaussianos, así como la reversión de esta transformación para recuperar las distribuciones originales de las series. Además, se incorpora un filtro lineal que genera series temporales con las funciones de autocorrelación deseadas cuando se alimenta con ruido blanco gaussiano. Las series históricas transformadas a gaussianas se analizan en el espacio gaussiano para identificar este filtro lineal [9].

Se utiliza el ruido blanco gaussiano para generar series sintéticas una vez que se identifica el sistema lineal. Sin embargo, las series que se obtienen tienen magnitudes similares a las de las variables conocidas como variables gaussianas. Las funciones inversas de las transformaciones no lineales utilizadas en la construcción del modelo se aplican para recuperar los histogramas de amplitudes originales. En síntesis, el modelo CEGH proporciona un método sofisticado y confiable para la síntesis de datos temporales, preservando de manera efectiva la memoria y las complejidades de los sistemas subyacentes en las series originales [9].

En la Figura 2.19 se puede observar que el vector de fuentes de ruido blanco gaussiano $rbg(t)$ ataca un filtro lineal, produciendo el vector de salida $xg(t)$. Las salidas de los procesos gaussianos que tienen correlaciones impuestas por el filtro lineal se conocen como $xg(t)$. Luego, un conjunto de transformaciones no lineales $TNL(x, t)$ transforma las series $xg(t)$, lo que da como resultado el vector de series sintéticas $y(t)$ [9].

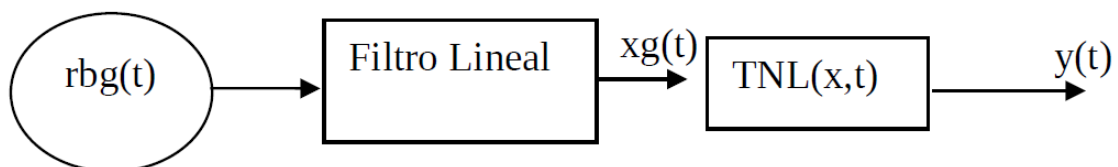


Figura 2.19. Modelo CEGH. Procedimiento de síntesis de valores [9]

El análisis de un conjunto de series de datos se realiza por el programa Análisis Serial, aplicativo del SimSEE. Este aplicativo crea las transformaciones TNL y el "Filtro Lineal",

que son necesarios para definir el modelo CEGH del proceso. El modelo creado se puede utilizar tanto en la etapa de optimización como en la simulación en SimSEE [9].

Dentro del aplicativo se deben configurar los siguientes parámetros:

- Muestras/Ciclo: en el modelo CEGH se extrae del archivo de serie de datos, pero puede ajustarse en el formulario antes de generar el modelo.
- Overlapping: es un parámetro entero (0, 1, 2, ... N) que determina la cantidad de pasos adyacentes a considerar para cada muestra. Este ajuste relativiza la información temporal, ya que cada secuencia de muestras se tiene en cuenta para el instante actual y los pasos anteriores y siguientes. El "Overlapping" afecta la definición de las funciones deformantes al proporcionar más muestras para la formación de histogramas y relativizar la ocurrencia de eventos extremos poco probables en un entorno temporal más amplio.
- Traslapping: este parámetro es similar al "Overlapping" y también es un entero (0, 1, 2, ... N). A diferencia del "Overlapping", el "Traslapping" permite que una misma muestra se utilice en más de una posición temporal mediante "saltos" de NPuntosPorMiniCiclo. Este parámetro afecta la identificación de los instantes en que se aplica la información de una muestra, proporcionando flexibilidad en la posición temporal de las muestras.
- Muestras/MiniCiclo: fija la cantidad de pasos de tiempo utilizados por el mecanismo de "Traslapping" para determinar los momentos en que se aplica la información de una muestra. Estos parámetros ofrecen flexibilidad en la manipulación de la información temporal en el proceso de construcción del modelo CEGH.

2.3.2.4.2. Generador Solar PV

Con el antecedente del modelo CEGH se creó la fuente de irradiación y temperatura de la isla Baltra y de la Isla Santa Cruz, las cuales permiten obtener el dato de irradiación solar horaria manteniendo la relación entre las variables temperatura e irradiación solar y la relación entre la variable con su pasado. En la Figura 2.20 se muestra el archivo bin generado y la selección de la fuente *KT*.

Índice de claridad KT (debe ser una fuente de paso horario)

Fuente Kt : Borne:

ArchiRef, SintetizadorCEGH - BALTRA - C.txt	<input type="checkbox"/>
ArchiRef, SintetizadorCEGH - SANTA CRUZ-C.txt	<input type="checkbox"/>

Figura 2.20. Ficha Inicial de Parámetros Parques Fotovoltaico

Cabe relacionar que se utiliza el parámetro KT es un parámetro utilizado para representar cómo las nubes afectan la radiación solar que llega a la superficie de la Tierra. Este índice se utiliza en modelos y cálculos para estimar la radiación solar directa en la superficie en función del nivel de cobertura de nubes en un lugar y momento específicos.

En la ecuación (2.15) se muestra la relación entre el índice de nubosidad (kt), la irradiación solar directa y la irradiación solar extraterrestre.

$$KT = \frac{D}{E_0} \quad (2.15)$$

Donde:

- D es la irradiación solar directa en la superficie de la Tierra.
- KT es el índice de nubosidad.
- E_0 es la irradiación solar extraterrestre.

Una vez definida la fuente de parámetro de nubosidad kt y cada uno de los nodos a los que se van a conectar los parques fotovoltaicos (Baltra y Santa Cruz), Adicionalmente, se debe especificar los datos de la ficha dinámica de los módulos fotovoltaicos. A continuación, se describen brevemente cada uno de los parámetros, los cuales se presentan en la Figura 2.21.

Figura 2.21. Ficha de Parámetros Técnicos del Parque Fotovoltaico

- PPico: es la capacidad instalada en módulos fotovoltaicos.
- Potencia máxima del Inversor: Es la capacidad instalada del inversor.
- Disponibilidad: Es el valor en p.u. de la disponibilidad del actor fotovoltaico.
- Tiempo de reparación: Es el tiempo que pasa fuera de servicio el actor antes de ser usado nuevamente.
- Factor de pérdidas y reducción de rendimiento: Factores que afectan directamente en la producción del campo fotovoltaico.
- Latitud y Longitud: Ubicación del parque fotovoltaico.
- Inclinación y Acimut: Parámetros que describen la ubicación y la inclinación de cada módulo fotovoltaico.
- Reflectividad del suelo: Factor que afecta positivamente la producción del parque fotovoltaico.

En la Tabla 2.11 se presenta el resumen de los parques fotovoltaicos pertenecientes a la microrred Baltra – Santa Cruz.

Tabla 2.11. Resumen de datos de Simulación de los Parques Fotovoltaicos de la Microrred Baltra – Santa Cruz

	Ubicación estimada	Azimut	Inclinación	Potencia AC [MW]	Potencia DC [MW]
PFV Puerto Ayora	-0.743701°, -90.320953°	-6	8	1,547	1,5015
PFV Baltra	-0.443156°, -90.267901°	0	11	0,06678	0,1

PFV Microrred Baltra - Santa Cruz	-0.443156°, -90.267901°	113	7	13,06	14,8
------------------------------------------	-------------------------	-----	---	-------	------

2.3.2.5. Actor Generador Eólico

Este actor, perteneciente a la red eléctrica del sistema de potencia de la microrred Baltra – Santa Cruz, emula el comportamiento de un generador eólico. En la Figura 2.22 se muestra los tipos de generadores eólicos que se pueden modelar en el SimSEE, para el caso de la microrred y al tratar de modelar el despacho a corto plazo es adecuado modelar a los generadores como parque eólico.



Figura 2.22. Tipos de Generadores Eólicos existentes en SimSEE

De similar al actor parque fotovoltaico, es necesario crear un modelo CEGH para obtener la relación entre las variables: temperatura, irradiación solar y velocidad del viento, con el objetivo de modelar la naturaleza estocástica del recurso eólico, con esto, y con la ayuda de la curva potencia vs velocidad del viento es posible obtener la potencia generada por el actor parque eólico, dependiendo de la hora del día y la velocidad a la que sople el viento. En Figura 2.23 se muestra la curva potencia vs velocidad del viento del aerogenerador, Unison U57 de 750 kW, utilizado en la central eólica de la isla Baltra.

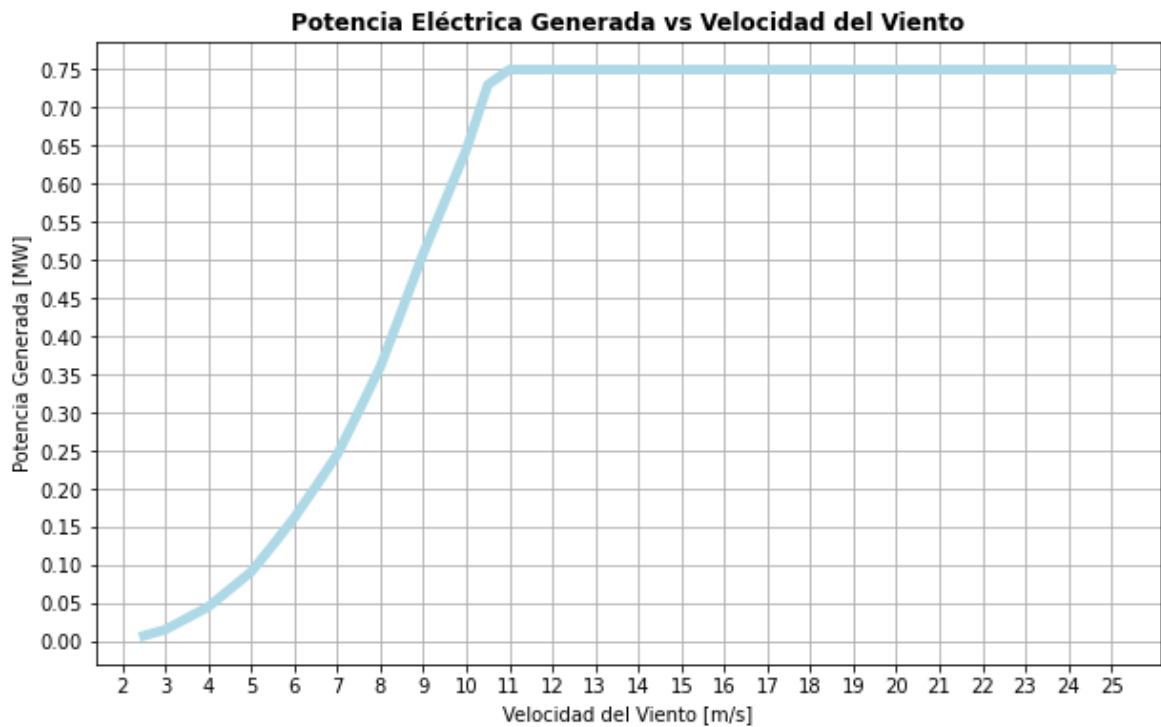


Figura 2.23. Curva Potencia Vs Velocidad de Viento – Aerogenerador Unison 750 kW [Elaboración Propia]

Adicionalmente, es necesario llenar la ficha de parámetros técnicos del aerogenerador, en la Figura 2.24 se muestra la ficha de parámetros del aerogenerador de la central eólica de la isla Baltra y a continuación, se describen cada uno de los parámetros.

Nombre: Eolico Baltra 2.25MW Nodo: N_AUX_BALTRA1(Eol)

Parámetros del generador

Factor de disponibilidad [p.u.]: 0.98

Tiempo de reparación [h]: 360

Factor de pérdidas por interferencias [p.u.]: 0.93

Velocidad mínima [m/s]: 2.5

Velocidad máxima [m/s]: 25

Factor reserva rotante: 0

[Editar Curva Velocidad-Potencia](#)

Calcular gradiente de inversión

Restar para postizar

Pagos (no considerados en el despacho)

Pago por energía [USD/MWh]: 0

Pago por disponibilidad [USD/MWh]: 0

[Editar Unidades Disponibles](#)

Emissiones CO2

Ton-CO2/MWh: 0

Low Cost Must Run

Clean Development Mechanism

Índice de pagos

Fuente: <Ninguna>

Borne:

Fuente de temperatura

Fuente: Fuente_Kt_Temp_V_Baltra

Borne: TEMP Referencia [°C]: 18

Parámetros del recurso

Mes	ene.	feb.	mar.	abr.	may.	jun.	jul.	ago.	sep.	oct.	nov.	dic.
Fac.Vel.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Fuente de viento: Fuente_Kt_Temp_V_Baltra (Sólo se puede seleccionar una fuente con paso de sorteo HORARIO)

Borne: V

[Exportar_ods](#) [Importar_ods](#)

Figura 2.24. Ficha de Parámetros Técnicos Aerogenerador Baltra [158]

- El "factor de disponibilidad [p.u.]: esta métrica calcula la probabilidad de que cada unidad del sistema funcione de manera efectiva, tomando en cuenta su estado funcional óptimo y excluyendo los intervalos de mantenimiento programado [158].
- El tiempo de reparación (horas): describe el tiempo promedio requerido para que una unidad vuelva a funcionar después de una falla no anticipada [158].
- Factor de pérdidas por interferencias [p.u.]: este parámetro mide la disminución en la velocidad operativa del parque eólico causada por las interacciones aerodinámicas desfavorables entre los aerogeneradores. Para estimar la potencia generativa instantánea de una unidad, primero se debe considerar el producto de la velocidad eólica horaria y el factor de velocidad mensual (Fac.Vel), luego se debe agregar el factor de pérdida por interferencias. Después de integrar estos valores en la curva característica de potencia-velocidad, se debe agregar el factor de pérdida por interferencias.[158].
- La velocidad mínima del viento para generar y la velocidad máxima del viento para generar: El rango operativo en el que se puede calibrar la curva de potencia-velocidad está limitado por estos parámetros. La función "Editar curva de velocidad-potencia" permite cambiar la densidad de los puntos de discretización dentro de esta curva [158].
- Los valores "Fac.Vel" mensuales: se utilizan para mostrar la variabilidad estacional de la velocidad del viento, especialmente en situaciones en las que la fuente principal de viento no ha incorporado estas fluctuaciones [158].

2.3.2.6. Actor Internacional y Otros

Estos actores son dedicados a ingresa políticas de mercado en el sistema eléctrico de potencia para modificar el despacho de alguna u otra forma. Complementariamente, se encuentra el actor Banco de Baterías, que, en nuestro caso, emulará el comportamiento del banco de baterías propuesto para la ampliación en la microrred Baltra – Santa Cruz. En la Figura 2.25 se muestra la pestaña en donde se selecciona el tipo de actor a utilizar.

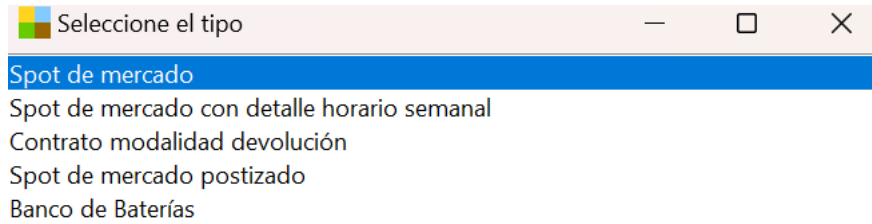


Figura 2.25. Tipos de Actores Internacionales y Banco de Baterías

Adicionalmente, es necesario llenar la ficha de parámetros técnicos del banco de batería, en la Figura 2.26 se muestra la ficha de parámetros del banco de baterías propuesto para la microrred Baltra – Santa Cruz, el cual se distribuirá en ambas islas. Finalmente, se describen cada uno de estos parámetros.

Figura 2.26. Ficha de Parámetros Técnicos del BESS

- La capacidad máxima de la batería: es la cantidad total de energía que puede conservar un sistema de almacenamiento electroquímico en megavatios-hora (MWh) [158].
- La capacidad de descarga máxima: es la cantidad máxima de energía que el conjunto de acumuladores puede distribuir eficientemente a la red eléctrica, que se mide en megavatios (MW) [158].

- El rendimiento de descarga: este parámetro técnico evalúa cómo el sistema de almacenamiento de energía concreta la transferencia de energía hacia la red, reflejando su rendimiento durante el ciclo de descarga [158].
- Potencia máxima de carga: se refiere al nivel de energía más alto que el sistema de baterías puede obtener de la red eléctrica en megavatios (MW) [158].
- El rendimiento de carga: este término describe cómo el sistema de almacenamiento de energía gestiona y procesa la absorción de energía de la red [158].
- La disponibilidad fortuita: se define como un índice, expresado en unidades por unidad (p.u.), que mide la proporción de tiempo operativo efectivo de la instalación, excluyendo los períodos de mantenimiento programado [158].
- El tiempo promedio de reparación: conoce como el período medio de restauración después de una falla [158].
- Valor de la energía almacenada: Este indicador muestra el costo de la energía retenida en el sistema de baterías en la opción "Valorizado manualmente", que se muestra en dólares estadounidenses por megavatio-hora (US\$/MWh). En el caso de que no se elija esta modalidad, se utiliza un algoritmo de optimización integrado para calcular el valor energético [158].

2.3.2.7. Plantilla SimRes3

Una vez creados todos los actores y definidas todas las variables dinámicas que se van a publicar de cada actor, es necesario crear: índices, variables y operaciones crónicas.

- Índices: Sirve para seleccionar cada una de las variables que se quiere publicar en los resultados.
- Variables Crónicas: Es la denominación o nombre que se le asigna a cada índice o conjunto de índices.
- Operaciones Crónicas: Es la operación matemática que se le asigna a cada variable crónica, sirve para presentar los resultados de manera lógica y coherente con el sistema de unidades que maneje cada variable. Los más utilizados son la Suma, utilizada para graficar la energía o el cmg en el nodo, o el promedio ponderado por la duración de cada poste: el cual grafica la potencia de cada una de las fuentes de generación.

En la Figura 2.27 se presenta la mayoría de los índices utilizados para visualizar los resultados del despacho óptimo de la microrred Baltra – Santa Cruz, las variables utilizadas son, por ejemplo: potencia generada de las unidades de generación convencional y no convencional, demanda en cada una de las islas, potencia de falla y el costo marginal en cada uno de los nodos.

Nombre	Actor	Variable	Número de SimRes					
Idx_P_PFV Baltra 0.06678 MW	PFV Baltra 0.06678 MW	P	1					
Idx_P_PFV Puerto Ayora 1.547 MW	PFV Puerto Ayora 1.547 MW	P	1					
Idx_P_PFV SCX 13.06 MW	PFV SCX 13.06 MW	P	1					
Idx_PD_Demanda Baltra	Demanda Baltra	PD	1					
Idx_PD_Demanda Santa Cruz	Demanda Santa Cruz	PD	1					
Idx_PF1_Demanda Baltra	Demanda Baltra	PF1	1					
Idx_PF1_Demanda Santa Cruz	Demanda Santa Cruz	PF1	1					
Idx_P_Arco_Baltra_SantaC	Arco_Baltra_SantaC	P	1					
Idx_P_Arco_SantaC_Baltra	Arco_SantaC_Baltra	P	1					
Idx_P_Eolico Batra 2.25MW	Eolico Batra 2.25MW	P	1					
Idx_P_CAT C32	CAT C32	P	1					
Idx_P_CAT PM3516	CAT PM3516	P	1					
Idx_P_CAT 3512	CAT 3512	P	1					
Idx_P_HYUNDAI	HYUNDAI	P	1					
Idx_PGen_BESS BALTRA P	BESS BALTRA P	PGen	1					
Idx_PGen_BESS Santa Cruz P	BESS Santa Cruz P	PGen	1					
Idx_cmjg_BALTRA	BALTRA	cmjg	1					

Figura 2.27. Índices utilizados para la microrred Baltra - Santa Cruz

Una vez analizados todos los elementos que conforman la red eléctrica de la microrred Baltra – Santa Cruz y su papel en el problema de optimización del despacho energético, se obtiene una gráfica de generación por fuente similar a la presentada en la Figura 2.28 en donde se visualizara el despacho para cada día de la semana que se quiera visualizar dentro del horizonte de optimización utilizado. Con esta base de datos y con la ayuda de la ayuda de la base de datos de parámetros eléctricos, en secciones posteriores, se detallará la metodología y los resultados de la obtención del despacho óptimo energético considerando criterios de seguridad.

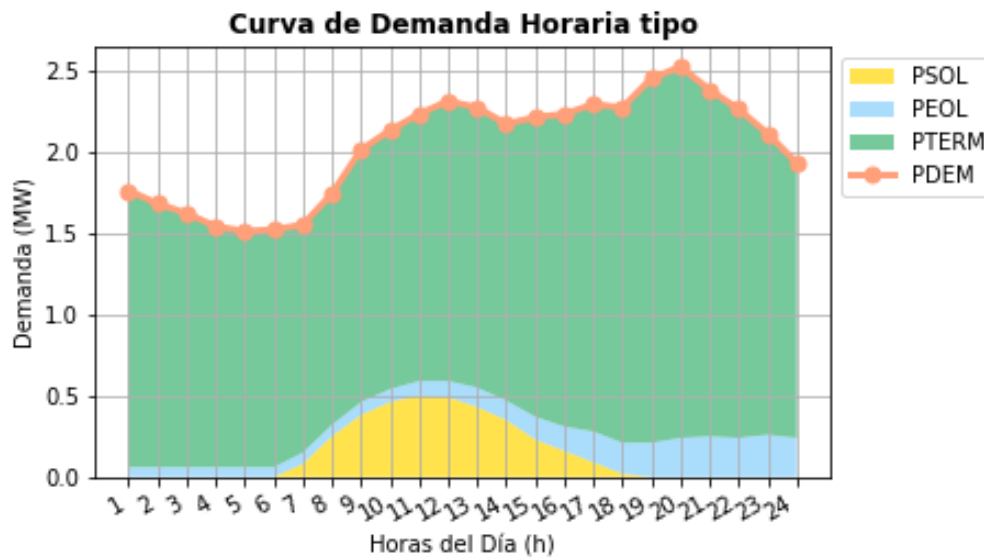


Figura 2.28. Curva de Demanda tipo de un sistema aislado pequeño [Elaboración Propia]

2.4. Modelado y Simulación en PowerFactory

La modelación precisa de cada componente de un sistema eléctrico de potencia (SEP) es esencial para evaluar el estado de funcionamiento tanto en régimen permanente como transitorio. La interacción dinámica de generadores, transformadores, líneas de transmisión y cargas en una red SEP es fundamental para su comportamiento. Modelar con precisión cada componente, desde las características electromecánicas de los generadores hasta la impedancia de las líneas de transmisión, permite obtener una representación precisa de las condiciones operativas del sistema. Esta modelación es esencial para el análisis de la calidad de la energía, la distribución de la carga y la estabilidad a largo plazo en régimen permanente. La capacidad de simular con precisión las respuestas dinámicas de los elementos individuales y del sistema en su conjunto es esencial para evaluar la seguridad, la estabilidad y la confiabilidad del SEP en estado transitorio, donde eventos como cortocircuitos o variaciones bruscas de carga pueden ocurrir. Para garantizar un funcionamiento robusto y eficiente del sistema eléctrico de potencia, la modelación detallada analiza las contingencias, identifica los puntos débiles del sistema y en un futuro puede dar lugar a la implementación de medidas correctivas.

Para la modelación se utilizó el software DlgSILENT PowerFactory y con los resultados tanto del análisis dinámico como estacionario se obtendrán señales o parámetros restrictivos, los cuales servirán como insumo a las restricciones del problema de despacho armado en el software SimSEE y posteriormente, relacionar ambos programas y sus

resultados para obtener el despacho energético óptimo para la microrred Baltra – Santa Cruz considerando criterios de seguridad estática y dinámica.

A continuación, se detallará la metodología seguida para modelar cada uno de los elementos de la microrred Baltra – Santa Cruz.

2.4.1. Generadores Térmicos

Generador Térmico – CATERPILLAR 650 kW

Dentro de la central térmica se encuentran dos tipos de generadores: los del grupo Caterpillar y los Hyundai. El primer conjunto abarca las unidades G1 y G6, mismas que comparten el mismo modelo, Caterpillar 3512. Para la determinación de los parámetros y valores ingresados en el software DIgSILENT PowerFactory, se empleó información recopilada que incluyó el diagrama unifilar, manuales de operación, informes, y datos de placa obtenidos in situ. En la Tabla 2.12 se detallan algunos de los parámetros eléctricos relevantes. Asimismo, en las imágenes subsiguientes, se presentan los valores utilizados para la parametrización de este modelo de generador.

Tabla 2.12. Parámetros eléctricos – Generador térmico – CATERPILLAR 650 kW

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia aparente	812,5	kVA
Voltaje nominal	480	kV
Factor de potencia	0.8	U
Número de fases	3	U
Grupo de conexión	Yn	-
Reactancia secuencia cero (x0)	0,0885	p.u.
Reactancia secuencia negativa (x2)	0,1597	p.u.
Constante de inercia	0,3366428	s
Momento de inercia	34,642	kgm ²

Adicionalmente en la Figura 2.29, se presenta la pestaña de parámetros básicos del generador, en la Figura 2.30 se presentan los parámetros de estado transitorio en el generador y en la Figura 2.31 se detallan los parámetros necesarios para el cálculo de aportes de corriente de cortocircuitos del generador térmico ante una falla de algún elemento del sistema.

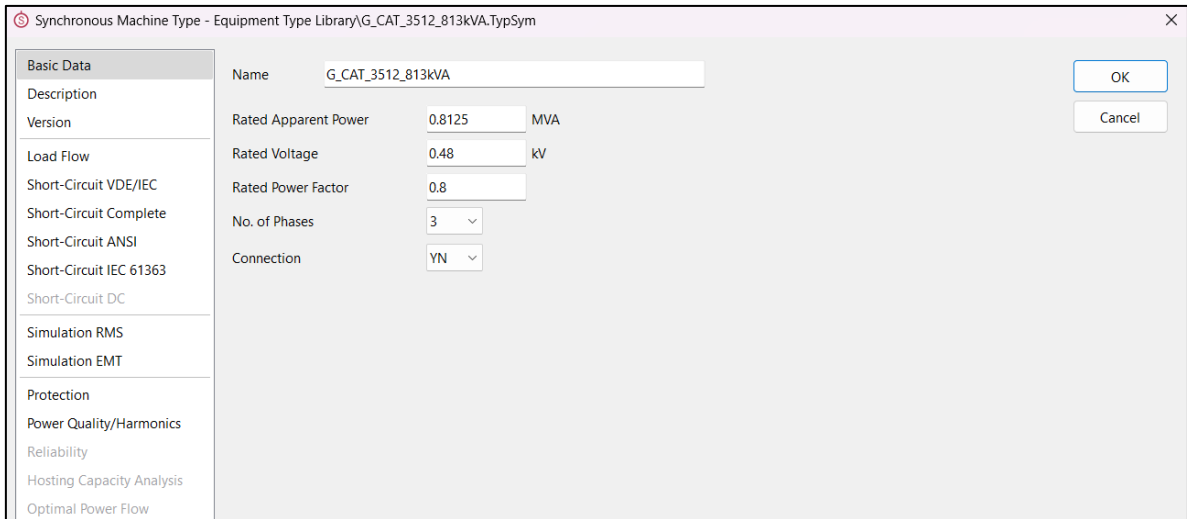


Figura 2.29. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data – Modelo G.T. CATERPILLAR 650 kW

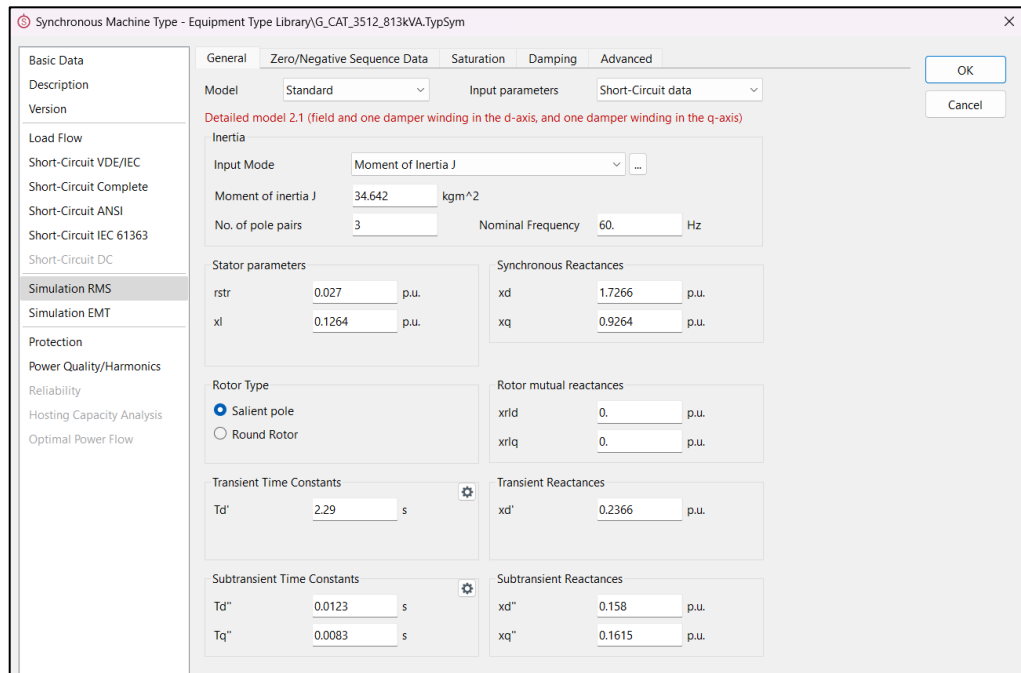


Figura 2.30. Parametrización en software PowerFactory – Simulation RMS – Modelo G.T. CATERPILLAR 650 kW

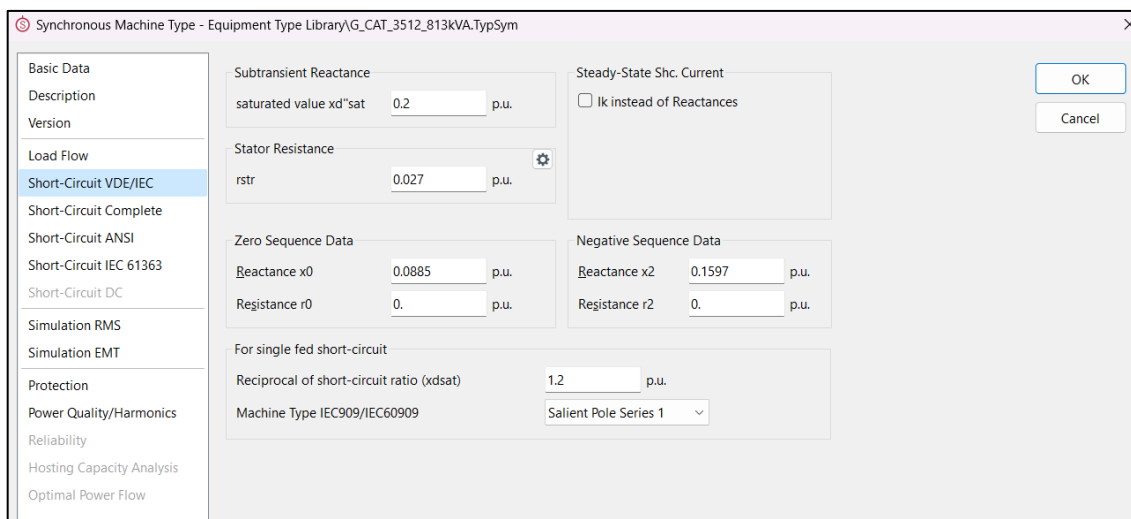


Figura 2.31. Parametrización en software PowerFactory – Short Circuit – Modelo G.T. CATERPILLAR 650 kW

Generador Térmico – HYUNDAI 1702 kW

Las unidades Hyundai, compuestas por seis generadores térmicos numerados del G8 al G13, cada uno con una capacidad de 1702 kW, se encuentran alojadas en contenedores designados que albergan tanto el grupo motor generador como el cuarto de control correspondiente. Estas unidades presentan parámetros eléctricos similares. La definición de estos parámetros se basó en información recopilada, incluyendo datos de placa y del Volumen 3 del manual de operación y mantenimiento de 1700 kW PACKAGED POWER STATION. En la

Tabla 2.13 se enlistan los datos eléctricos utilizados.

Tabla 2.13. Parámetros eléctricos(estimados) – Generador térmico – HYUNDAI 1702 kW

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia aparente nominal	2127	kVA
Potencia activa nominal	1702	kW
Voltaje nominal	4,160	kV
Factor de potencia	0,8	U
Número de fases	3	U
Grupo de conexión	Yn	-
Resistencia secuencia negativa (r2)	0,001	p.u.
Reactancia secuencia negativa (x2)	0,139	p.u.
Constante de inercia	0.3382671	s
Momento de inercia	162	kgm ²

Adicionalmente en la Figura 2.32, se presenta la pestaña de parámetros básicos del generador, en la Figura 2.33 se presentan los parámetros de estado transitorio en el

generador y en la Figura 2.34 se presentan los parámetros necesarios para el cálculo de aportes de corriente de cortocircuitos del generador térmico ante una falla de algún elemento del sistema.

Synchronous Machine Type - Equipment Type Library\G_HYU_2127kVA.TypSym

Basic Data	Name	G_HYU_2127kVA	
Description	Rated Apparent Power	2.127	MVA
Version	Rated Voltage	4.16	kV
Load Flow	Rated Power Factor	0.8	
Short-Circuit VDE/IEC	No. of Phases	3	
Short-Circuit Complete	Connection	YN	
Short-Circuit ANSI			
Short-Circuit IEC 61363			
Short-Circuit DC			
Simulation RMS			
Simulation EMT			
Protection			
Power Quality/Harmonics			

Figura 2.32. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data – Modelo G.T. HYUNDAI 1702 kW

Synchronous Machine Type - Equipment Type Library\G_HYU_2127kVA.TypSym

General Zero/Negative Sequence Data Saturation Damping Advanced

Model Standard Input parameters Short-Circuit data

Detailed model 2.1 (field and one damper winding in the d-axis, and one damper winding in the q-axis)

Inertia

Input Mode Moment of Inertia J

Moment of inertia J 162 kgm²

No. of pole pairs 4 Nominal Frequency 60 Hz

Stator parameters

rstr 0.013 p.u.

xl 0.1264 p.u.

Synchronous Reactances

xd 3.15 p.u.

xq 1.8 p.u.

Rotor Type

Salient pole

Round Rotor

Rotor mutual reactances

xrid 0 p.u.

xrlq 0 p.u.

Transient Time Constants

Td' 0.0988 s

Transient Reactances

xd' 0.266 p.u.

Subtransient Time Constants

Td'' 0.0081 s

Tq'' 0.031 s

Subtransient Reactances

xd'' 0.156 p.u.

xq'' 0.185 p.u.

Figura 2.33. Parametrización en software PowerFactory – Simulation RMS – Modelo G.T. HYUNDAI 1702 kW

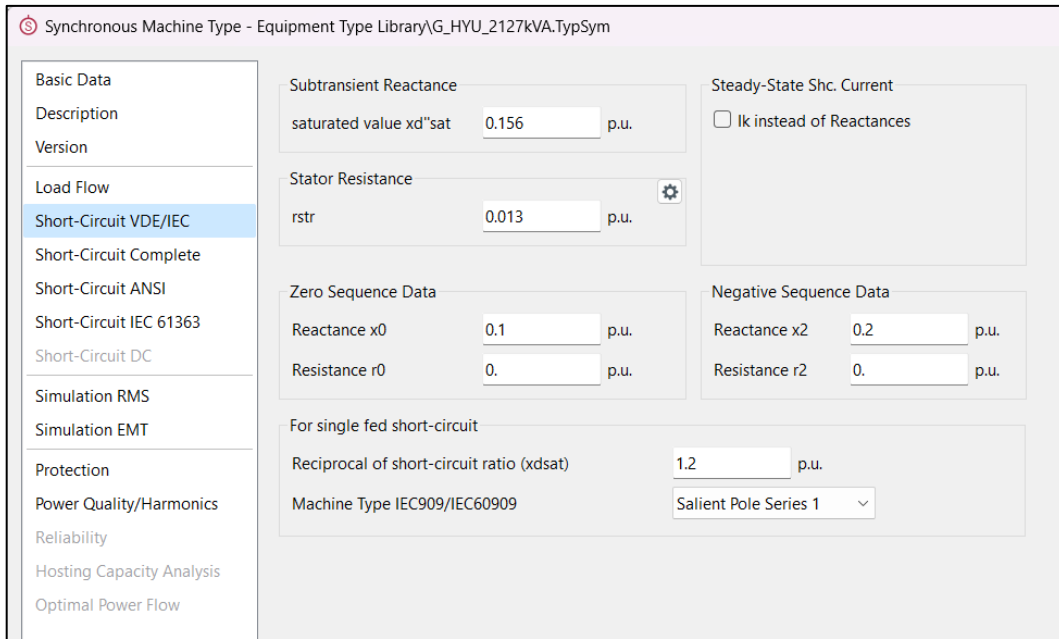


Figura 2.34. Parametrización en software PowerFactory – Short Circuit – Modelo G.T. HYUNDAI 1702 kW

2.4.2. Generadores Eólicos

Aerogenerador – UNISON 750 kW

La central eólica de Baltra está equipada con tres aerogeneradores del modelo UNISON, cada uno con una potencia de 750 kW. Las características principales de estos aerogeneradores se muestran en la Tabla 2.14.

Tabla 2.14. Parámetros eléctricos – Aerogenerador – UNISON 750 kW

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia aparente	750	kVA
Voltaje nominal	690	V
Factor de potencia	1	U
Número de fases	3	U
Grupo de conexión	Yn	-

Adicionalmente en la Figura 2.35, se presenta la pestaña de parámetros básicos del aerogenerador, en la Figura 2.36 se presentan los parámetros de estado transitorio en el aerogenerador y en la Figura 2.37 se presentan los parámetros necesarios para el cálculo de aportes de corriente de cortocircuitos del generador eólico ante una falla de algún elemento del sistema.

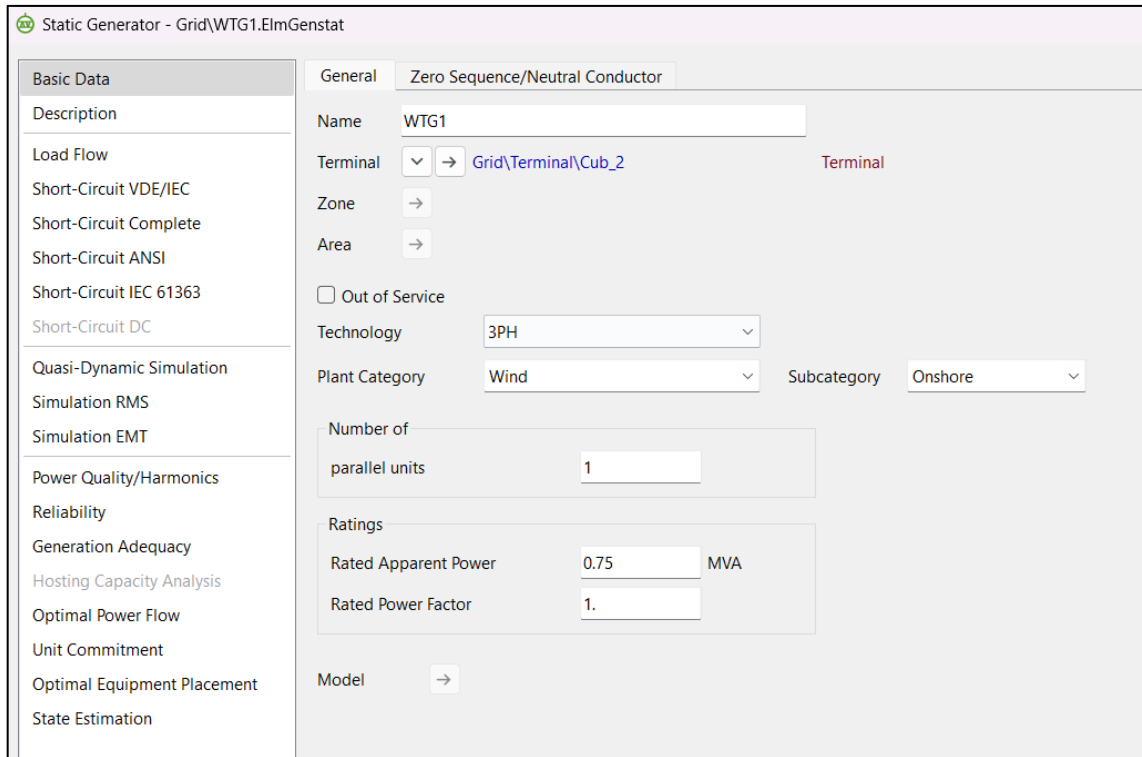


Figura 2.35. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data – Modelo Aerogenerador – UNISON 750 kW

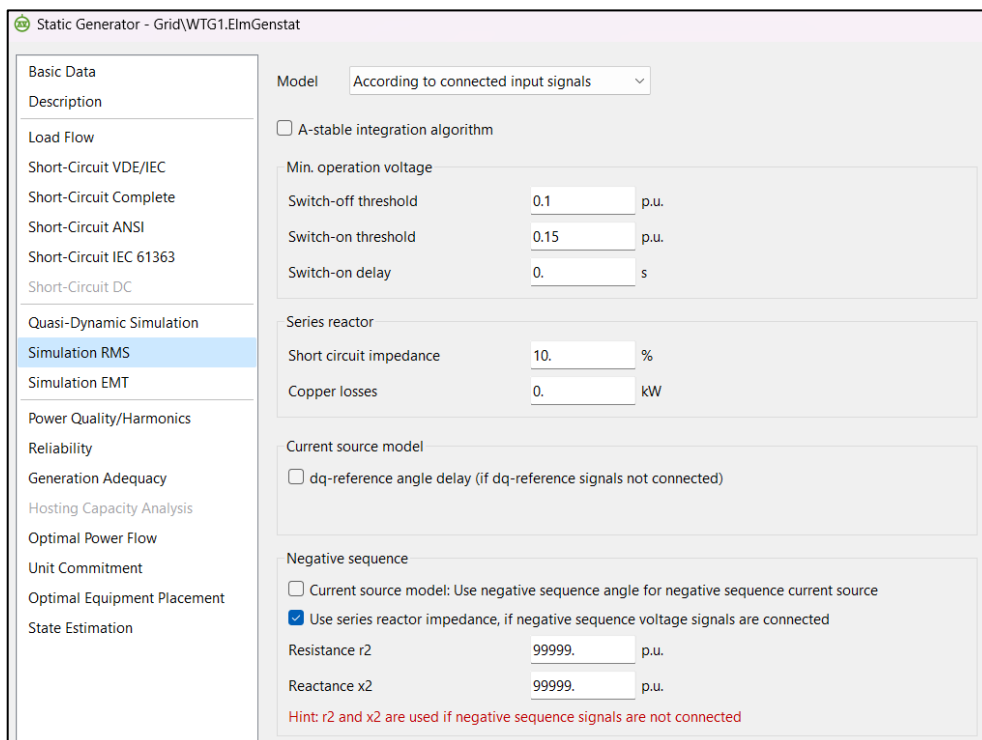


Figura 2.36. Parametrización en software PowerFactory – Simulation RMS – Modelo Aerogenerador – UNISON 750 kW

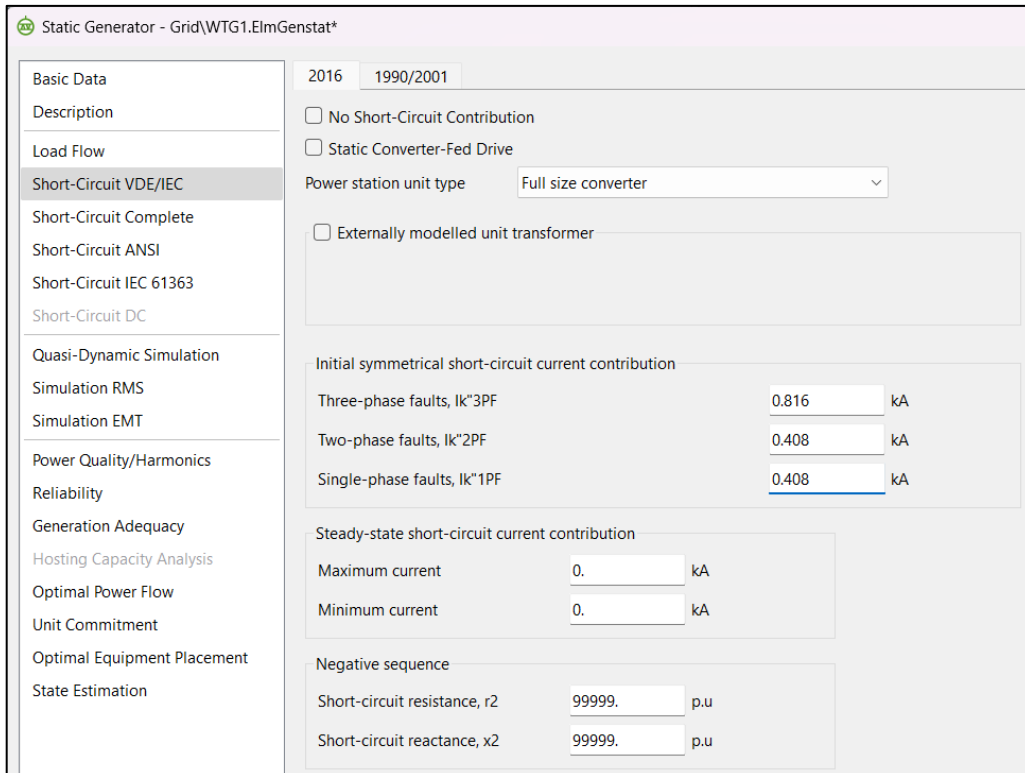


Figura 2.37. Parametrización en software PowerFactory – Short Circuit – Modelo Aerogenerador – UNISON 750 kW

2.4.3. Generadores Fotovoltaicos

Planta Fotovoltaica Santa Cruz – 1501,5 kW

En la ciudad de Puerto Ayora se encuentra ubicada la planta solar Santa Cruz. A continuación, en la Tabla 2.15 se muestran los parámetros técnicos de los componentes electromecánicos de la planta fotovoltaica.

Tabla 2.15. Parámetros eléctricos – Planta Fotovoltaica Santa Cruz – 1501,5 kWp

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia DC	1501,5	kWp
Potencia AC	1547	kVA
Voltaje nominal	0,38	kV

Adicionalmente en la Figura 2.38, se presenta la pestaña de parámetros básicos del sistema fotovoltaico y en la Figura 2.39 se presentan los parámetros necesarios para el cálculo de aportes de corriente de cortocircuitos del generador fotovoltaico ante una falla de algún elemento del sistema.

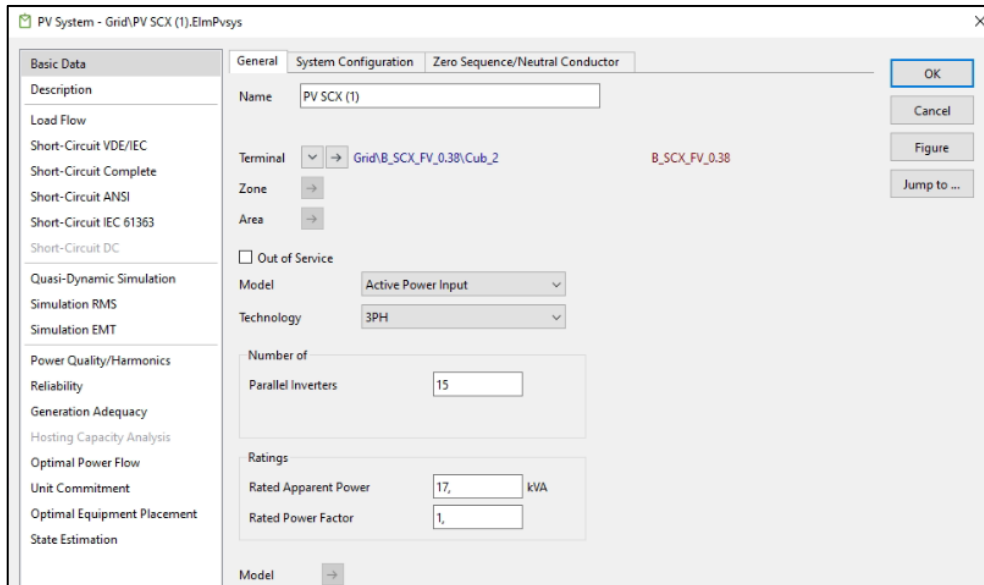


Figura 2.38. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data – Modelo PFV Santa Cruz – 1501,5 kW

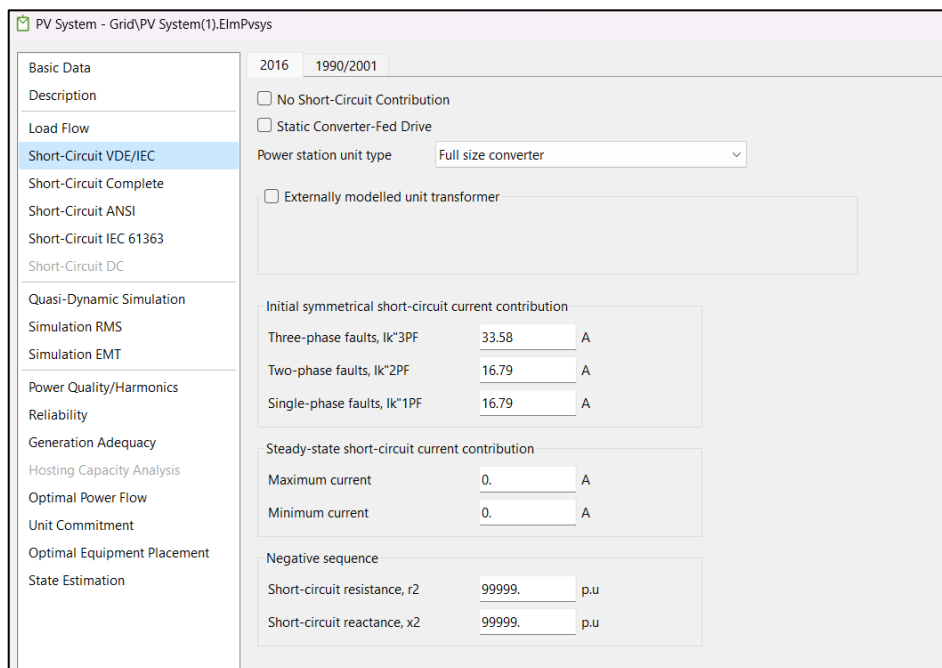


Figura 2.39. Parametrización en software PowerFactory – Short Circuit – Modelo PFV Santa Cruz – 1501,5 kW

Planta Fotovoltaica Baltra – 100 kW

En la isla de Baltra, en las cercanías del aeropuerto, se encuentra ubicada la planta solar Baltra. A continuación, en la Tabla 2.16 se presentan los parámetros técnicos de los componentes electromecánicos de la planta fotovoltaica.

Tabla 2.16. Parámetros eléctricos – Planta fotovoltaica Baltra – 100 kW

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia DC	66,67	kWp
Potencia AC	100	kVA
Voltaje nominal	0,38	kV

Adicionalmente en la Figura 2.40, se presenta la pestaña de parámetros básicos del sistema fotovoltaico y en la Figura 2.41 se presentan los parámetros necesarios para el cálculo de aportes de corriente de cortocircuitos del generador fotovoltaico ante una falla de algún elemento del sistema.

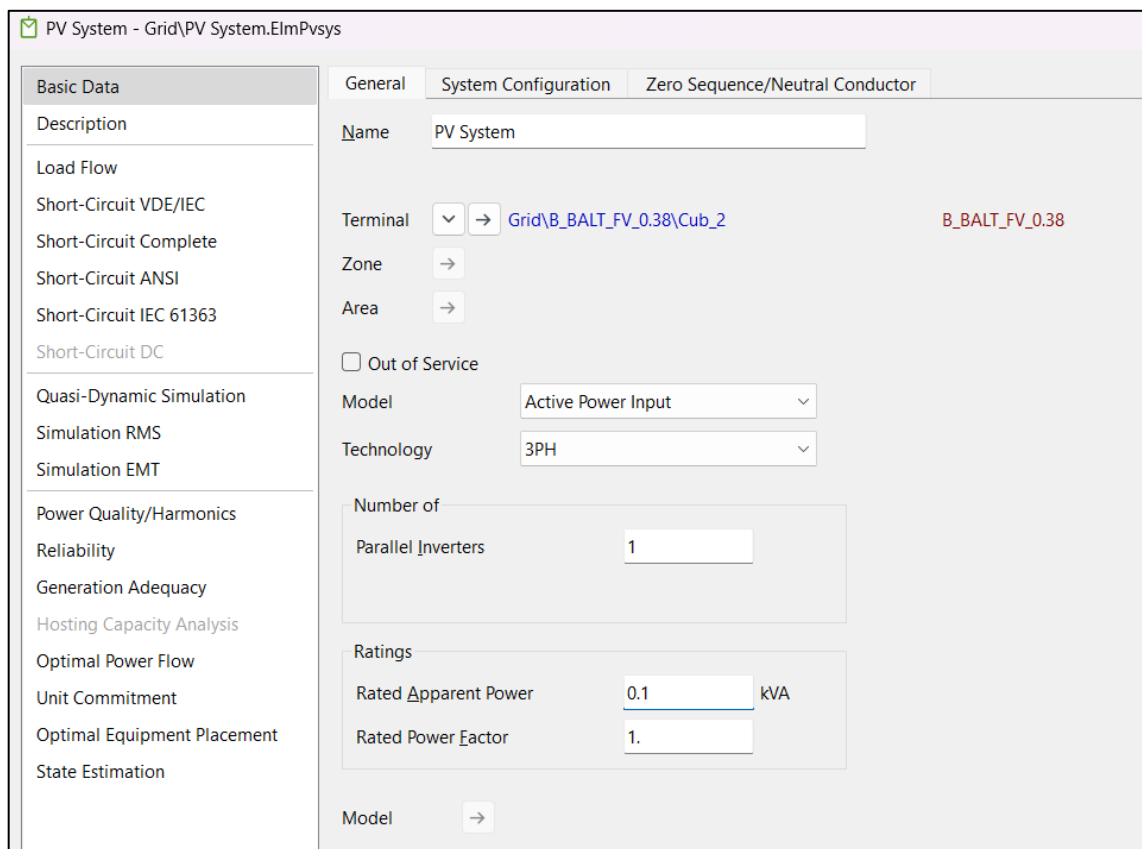


Figura 2.40. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data – Modelo PFV Baltra – 100 kW

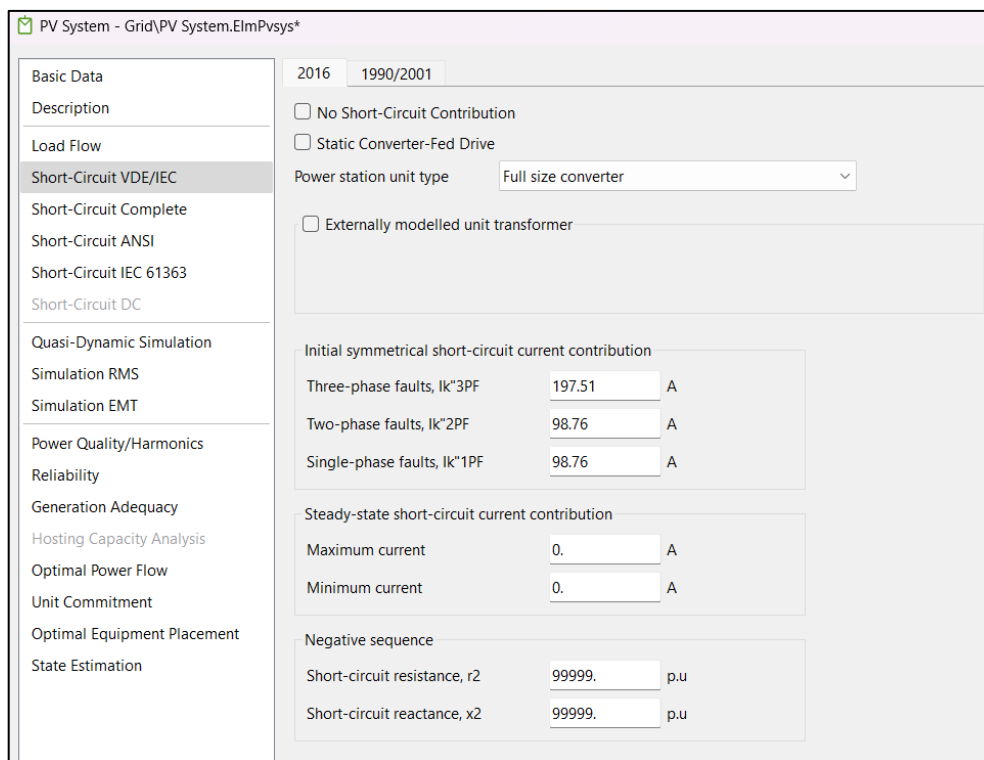


Figura 2.41. Parametrización en software PowerFactory – Short Circuit – Modelo PFV Baltra – 100 kW

2.4.4. Sistemas de Almacenamiento

BESS Ion Litio Baltra – 268 kWh

El sistema de baterías, en base a los datos recopilados en campo y la explicación por parte del personal de ELECGAPALAGOS, está conformado por siete bancos independientes. En cada banco se encuentran alojadas veintitrés baterías, generando una capacidad de almacenamiento total de 268 kWh. En relación con los Sistemas de Control de Potencia, el sistema cuenta con dos unidades, cada una con una potencia nominal de 250 kW. En la Tabla 2.17, se detallan los parámetros utilizados.

Tabla 2.17. Parámetros eléctricos – BESS Baltra – 268 kWh

Parámetro	Valor	Unidad
Voltaje nominal	210	V
Nro. Bancos de baterías	7	U
Nro. Baterías por banco	23	U
Potencia	2*250	kW
Energía	268	kWh

Adicionalmente en la Figura 2.42, se presenta la pestaña de parámetros básicos del sistema de almacenamiento y en la Figura 2.43 se detallan los parámetros necesarios para

el cálculo de aportes de corriente de cortocircuitos del sistema de almacenamiento ante una falla de algún elemento del sistema.

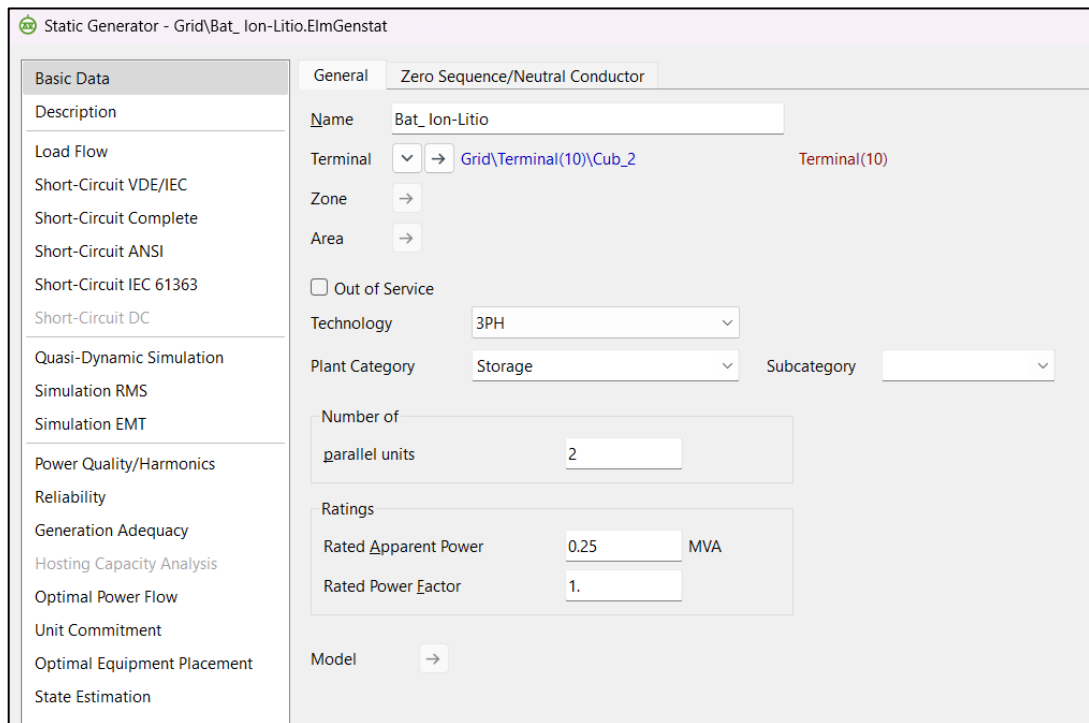


Figura 2.42. Parametrización en software PowerFactory – Basic data – BESS Baltra – 268 kWh

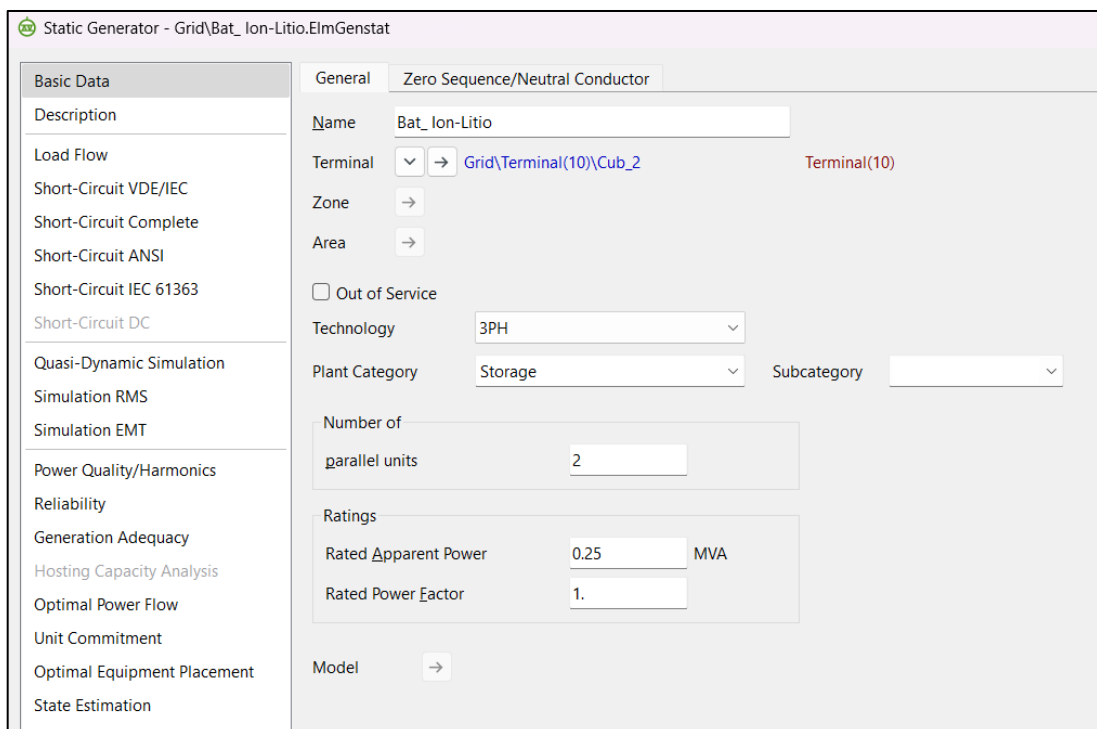


Figura 2.43. Parametrización en software PowerFactory – Short Circuit – BESS Baltra – 268 kWh

BESS Plomo Ácido Baltra – 4032 kWh

Para el sistema de almacenamiento de baterías de plomo ácido, según la información recolectada in situ y la explicación proporcionada por el equipo de ELEGAPALAGOS, consiste en 6 bancos de 192 baterías cada uno, generando así una capacidad total de almacenamiento de 4032 kWh. Respecto a los Sistemas de Control de Potencia, se dispone de dos unidades, cada una con una potencia nominal de 250 kW. En la Tabla 2.18, se presentan en detalle los parámetros empleados.

Tabla 2.18. Parámetros eléctricos – BESS Baltra – 4032 kWh

Parámetro	Valor	Unidad
Voltaje nominal	210	V
Nro. Bancos de baterías	6	U
Nro. Baterías por banco	192	U
Potencia	2*250	kW
Energía	4032	kWh

Adicionalmente en la Figura 2.44, se presenta la pestaña de parámetros básicos del sistema de almacenamiento y en la Figura 2.45 se detallan los parámetros necesarios para el cálculo de aportes de corriente de cortocircuitos del sistema de almacenamiento ante una falla de algún elemento del sistema.

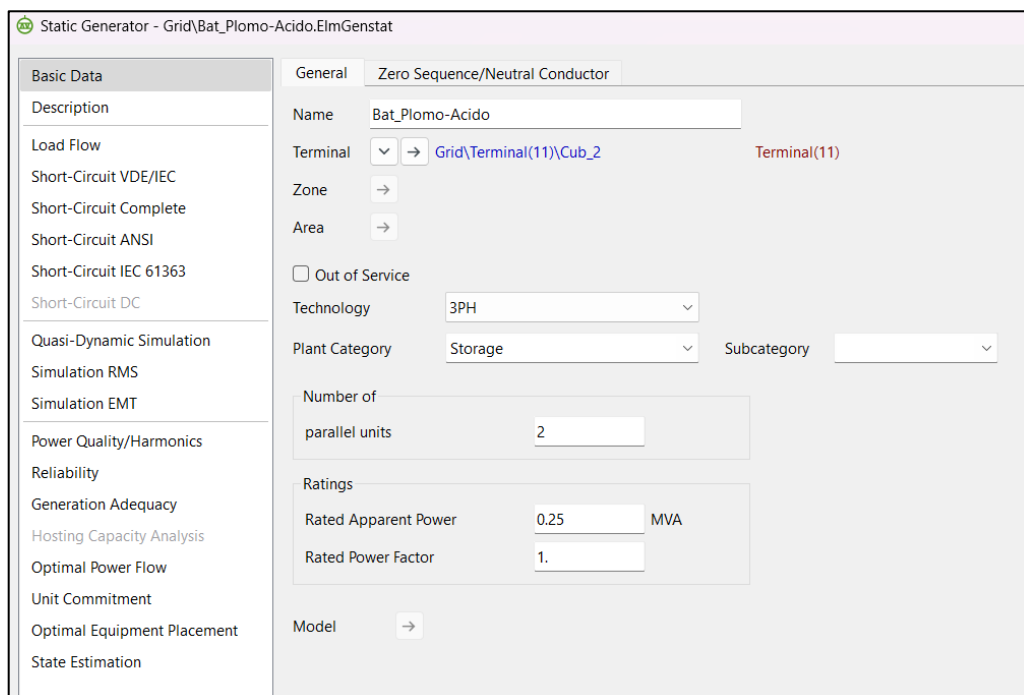


Figura 2.44. Parametrización en software PowerFactory – Basic data – BESS Baltra – 4032 kWh

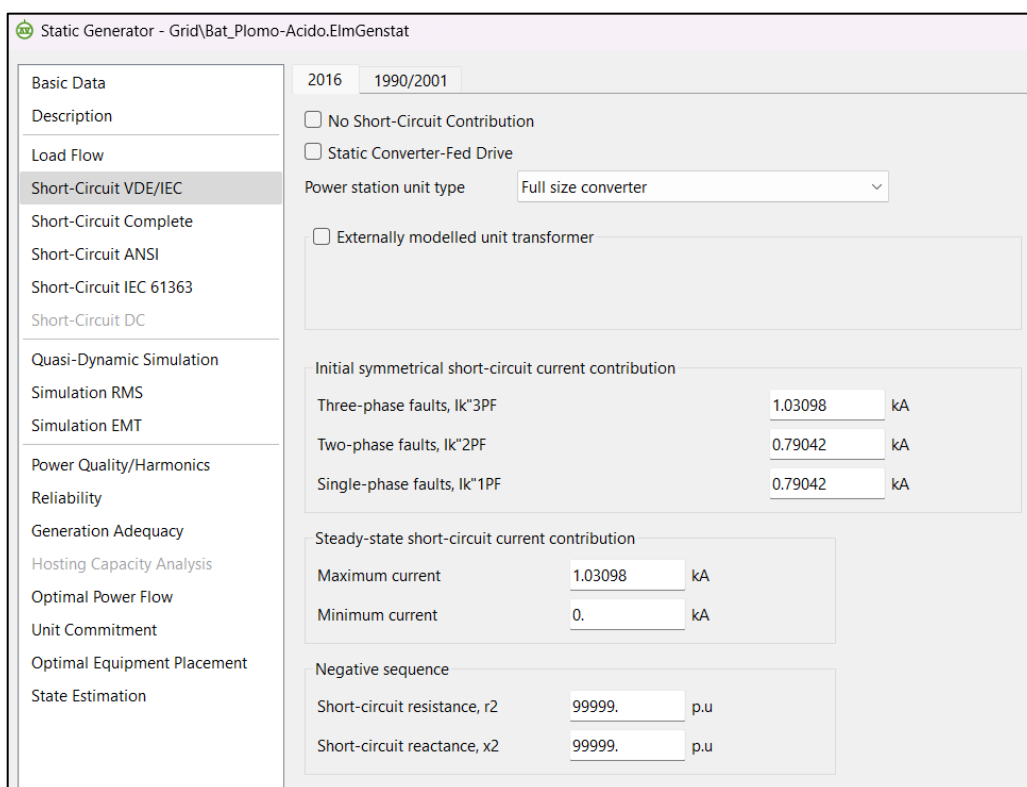


Figura 2.45. Parametrización en software PowerFactory – Short Circuit – BESS Baltra – 4032 kWh

2.4.5. Transformadores

Transformador – G.T. CATERPILLAR 650 kW

En la Tabla 2.19 se muestra los parámetros principales del transformador de potencia que adecua el voltaje de los generadores térmicos CATERPILAR de 650 kW.

Tabla 2.19. Parámetros eléctricos – Transformador – Caterpillar

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia aparente nominal	5	MVA
Frecuencia nominal	60	Hz
Relación de transformación	0,48/13,8	kV
Grupo de conexión	YNd5	-
Impedancia	7,39	%
TAPS	±2 x 2,5%	-

Adicionalmente en la Figura 2.46, se presenta la pestaña de parámetros básicos del transformador y en la Figura 2.47 se presentan los parámetros necesarios para modelar los parámetros en estado transitorio del transformador.

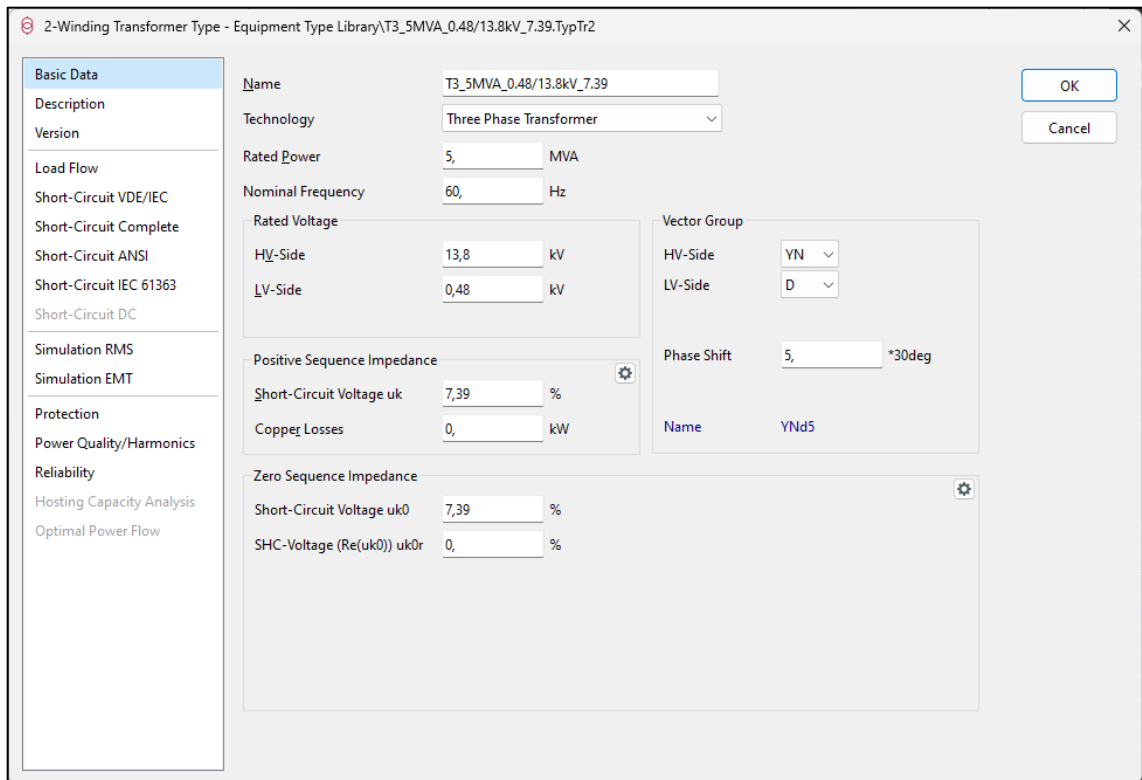


Figura 2.46. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data – Transformador del generador Caterpillar

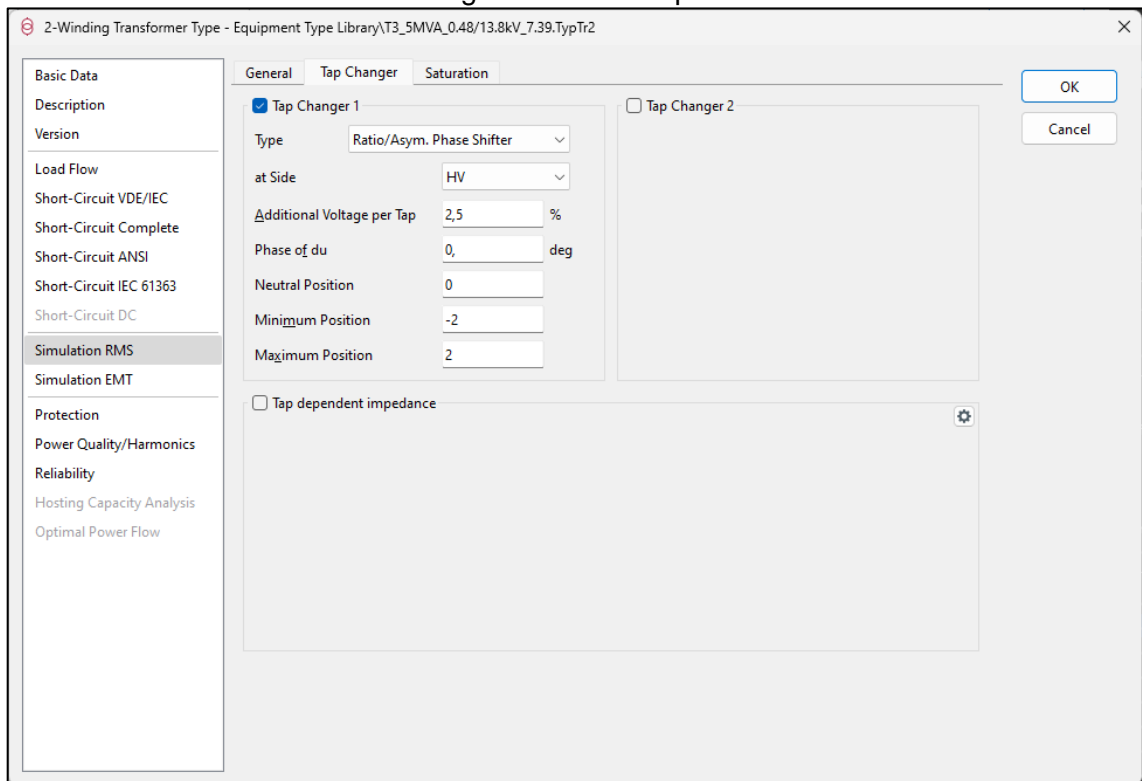


Figura 2.47. Parametrización en software PowerFactory – Simulation RMS – Transformador del generador

Transformador – G.T. HYUNDAI 1700 kW G8-G9

En la Tabla 2.20 se muestra los parámetros principales del transformador de potencia que adecua el voltaje de los generadores térmicos HYUNDAI de 1700 kW.

Tabla 2.20. Parámetros eléctricos – Transformador – Hyundai G8-G9

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia aparente	4000	kVA
Frecuencia nominal	60	Hz
Relación de transformación	13,8/4,16	kV
Grupo de conexión	Ynd5	-

Adicionalmente en la Figura 2.48, se presenta la pestaña de parámetros básicos del transformador y en la Figura 2.49 se presentan los parámetros necesarios para modelar los parámetros en estado transitorio del transformador.

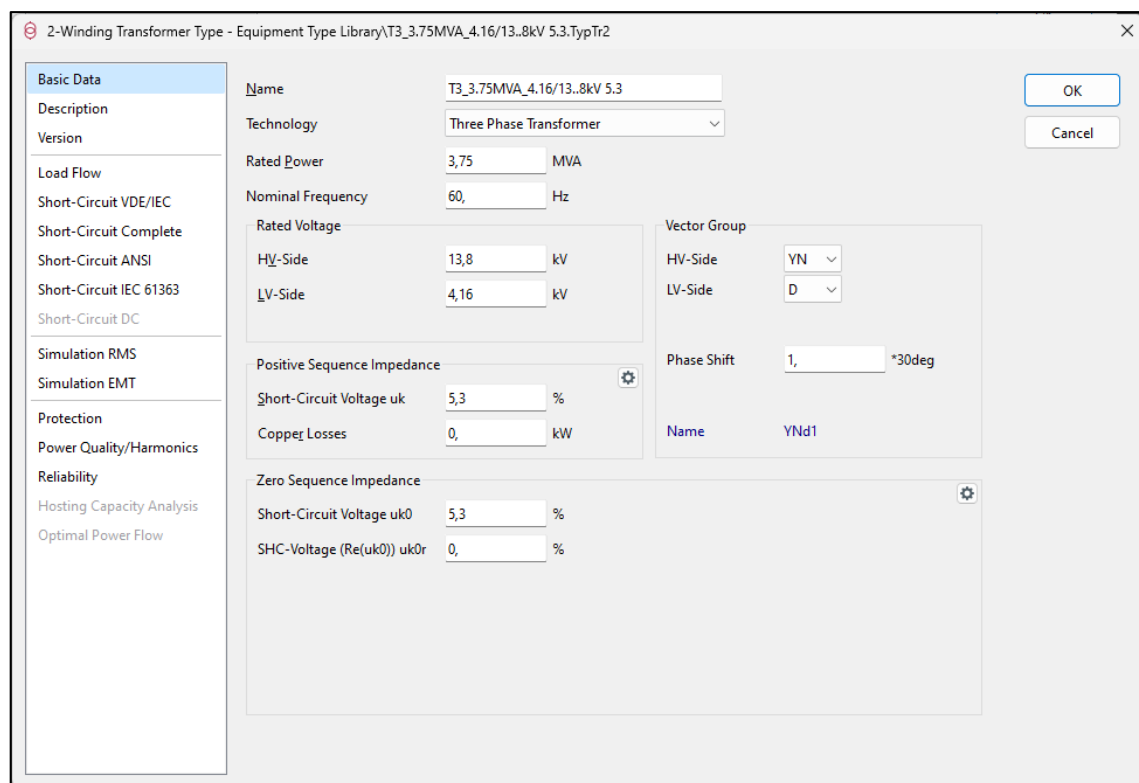


Figura 2.48. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data – Transformador del generador Hyundai G8-G9

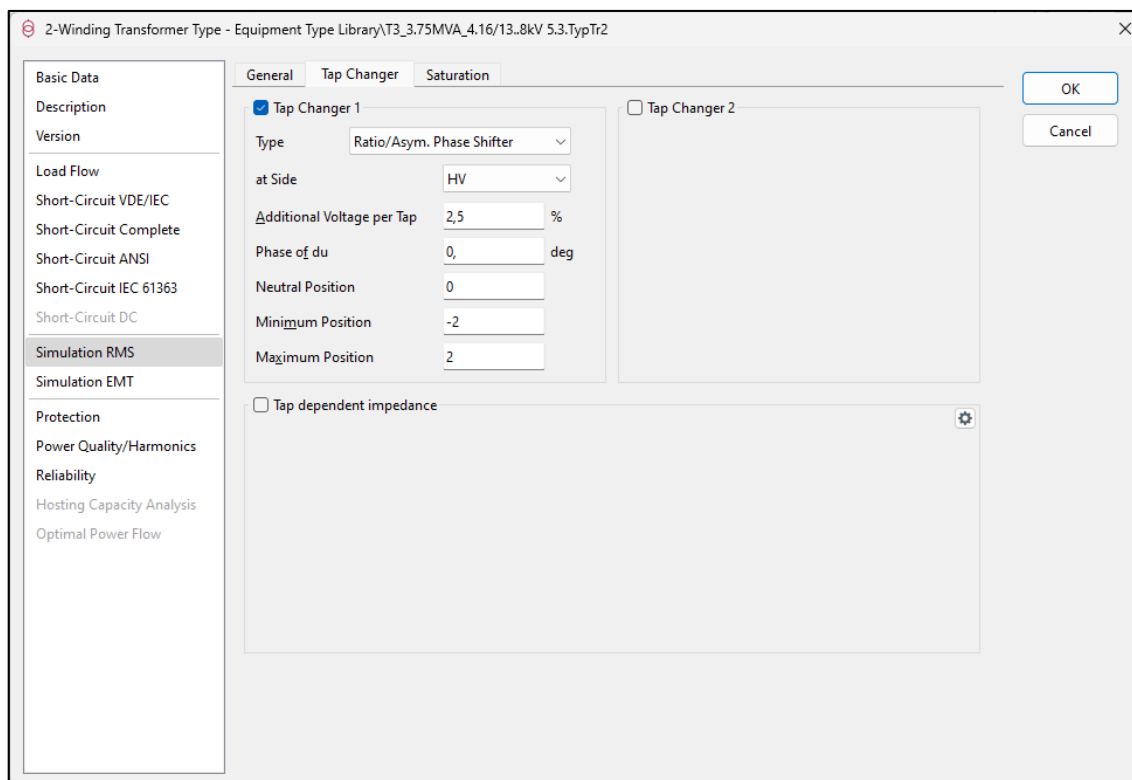


Figura 2.49. Parametrización en software PowerFactory – Simulation RMS – Transformador del generador Hyundai G8-G9

Transformador – G.T. HYUNDAI 1700 kW G10-G13

En la Tabla 2.21 se muestra los parámetros principales del transformador de potencia que adecua el voltaje de los generadores térmicos HYUNDAI de 1700 kW.

Tabla 2.21. Parámetros eléctricos – Transformador – Hyundai

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia aparente nominal	8,5	MVA
Frecuencia nominal	60	Hz
Relación de transformación	4,16/34,5	kV
Grupo de conexión	YNd1	-
Impedancia	10,1	%
TAPS	$\pm 2 \times 2,5\%$	-
Pérdidas en el cobre	46,622	kW
Pérdidas en vacío	7,269	kW

La placa del transformador proporciona información de las pérdidas en vacío y con carga. Adicionalmente, en la Figura 2.50, se presenta la pestaña de parámetros básicos del transformador y en la Figura 2.51 se presentan los parámetros necesarios para modelar los parámetros en estado transitorio del transformador.

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\T3_8.5MVA_4.16/34.5kV_10.1.TypTr2

Basic Data

Name: T3_8.5MVA_4.16/34.5kV_10.1

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power: 8,5 MVA

Nominal Frequency: 60, Hz

Rated Voltage:

HV-Side	34,5	kV
LV-Side	4,16	kV

Vector Group:

HV-Side	YN
LV-Side	D

Phase Shift: 1, *30deg

Name: YNd1

Positive Sequence Impedance:

Short-Circuit Voltage uk	10,1	%
Copper Losses	46,622	kW

Zero Sequence Impedance:

Short-Circuit Voltage uk0	9,47	%
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0,	%

Figura 2.50. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data – Hyundai G10-G13

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\T3_8.5MVA_4.16/34.5kV_10.1.TypTr2

General | Tap Changer | Saturation

Magnetising Impedance:

No Load Current	0,	%
No Load Losses	7,269	kW

Distribution of Leakage Reactances (p.u.):

x, Pos. Seq. HV-Side	0,5
x, Pos. Seq. LV-Side	0,5

Distribution of Leakage Resistances (p.u.):

r, Pos. Seq. HV-Side	0,5
r, Pos. Seq. LV-Side	0,5

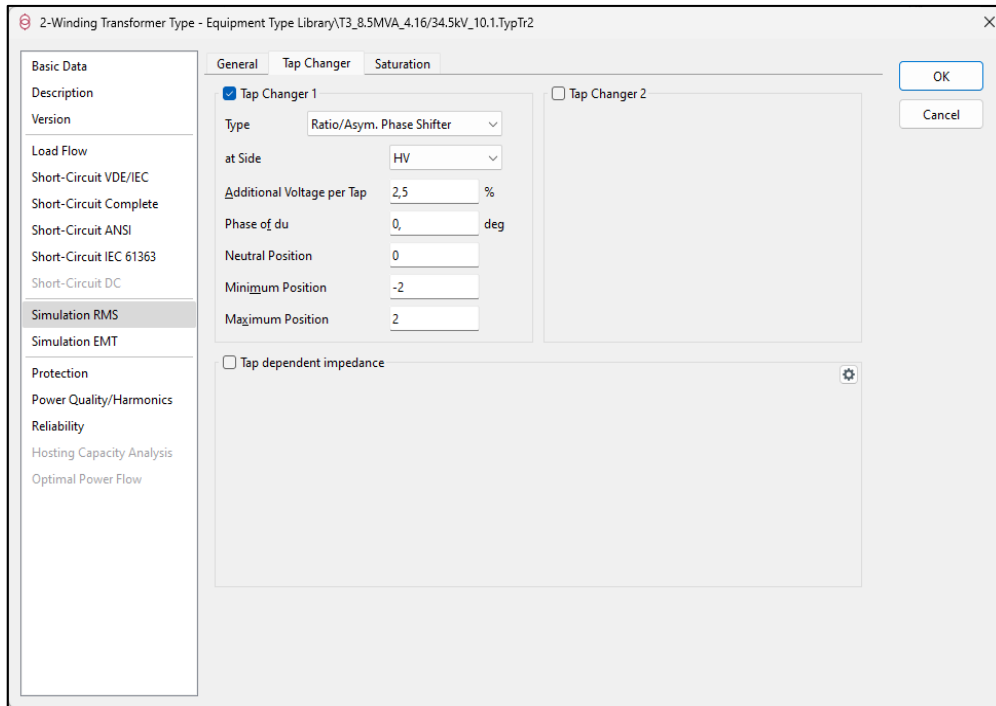


Figura 2.51. Parametrización en software PowerFactory – Simulation RMS – Hyundai G10-G13

Transformador – PFV Santa Cruz

En la Tabla 2.22 se muestra los parámetros principales del transformador de potencia que adecua el voltaje del parque fotovoltaico Santa Cruz.

Tabla 2.22. Parámetros eléctricos – Transformador – PFV Santa Cruz

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia aparente nominal	1,5	MVA
Frecuencia nominal	60	Hz
Relación de transformación	0,38/13,8 kV	kV
Grupo de conexión	Dyn1	-
Impedancia	6,68	%
TAPS	$\pm 2 \times 2,5\%$	-

La placa del transformador proporciona información de las pérdidas en vacío y con carga. Adicionalmente, en la Figura 2.52, se presenta la pestaña de parámetros básicos del transformador y en la Figura 2.53 se presentan los parámetros necesarios para modelar los parámetros en estado transitorio del transformador.

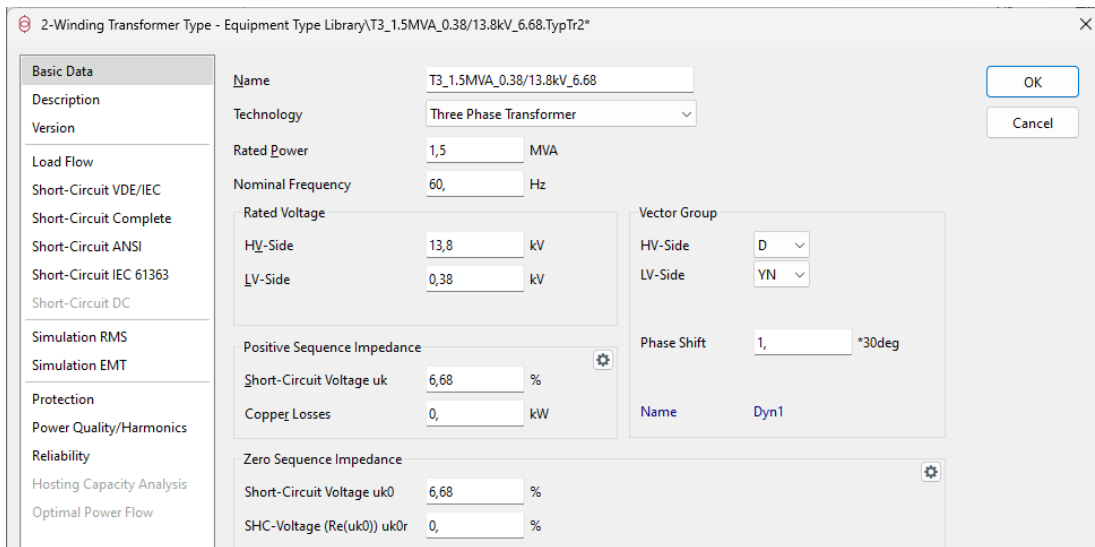


Figura 2.52. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data – PFV Santa Cruz

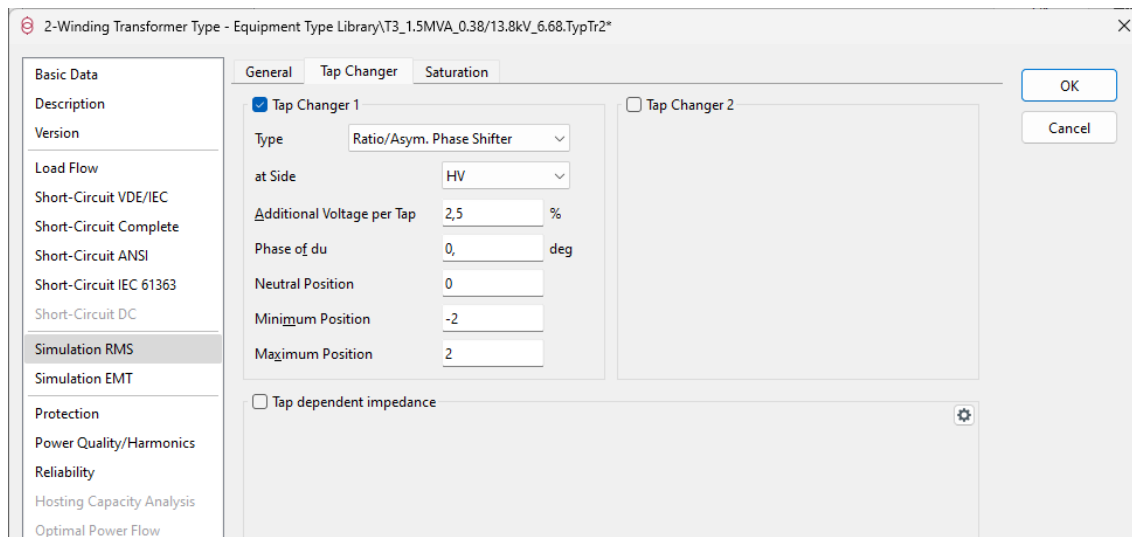


Figura 2.53. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data – PFV Santa Cruz

Transformador – Subtransmisión Santa Cruz

Transformador utilizado para la conexión de la barra de 13,8 kV a la barra de 34,5 kV de la subestación Santa Cruz, lo que permite la interconexión con la subestación Baltra a través de la línea de subtransmisión a 34,5 kV. Los parámetros más relevantes para el modelamiento del transformador se presentan en la Tabla 2.23.

Tabla 2.23. Parámetros eléctricos – Transformador – Subtransmisión Santa Cruz

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia aparente nominal	7,5	MVA
Potencia aparente enfriamiento forzado	10	MVA
Frecuencia nominal	60	Hz
Relación de transformación	13,8/34,5	kV

Grupo de conexión	YNyn0d1	-
Impedancia @7,5MVA	6,48	%
TAPS	±2 x 2,5%	-
Pérdidas en el cobre	34,5	kW
Corriente en vacío	0,19	%
Pérdidas en vacío	9,99	kW

No se dispone de información técnica relacionada con el devanado en Delta, por lo que se usan parámetros estándar. Estos parámetros se presentan en la Figura 2.54 y Figura 2.55.

The screenshot shows the 'Basic Data' tab of a transformer configuration window. The parameters are as follows:

- Name: T3_7.5/10MVA_13.8/34.5kV_6.48
- Technology: Three Phase Transformer
- Rated Power: 7,5 MVA
- Nominal Frequency: 60 Hz
- Rated Voltage:
 - HV-Side: 34,5 kV
 - LV-Side: 13,8 kV
- Vector Group:
 - HV-Side: YN
 - LV-Side: YN
 - Internal Delta Winding:
 - Phase Shift: 0, *30deg
 - Name: YNyn0
- Positive Sequence Impedance:
 - Short-Circuit Voltage uk: 6,48 %
 - Copper Losses: 34,51 kW
- Zero Sequence Impedance:
 - HV-SHC-Voltage uk0 (LV short-circuit): 6,619339 %
 - HV-SHC-Voltage Re(uk0) (LV short-circuit): 0,3799242 %
 - HV-SHC-Voltage uk0 (LV open): 667,9482 %
 - HV-SHC-Voltage Re(uk0) (LV open): 0,342 %
 - LV-SHC-Voltage uk0 (HV open): 662,6609 %
 - LV-SHC-Voltage Re(uk0) (HV open): 0,03800001 %
 - Short-Circuit Voltage uk0: 6,62 %
 - SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r: 0,38 %
 - Delta Winding, uk0: 662, %
 - Delta Winding, Re(uk0): -0,00000001 %

Figura 2.54. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data

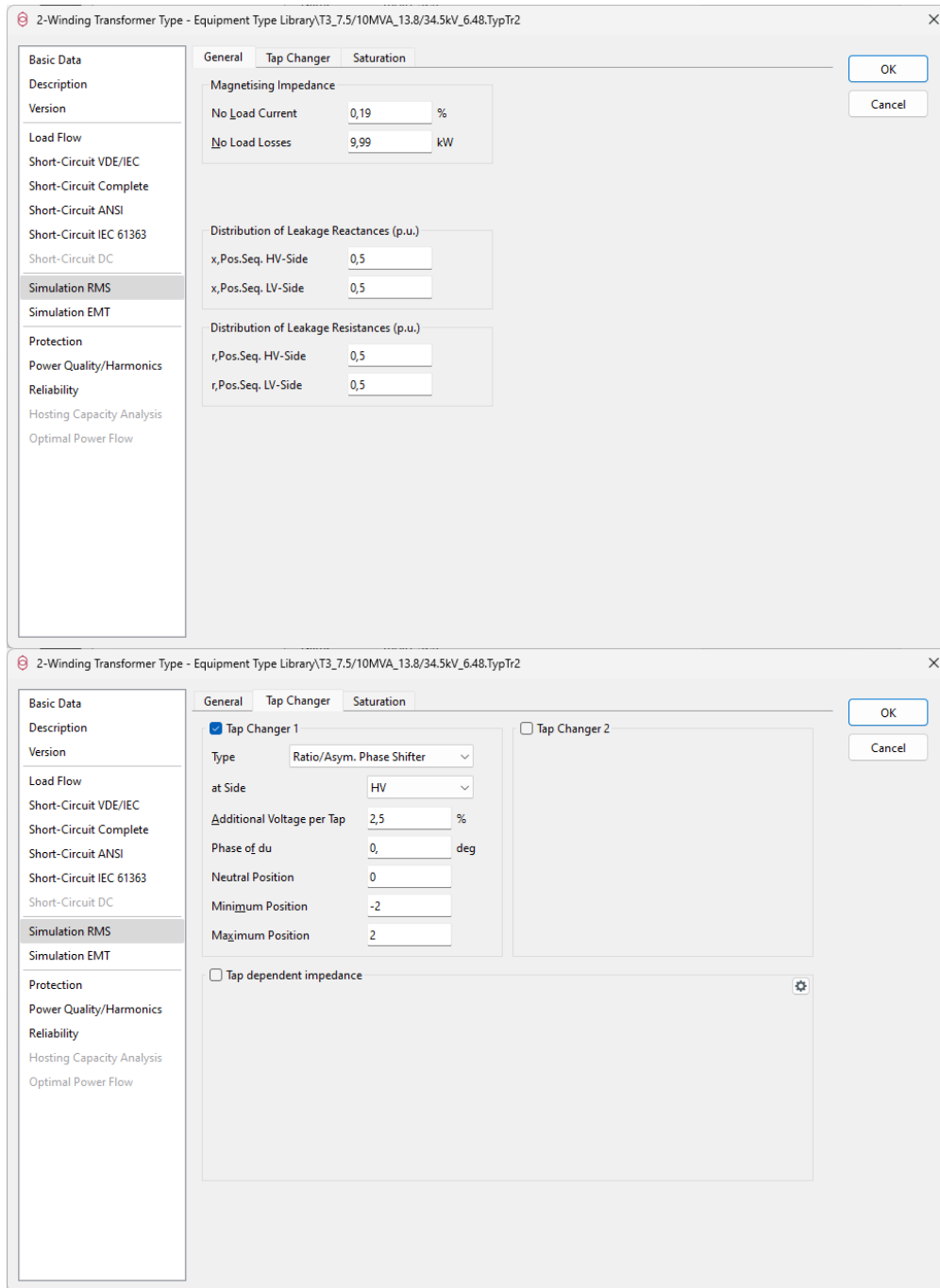


Figura 2.55. Parametrización en software PowerFactory – Simulation RMS

Transformador – Subtransmisión Baltra

Transformador utilizado para la conexión de la barra de 13,8 kV a la barra de 34,5 kV de la subestación Baltra, lo que permite la interconexión con la subestación Santa Cruz a través de la línea de subtransmisión a 34,5 kV. En la Tabla 2.24 se presentan los parámetros más relevantes del transformador.

Tabla 2.24. Parámetros eléctricos – Transformador – Subtransmisión Baltra

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia aparente nominal	7,5	MVA
Potencia aparente enfriamiento forzado	10	MVA
Frecuencia nominal	60	Hz
Relación de transformación	13,8/34,5	kV
Grupo de conexión	YNyn0d1	-
Impedancia @7,5MVA	6,62	%
TAPS	±2 x 2,5%	
Pérdidas en el cobre	35	kW
Corriente en vacío	0,18	%
Pérdidas en vacío	9,94	kW

No se dispone de información técnica relacionada con el devanado en Delta, por lo que se usan parámetros estándar. Adicionalmente, en la Figura 2.56, se presenta la pestaña de parámetros básicos del transformador y en la Figura 2.57 se presentan los parámetros necesarios para modelar los parámetros en estado transitorio del transformador.

Figura 2.56. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data

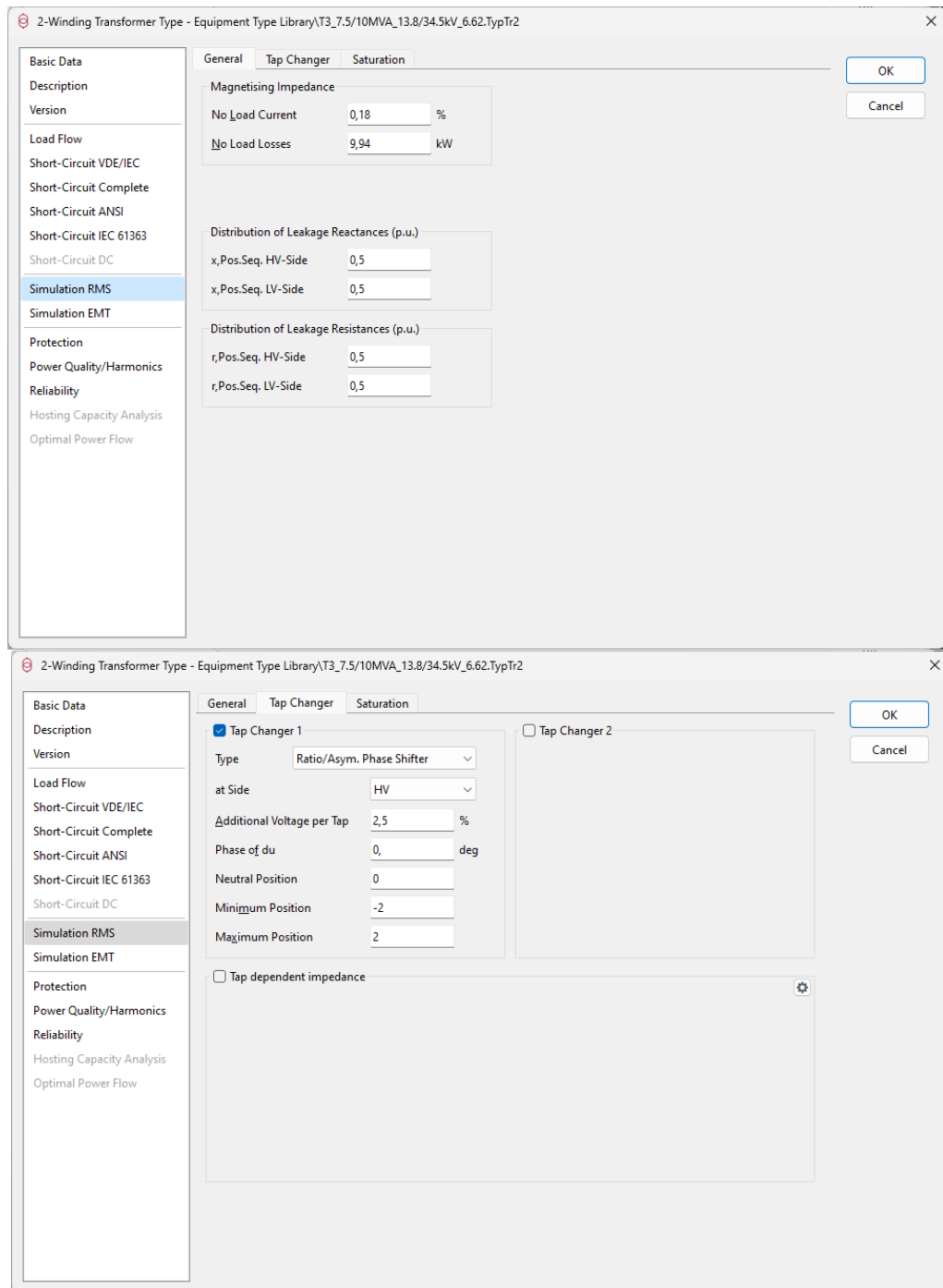


Figura 2.57. Parametrización en software PowerFactory – Simulation RMS

Transformador – PFV Baltra

Para la conexión del sistema fotovoltaico de Baltra con la barra de 0,48kV, se tiene un transformador seco cuyos parámetros se presentan en la Tabla 2.25.

Tabla 2.25. Parámetros eléctricos – Transformador – PFV Baltra

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia aparente	500	kVA

Frecuencia nominal	60	Hz
Relación de transformación	0,4/0,48	kV
Grupo de conexión	Dd0	-
Impedancia	2,33	%
TAPS	± x 4,167%	-

La placa del transformador no proporciona información alguna de las pérdidas, por lo que se usan parámetros estándar. Adicionalmente, en la Figura 2.58, se presenta la pestaña de parámetros básicos del transformador y en la Figura 2.59 se presentan los parámetros necesarios para modelar los parámetros en estado transitorio del transformador.

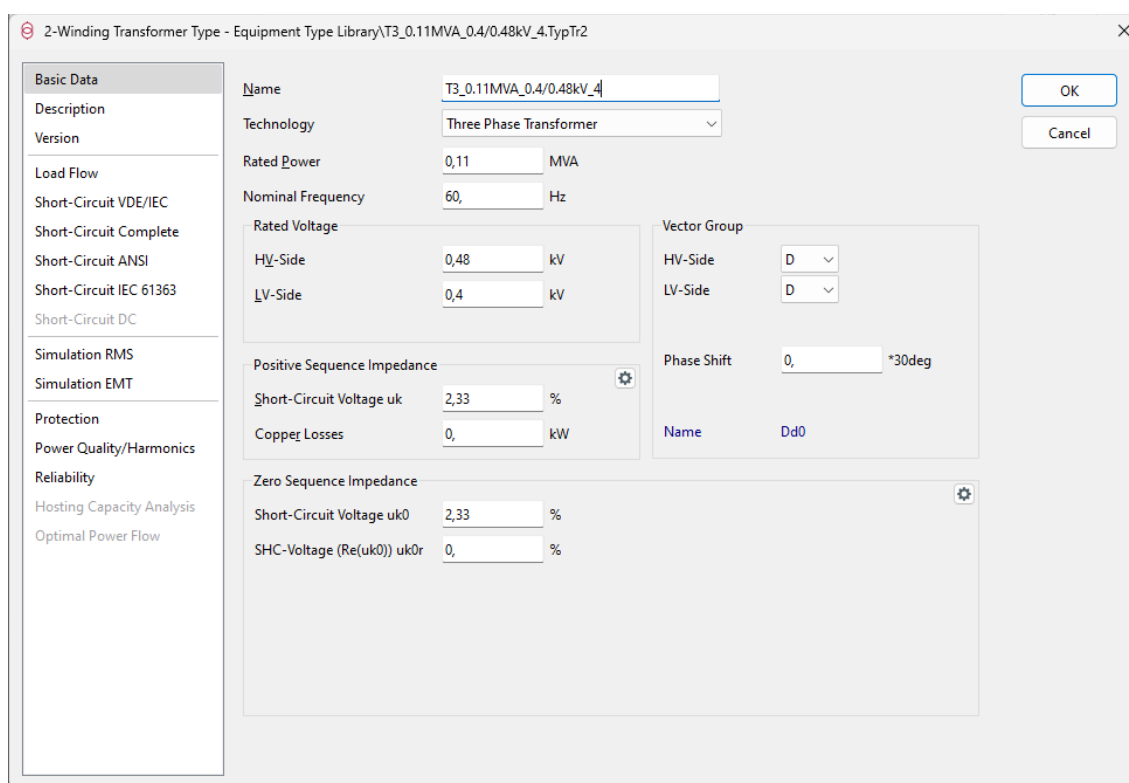


Figura 2.58. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data

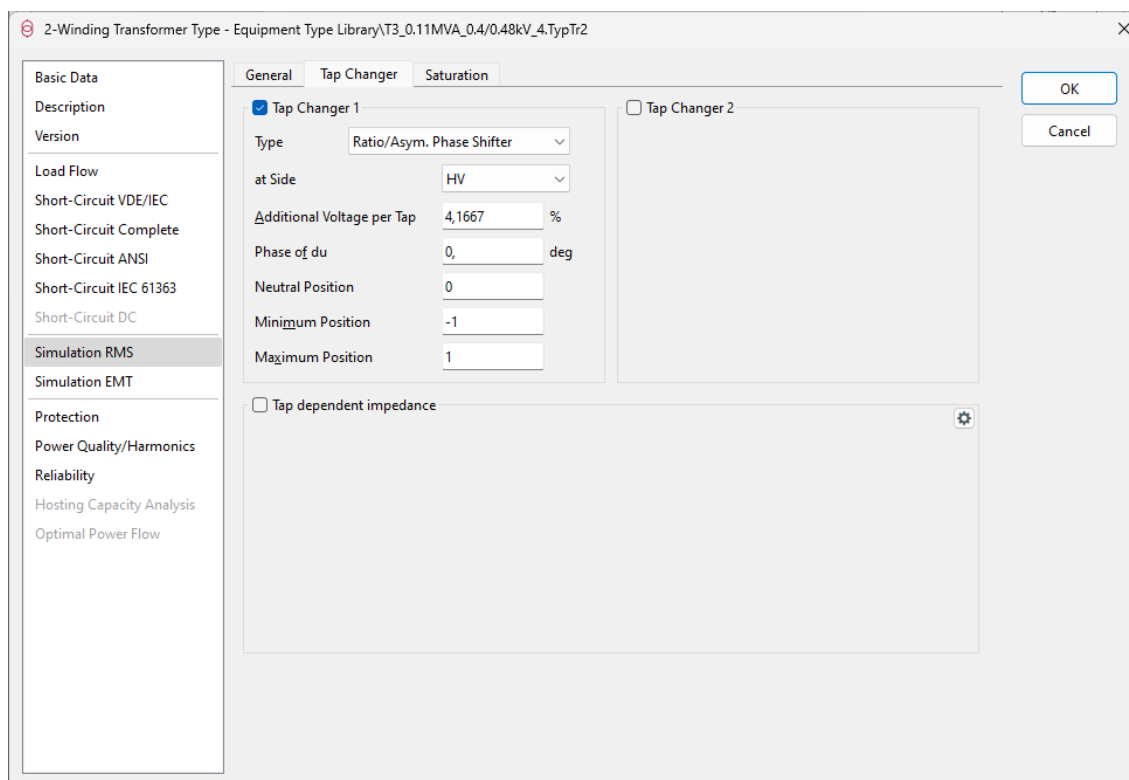


Figura 2.59. Parametrización en software PowerFactory – Simulación RMS

Transformador – BESS Ion Litio

Para la interconexión de las baterías con la barra de 0,48kV, se tiene un transformador seco cuyos parámetros se presentan en la Tabla 2.26.

Tabla 2.26. Parámetros eléctricos – Transformador – BESS ION Litio

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia aparente	500	kVA
Frecuencia nominal	60	Hz
Relación de transformación	0,21/0,48	kV
Grupo de conexión	Dd0	-
Impedancia	4,93	%
TAPS	± x 4,167%	-

La placa del transformador no proporciona información alguna de las pérdidas, por lo cual los parámetros más importantes para su modelación se presentan en la Figura 2.60, y de igual manera se utilizaron datos típicos de régimen transitorio, los cuales se presentan en la Figura 2.61.

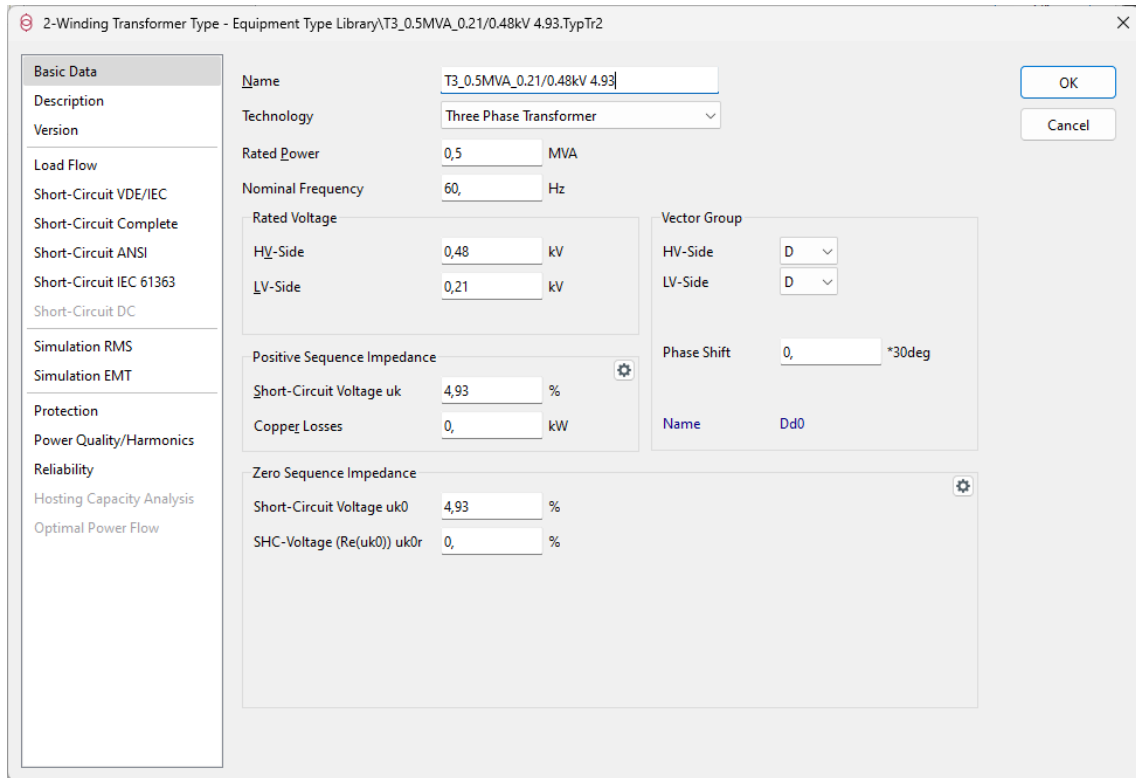


Figura 2.60. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data

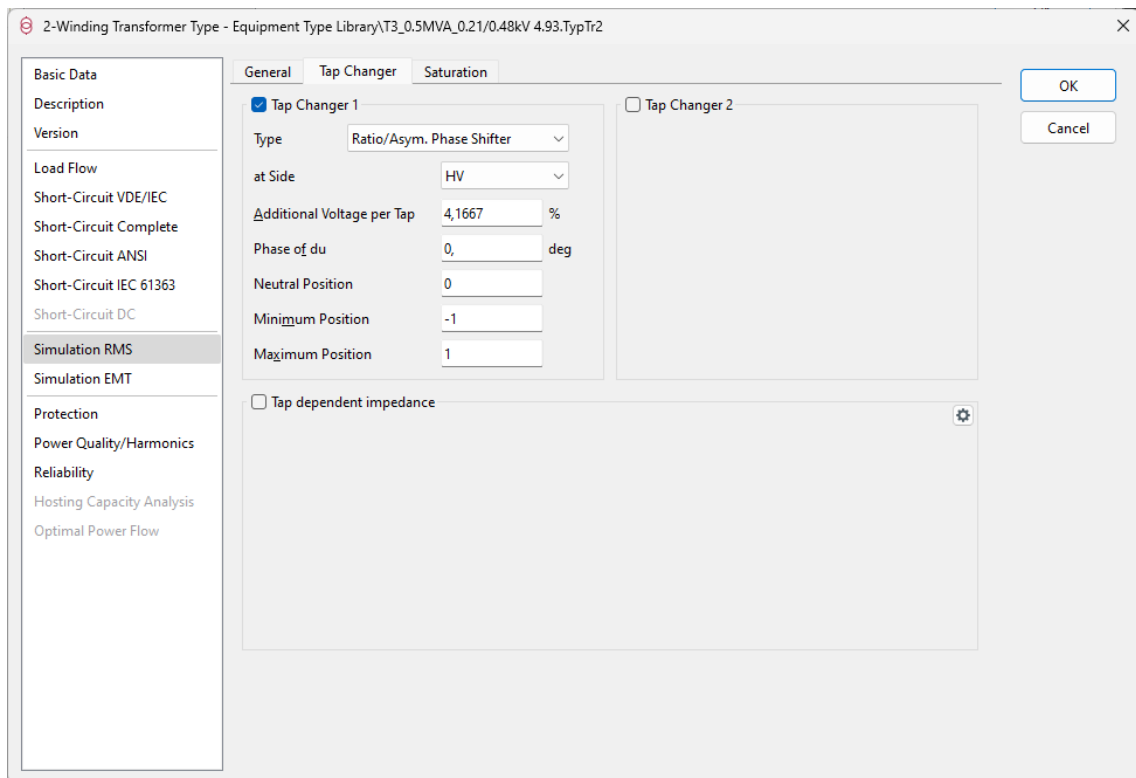


Figura 2.61. Parametrización en software PowerFactory – Simulation RMS

Transformador – BESS Plomo Ácido

Para la interconexión de las baterías con la barra de 0,48kV, se tiene un transformador seco cuyos parámetros se presentan en la Tabla 2.27.

Tabla 2.27. Parámetros eléctricos – Transformador – BESS Plomo Ácido

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia aparente	600	kVA
Frecuencia nominal	60	Hz
Relación de transformación	0,21/0,48	kV
Grupo de conexión	Dd0	-
Impedancia	6,33	%
TAPS	$\pm x 4,167\%$	-

La placa del transformador no proporciona información alguna de las pérdidas, por lo cual los parámetros más importantes para su modelación se presentan en la Figura 2.62, y de igual manera se utilizaron datos típicos de régimen transitorio, los cuales se presentan en la Figura 2.63.

The screenshot displays the 'Basic Data' configuration window for a transformer in PowerFactory. The window title is '2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\T_0.6MVA_0.21/0.48kV 6.33.TypTr2'. The 'Basic Data' tab is active, showing the following parameters:

- Name:** T_0.6MVA_0.21/0.48kV 6.33
- Technology:** Three Phase Transformer
- Rated Power:** 0,6 MVA
- Nominal Frequency:** 60 Hz
- Rated Voltage:**
 - HV-Side: 0,48 kV
 - LV-Side: 0,21 kV
- Vector Group:**
 - HV-Side: D
 - LV-Side: D
 - Phase Shift: 0 *30deg
 - Name: Dd0
- Positive Sequence Impedance:**
 - Short-Circuit Voltage uk: 6,33 %
 - Copper Losses: 0, kW
- Zero Sequence Impedance:**
 - Short-Circuit Voltage uk0: 6,33 %
 - SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r: 0, %

Figura 2.62. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data

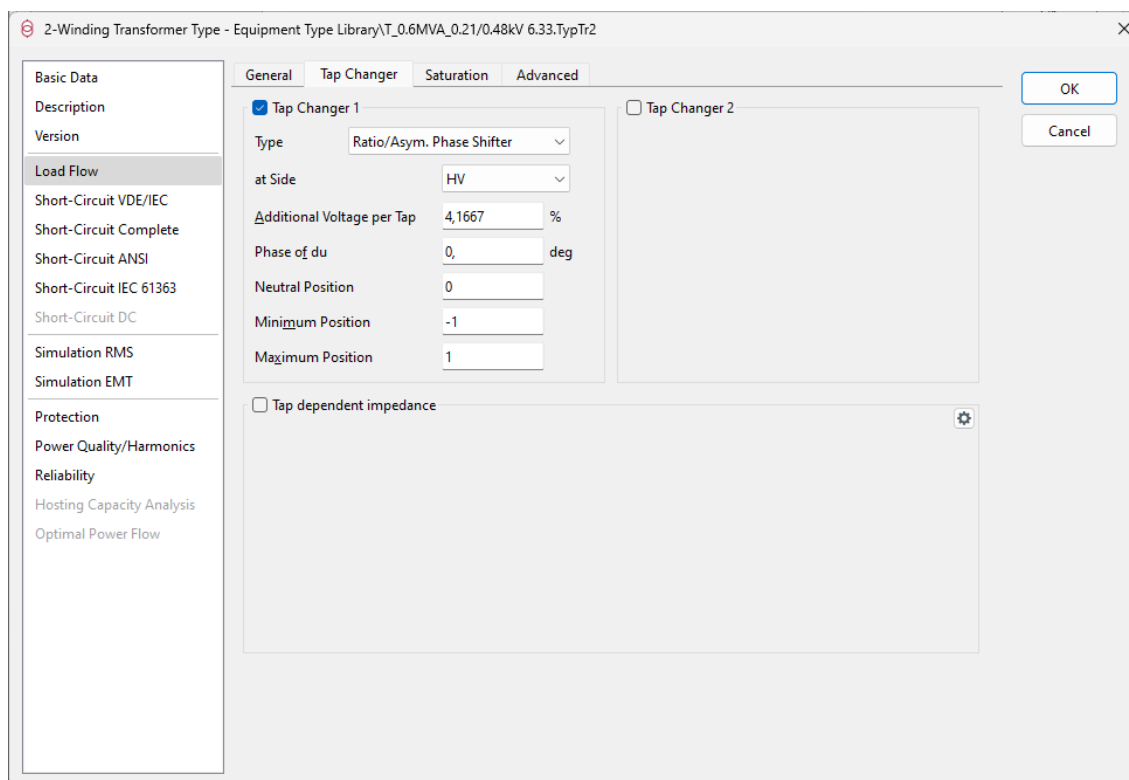


Figura 2.63. Parametrización en software PowerFactory – Simulation RMS

Transformador – Sistema Híbrido

Para la conexión de las baterías y el sistema fotovoltaico a la red de 13,8 kV se utiliza un único transformador cuyas características se describen en la Tabla 2.28.

Tabla 2.28. Parámetros eléctricos – Transformador – Sistema Híbrido

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia aparente nominal	7,5	MVA
Potencia aparente enfriamiento forzado	10	MVA
Frecuencia nominal	60	Hz
Relación de transformación	13,8/34,5	kV
Grupo de conexión	YNyn0d1	-
Impedancia @7,5MVA	6,48	%
TAPS	±2 x 2,5%	-
Pérdidas en el cobre	34,5	kW
Corriente en vacío	0,19	%
Pérdidas en vacío	9,99	kW

La placa del transformador no proporciona información alguna de las pérdidas, por lo cual los parámetros más importantes para su modelación se presentan en la Figura 2.64, y de

igual manera se utilizaron datos típicos de régimen transitorio, los cuales se presentan en la Figura 2.65.

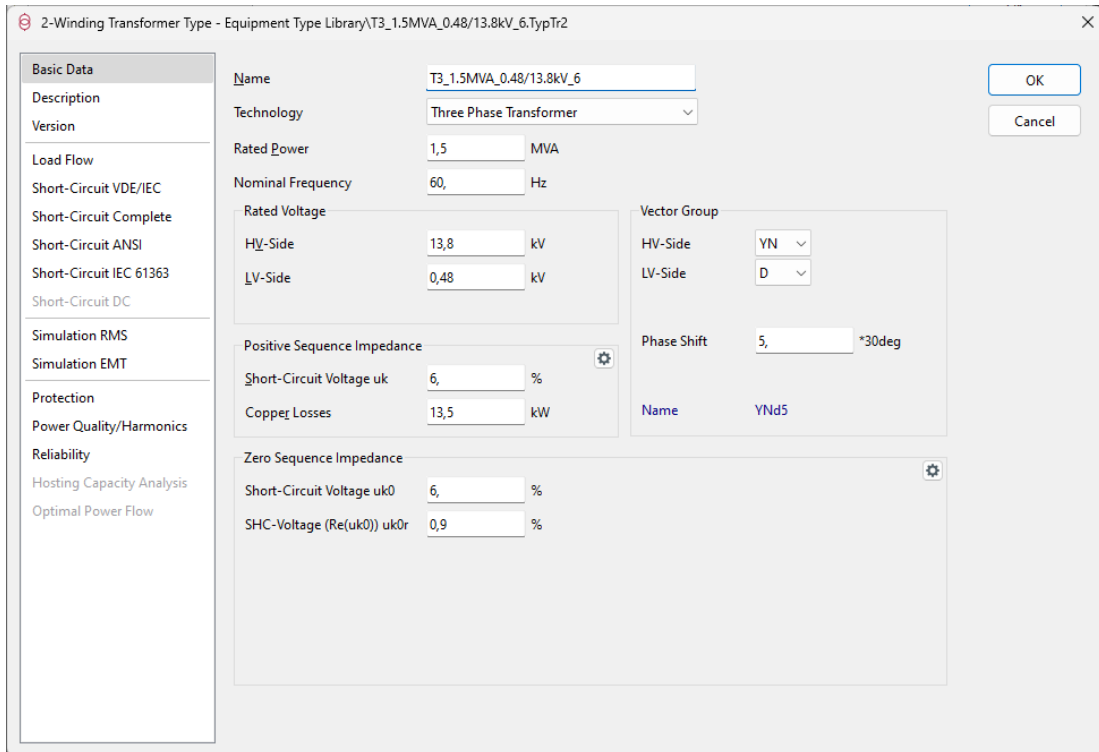


Figura 2.64. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data

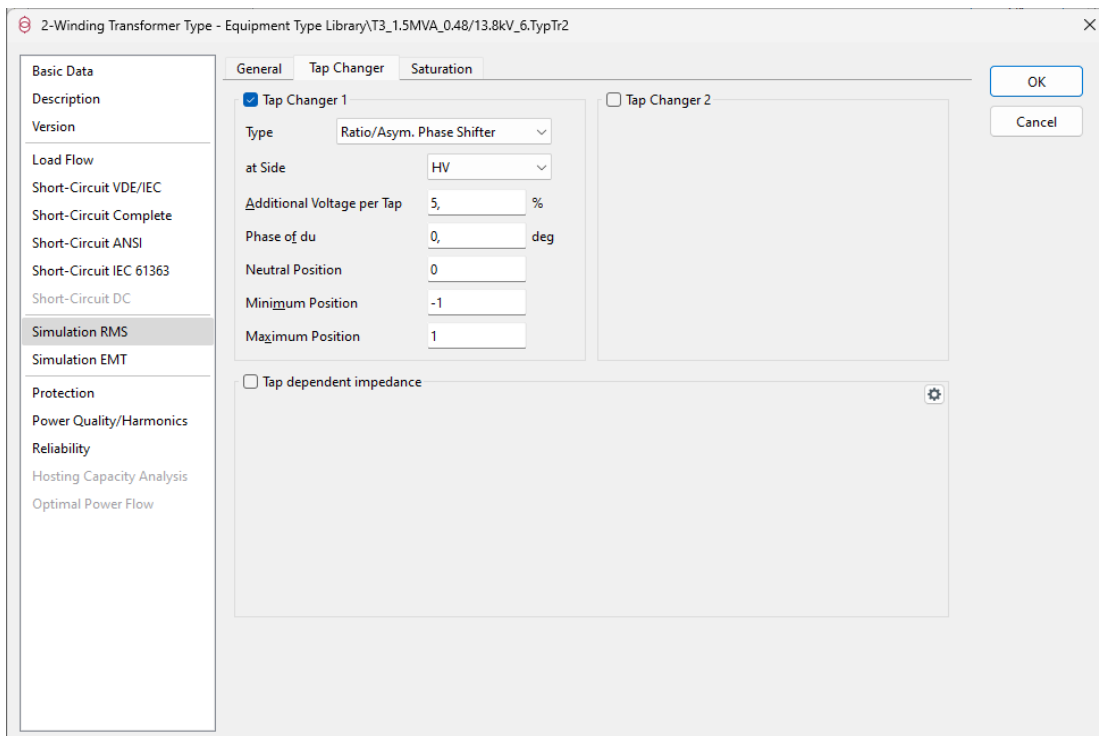


Figura 2.65. Parametrización en software PowerFactory – Simulation RMS

Transformador – Aerogenerador – UNISON 750 kW

Para acondicionar el voltaje del del aerogenerador de Baltra, se utiliza un único transformador, las características se describen en la Tabla 2.29.

Tabla 2.29. Parámetros eléctricos – Transformador – Aerogenerador – UNISON 750 kW

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia aparente nominal	0,9	MVA
Frecuencia nominal	60	Hz
Relación de transformación	0,69/13,8 kV	kV
Grupo de conexión	Dyn1	-
Impedancia	6,28	%
TAPS	±2 x 2,5%	-
Pérdidas en el cobre	8,1	kW
Pérdidas en vacío	2,3	kW

La placa del transformador no proporciona información alguna sobre las pérdidas, por lo cual los parámetros más importantes para su modelación se presentan en la Figura 2.66, y de igual manera se utilizaron datos típicos de régimen transitorio, los cuales se presentan en la Figura 2.67.

Figura 2.66. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data – Aerogenerador

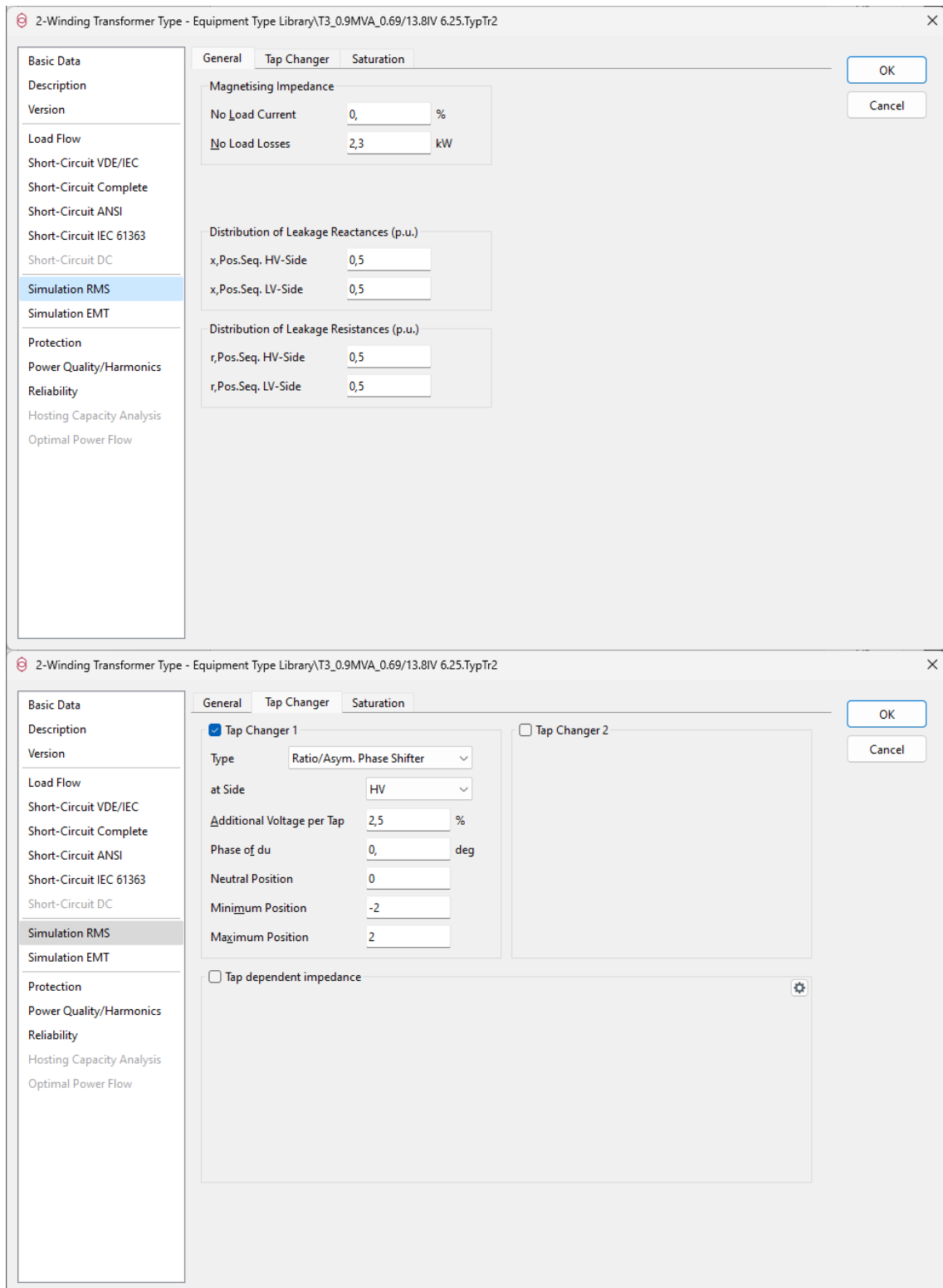


Figura 2.67. Parametrización en software PowerFactory – Basic Data – Aerogenerador

2.4.6. Líneas de Trasmisión

Línea de Subtransmisión Baltra – Santa Cruz 34,5 kV

La línea de subtransmisión entre las subestaciones de Baltra y de Santa Cruz está conformada por seis tramos detallados a continuación e ilustrados en la Figura 2.68



Figura 2.68. Línea de subtransmisión Santa Cruz- Baltra

En la isla Santa Cruz:

- Un tramo aéreo.
- Un tramo subterráneo.
- Un tramo submarino entre las islas.

En la isla Baltra:

- Un tramo subterráneo.
- Un tramo aéreo.
- Un tramo aéreo compartido con la línea del parque eólico Baltra y la línea del parque fotovoltaico Baltra.

A continuación, en la Tabla 2.30, se describen los parámetros con los que se modela la sección aérea de la línea de subtransmisión en la isla Santa Cruz. Además de mostrarse en la Figura 2.69. Además, los parámetros del conductor 250 MCM ACAR 15/4.

Tabla 2.30. Parámetros eléctricos de la Línea de Subtransmisión: Tramo SCX – aéreo

Parámetro	Valor	Unidad
Tipo	ACAR 250 MCM	-

Sección	126,68	mm ²
Peso	248,05	kg/km
Resistencia DC a 20 ^o	0,234	Ω/km
Intensidad máxima admisible	12000	A
Frecuencia	60	Hz
Nivel de voltaje	34,5	kV
Nº Conductores por fase	1	U
Longitud	19,61	km
Corriente nominal	419	A

Figura 2.69. Parametrización en software PowerFactory de la Línea de Subtransmisión:
Tramo SCX – aéreo

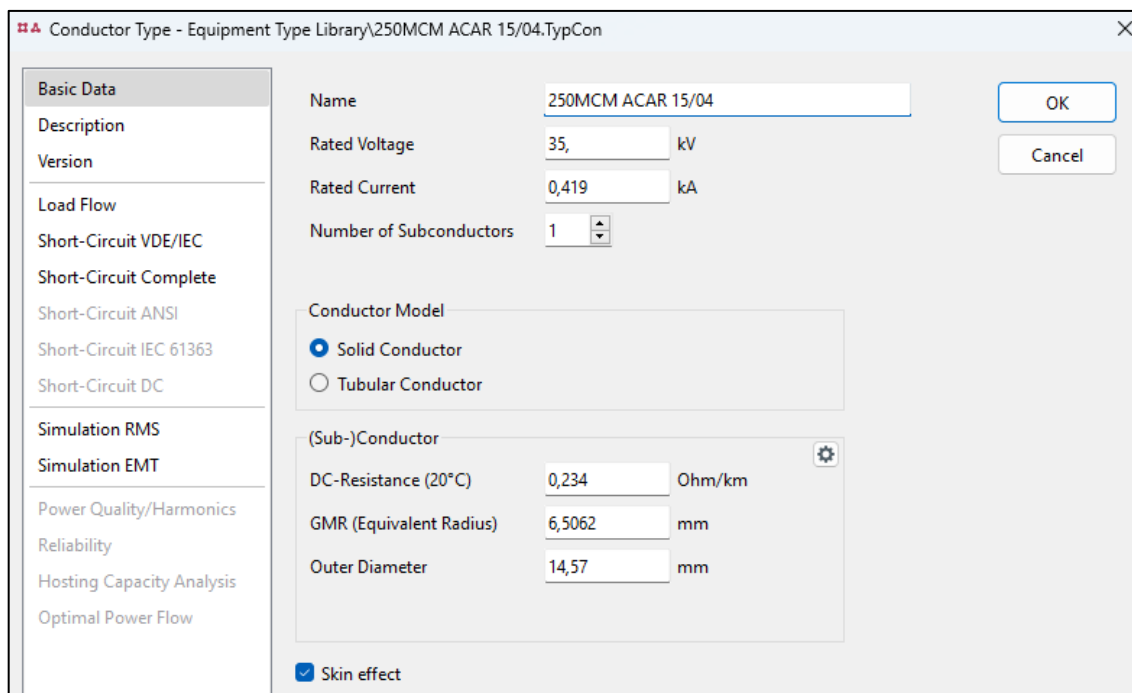


Figura 2.70. Parametrización en software PowerFactory del conductor de la Línea de Subtransmisión: Tramo SCX – aéreo

A continuación, en la Tabla 2.31, se describen los parámetros con los que se modela la sección subterránea de la línea de subtransmisión en la isla Santa Cruz.

Tabla 2.31. Parámetros eléctricos de la Línea de Subtransmisión: Tramo SCX – subterráneo

Parámetro	Valor	Unidad
Tipo	RHV	-
Sección	120	mm ²
Peso	7450	kg/km
Resistencia DC a 20°	0,253	Ω/km
Intensidad máxima admisible	11300	A
Frecuencia	60	Hz
Nivel de voltaje	34,5	kV
Nº Conductores por fase	1	U
Longitud	20,69	km
Corriente nominal	230	A

En la Figura 2.71 se muestra la parametrización básica de la línea de transmisión, y en la Figura 2.72 se muestra la disposición del arreglo de conductores que conforman la línea subterránea.

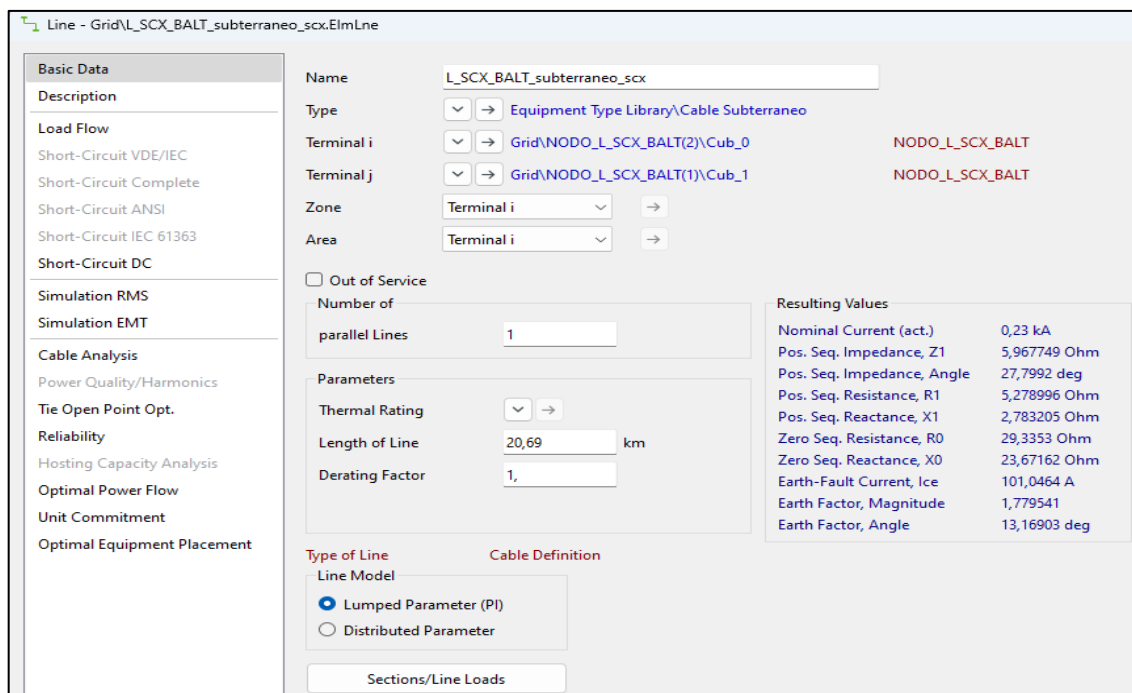


Figura 2.71. Parametrización en software PowerFactory de la Línea de Subtransmisión: Tramo SCX – subterráneo

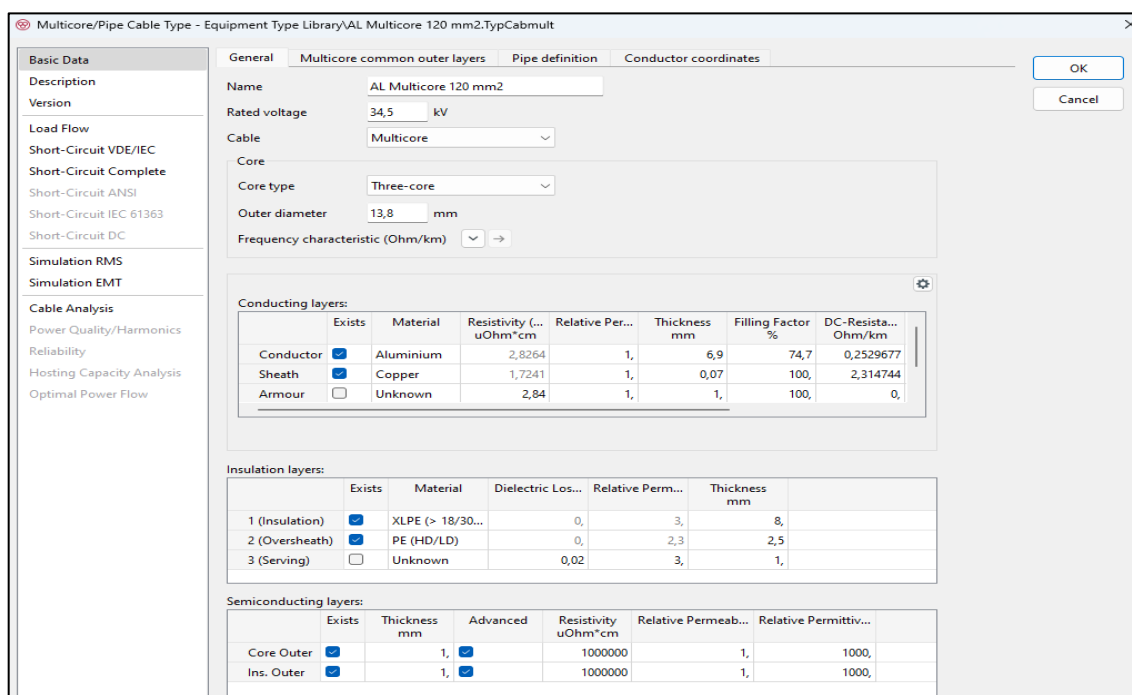


Figura 2.72. Parametrización en software PowerFactory del conductor de la Línea de Subtransmisión: Tramo SCX – subterráneo

A continuación, en la Tabla 2.32, se describen los parámetros con los que se modela la sección submarina de la línea de subtransmisión entre las islas.

Tabla 2.32. Parámetros eléctricos de la Línea de Subtransmisión: Tramo submarino

Parámetro	Valor	Unidad
Tipo	Cable Tripolar	-
Sección	95	mm ²
Peso	216,16	kg/km
Resistencia DC a 20°	0,1856	Ω/km
Intensidad máxima admisible	13484	A
Frecuencia	60	Hz
Nivel de voltaje	34,5	kV
Nº Conductores por fase	1	U
Longitud	0,67	km
Corriente nominal	328	A

En la Figura 2.73 se observa la parametrización básica de la línea de transmisión, y en la Figura 2.74 se muestra la disposición del arreglo de conductores que conforman la línea subterránea.

Figura 2.73. Parametrización en software PowerFactory de la Línea de Subtransmisión: Tramo submarino

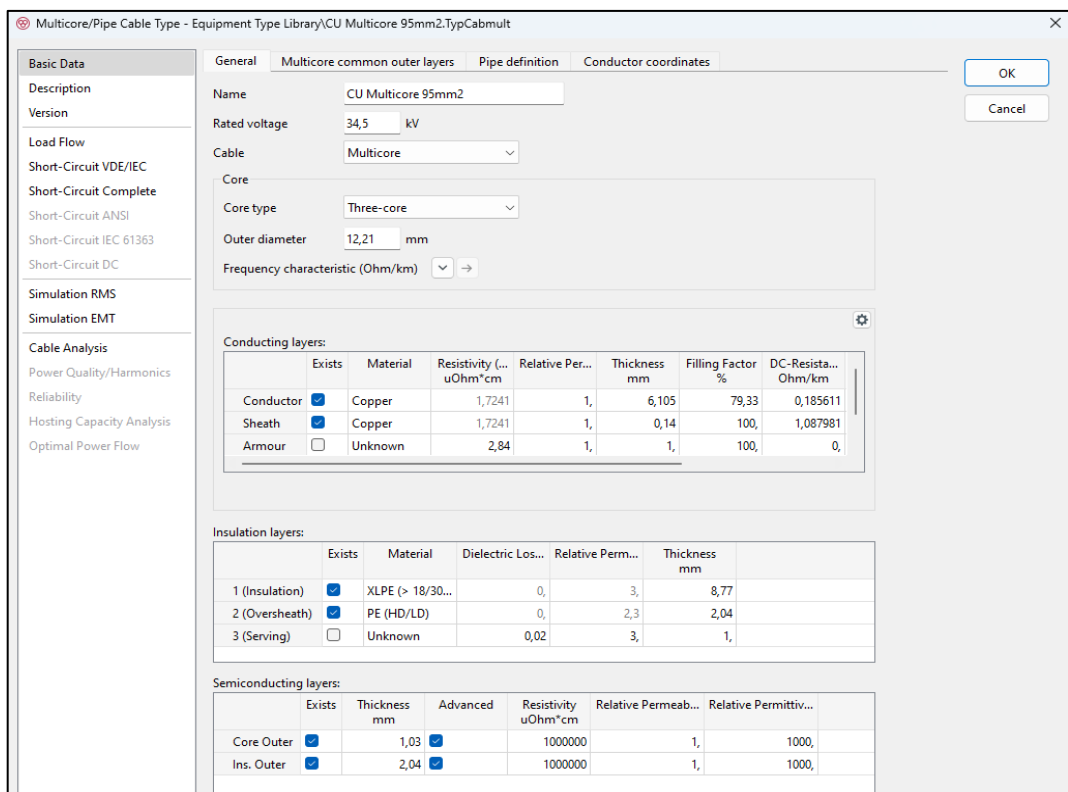


Figura 2.74. Parametrización en software PowerFactory del conductor de la Línea de Subtransmisión: Tramo submarino

A continuación, en la Tabla 2.33, se describen los parámetros con los que se modela la sección subterránea de la línea de subtransmisión en la isla Baltra.

Tabla 2.33. Parámetros eléctricos de la Línea de Subtransmisión: Tramo Baltra – subterráneo

Parámetro	Valor	Unidad
Tipo	Cable Tripolar	-
Sección	95	mm ²
Peso	216,16	kg/km
Resistencia DC a 20°	0,1856	Ω/km
Intensidad máxima admisible	13484	A
Frecuencia	60	Hz
Nivel de voltaje	34,5	kV
Nº Conductores por fase	1	U
Longitud	0,1	km
Corriente nominal	328	A

En la Figura 2.75 se detalla la parametrización básica de la línea de transmisión, y en la Figura 2.76 se muestra la disposición del arreglo de conductores que conforman la línea subterránea.

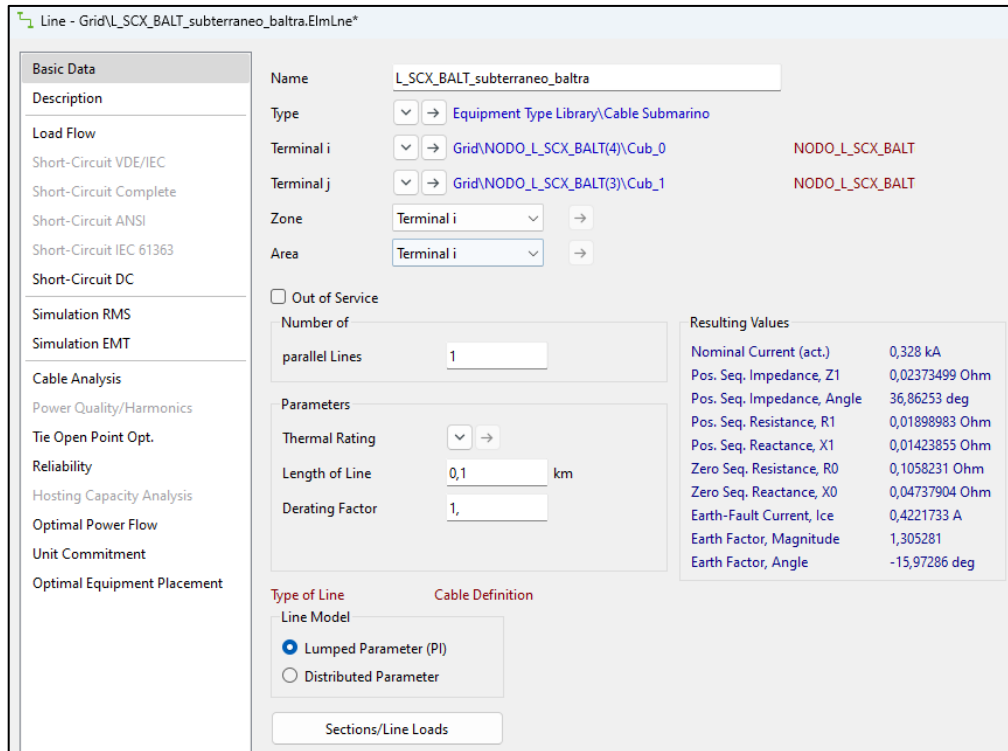


Figura 2.75. Parametrización en software PowerFactory de la Línea de Subtransmisión: Tramo Baltra – subterráneo

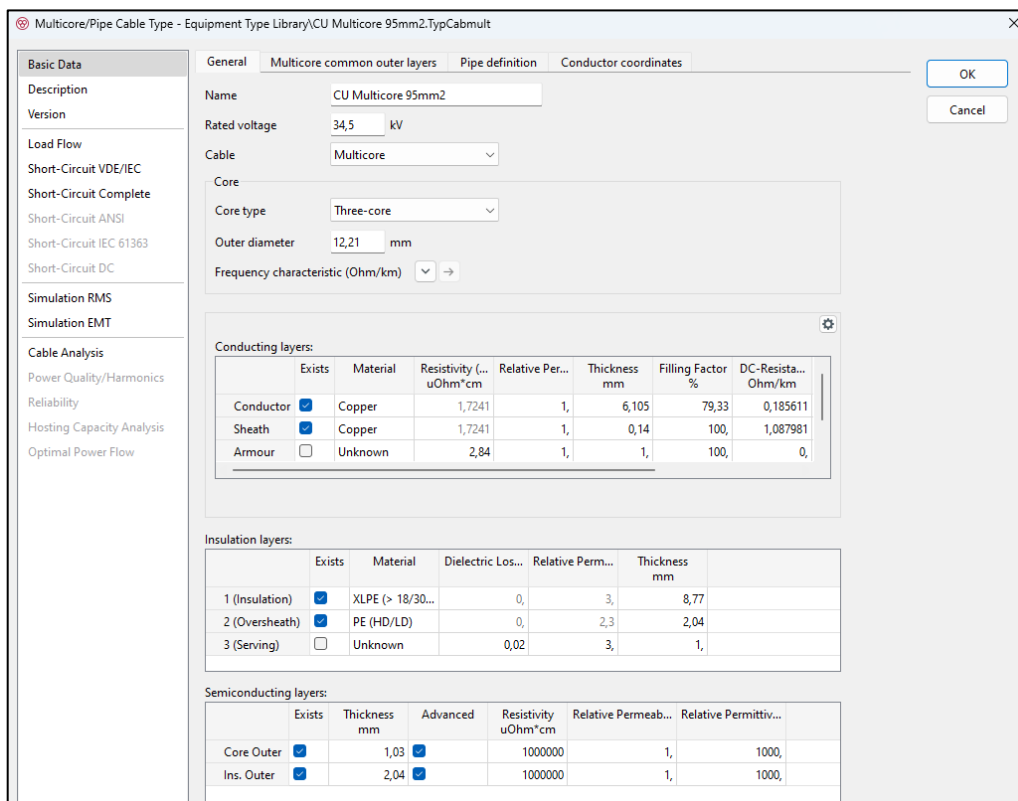


Figura 2.76. Parametrización en software PowerFactory del conductor de la Línea de Subtransmisión: Tramo Baltra – subterráneo

En la Tabla 2.34, se describen los parámetros con los que se modela la sección aérea de la línea de subtransmisión en la isla Baltra.

Tabla 2.34. Parámetros eléctricos de la Línea de Subtransmisión: Tramo Baltra – aéreo

Parámetro	Valor	Unidad
Tipo	ACAR 250 MCM	-
Sección	126,68	mm ²
Peso	248,05	kg/km
Resistencia DC a 20°	0,234	Ω/km
Intensidad máxima admisible	12000	A
Frecuencia	60	Hz
Nivel de voltaje	34,5	kV
N° Conductores por fase	1	U
Longitud	6,1	km
Corriente nominal	419	A

En la Figura 2.77 se detalla la parametrización básica de la línea de transmisión, y en la Figura 2.78 se muestra la disposición del arreglo de conductores que conforman la línea aérea.

Figura 2.77. Parametrización en software PowerFactory de la Línea de Subtransmisión: Tramo Baltra – aéreo

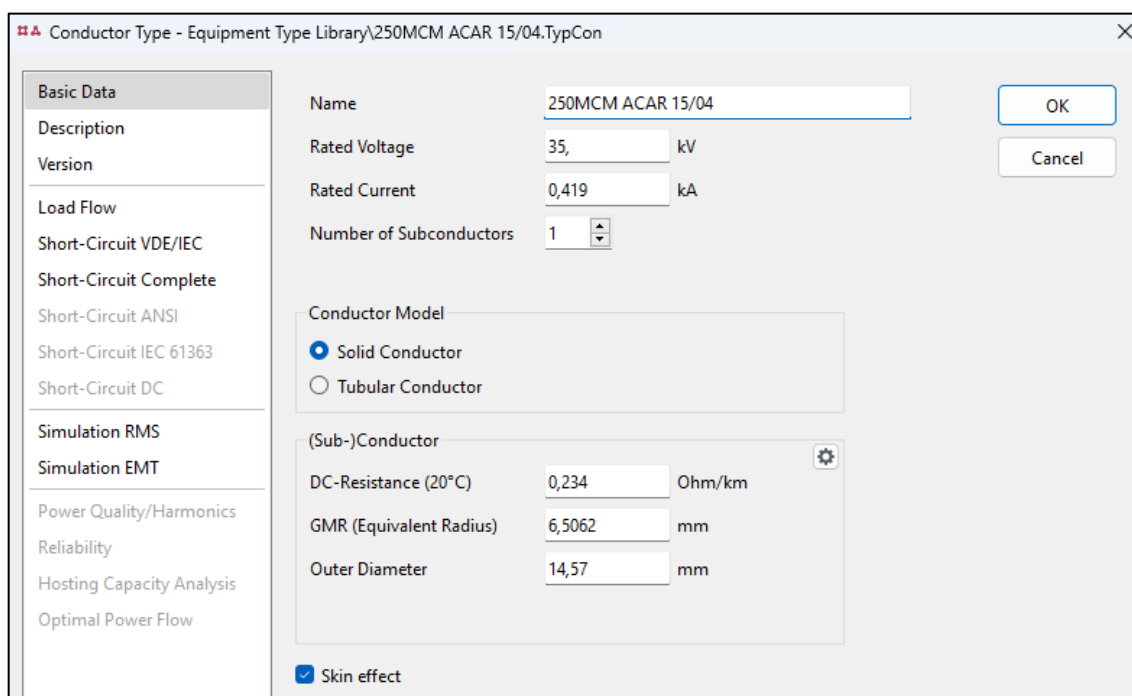


Figura 2.78. Parametrización en software PowerFactory del conductor de la Línea de Subtransmisión: Tramo Baltra – aéreo

A continuación, en la Tabla 2.35, se describen los parámetros con los que se modela la sección aérea compartida de la línea de subtransmisión en la isla Baltra.

Tabla 2.35. Parámetros eléctricos de la Línea de Subtransmisión: Tramo Baltra – aéreo compartido

Parámetro	Valor	Unidad
Tipo	ACAR	-
Sección	126,68	mm ²
Peso	248,05	kg/km
Resistencia DC a 20 ^o	0,234	Ω/km
Intensidad máxima admisible	12000	A
Frecuencia	60	Hz
Nivel de voltaje	34,5	kV
Nº Conductores por fase	1	U
Longitud	1,88	km
Corriente nominal	419	A

En la Figura 2.79 se observa la parametrización básica de la línea de transmisión, y en la Figura 2.80 se muestra la disposición del arreglo de conductores que conforman la línea aérea compartida.

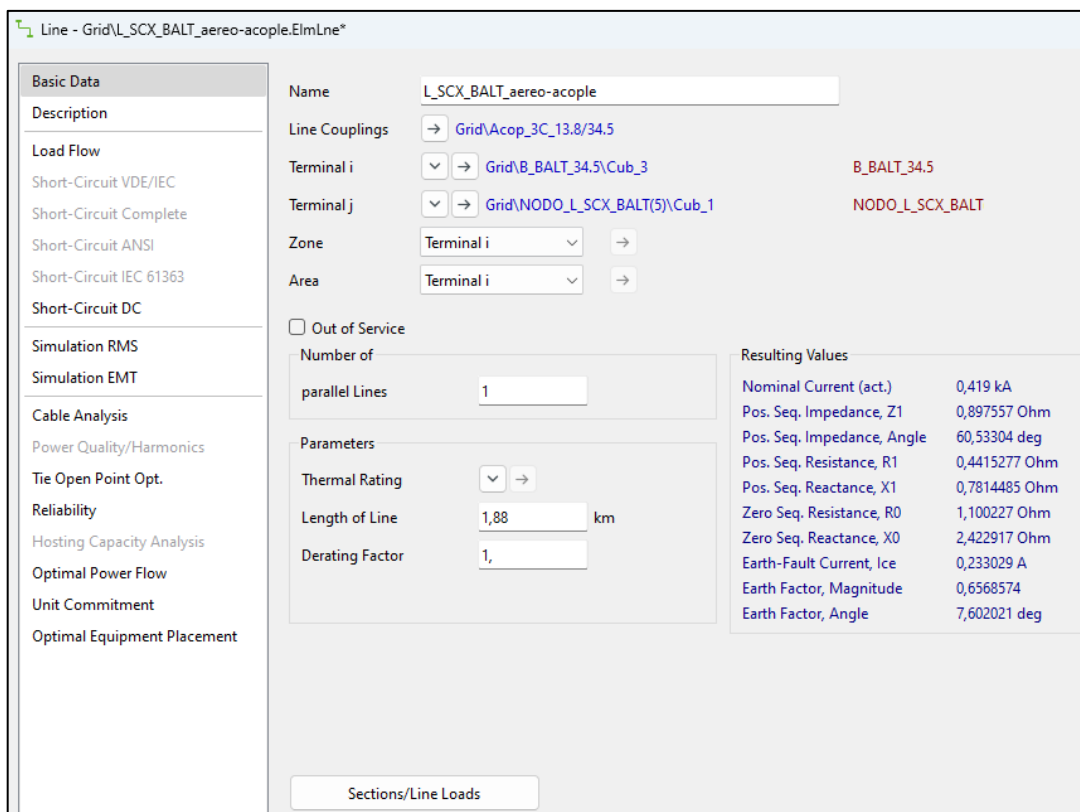


Figura 2.79. Parametrización en software PowerFactory de la Línea de Subtransmisión: Tramo Baltra – aéreo compartido

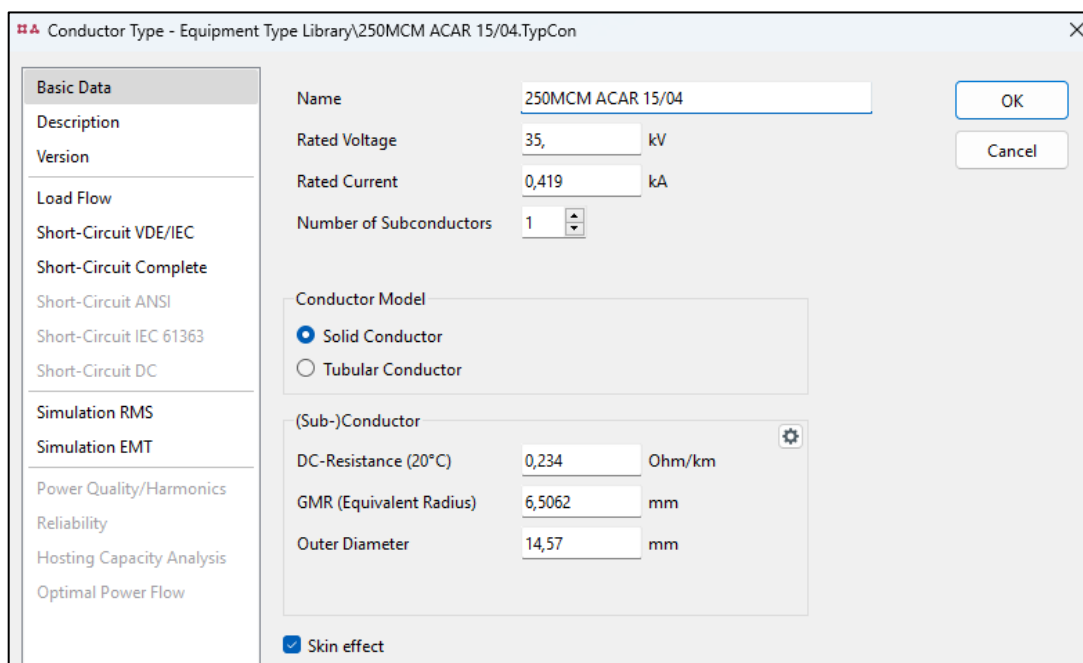


Figura 2.80. Parametrización en software PowerFactory del conductor de la Línea de Subtransmisión: Tramo Baltra – aéreo compartido

Línea de la Central Fotovoltaica Santa Cruz

La línea con la que se conecta la central fotovoltaica Santa Cruz a la subestación eléctrica se conforma por un tramo aéreo y uno subterráneo. A continuación, en la Tabla 2.36, se describen los parámetros con los que se modela la sección aérea de la línea.

Tabla 2.36. Parámetros eléctricos – Línea aérea de la Central Fotovoltaica

Parámetro	Valor	Unidad
Tipo	ACSR	-
Sección	62,39	mm ²
Peso	216,16	kg/km
Resistencia DC a 20°	0,5347	Ω/km
Intensidad máxima admisible	8000	A
Frecuencia	60	Hz
Nivel de voltaje	13,8	kV
Nº Conductores por fase	1	U
Longitud	0,4	km
Corriente nominal	242	A

En la Figura 2.81 se muestra la parametrización básica de la línea de transmisión, y en la Figura 2.82, se muestra la disposición del arreglo de conductores que conforman la línea aérea compartida.

Figura 2.81. Parametrización en software PowerFactory – Modelo Línea aérea de la Central Fotovoltaica

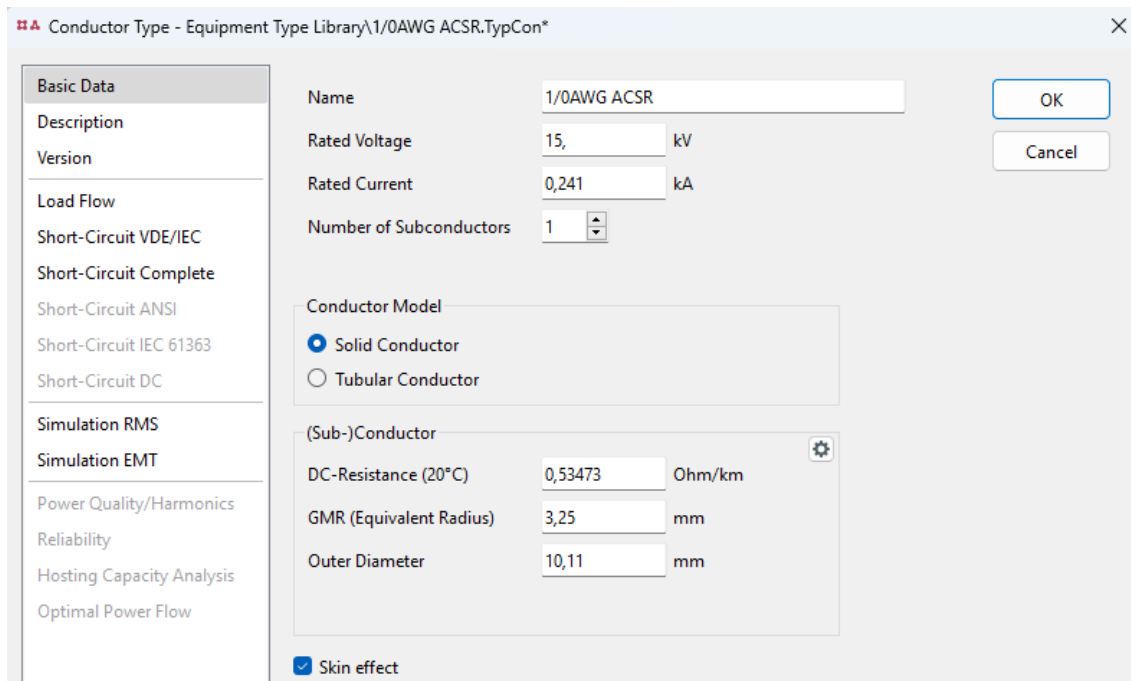


Figura 2.82. Parametrización en software PowerFactory – Tipo de Línea subterránea Central Fotovoltaica

A continuación, en la Tabla 2.37, se describen los parámetros con los que se modela la sección subterránea de la línea.

Tabla 2.37. Parámetros eléctricos – Línea subterránea Central Fotovoltaica

Parámetro	Valor	Unidad
Tipo	XLPE	-
Sección	53,51	mm ²
Peso	1022	kg/km
Resistencia DC a 20°	0,3287	Ω/km
Intensidad máxima admisible	7620	A
Frecuencia	60	Hz
Nivel de voltaje	13,8	kV
Nº Conductores por fase	1	U
Longitud	0,3	km
Corriente nominal	200	A

En la Figura 2.83 se detalla la parametrización básica de la línea de transmisión, y en la Figura 2.84, se muestra la disposición del arreglo de conductores que conforman la línea subterránea.

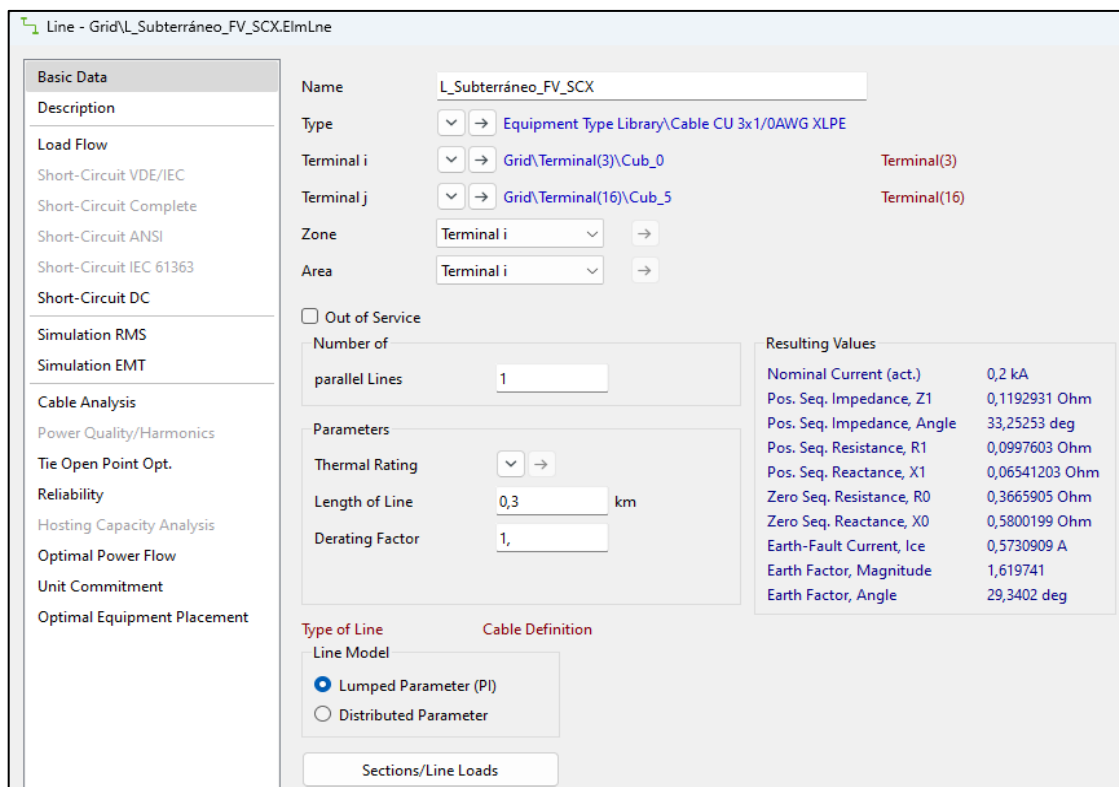


Figura 2.83. Parametrización en software PowerFactory – Modelo Línea subterránea Central Fotovoltaica

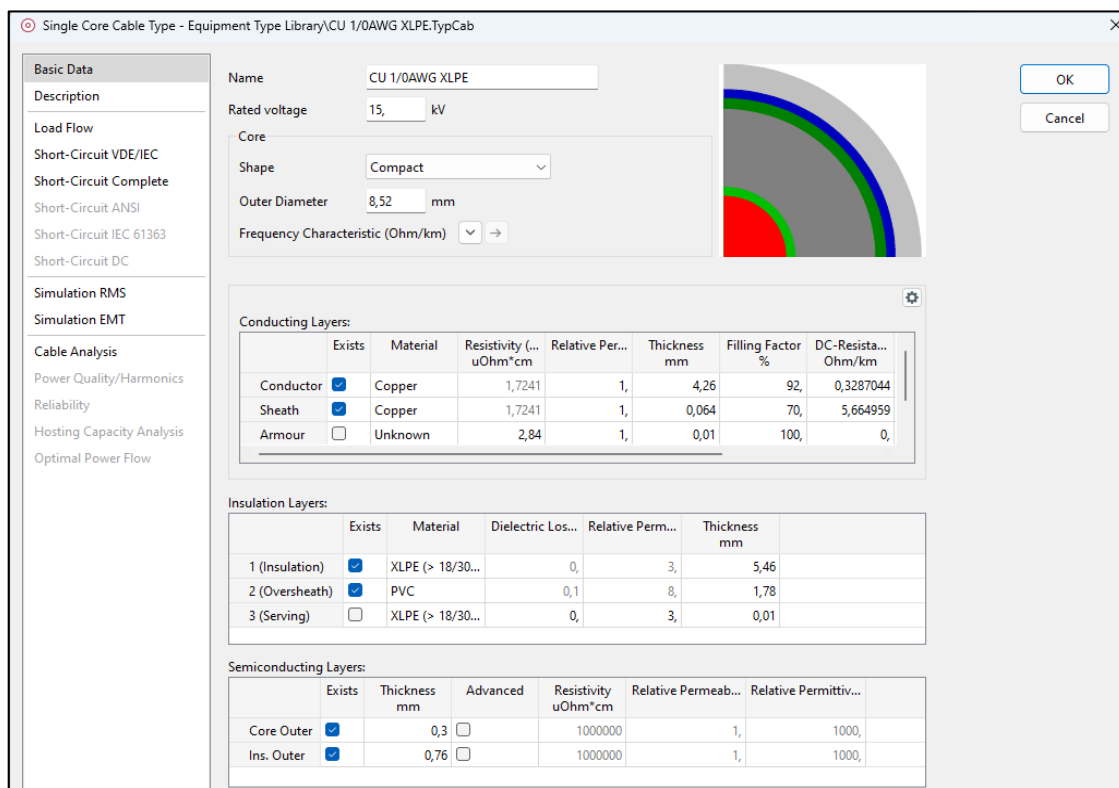


Figura 2.84. Parametrización en software PowerFactory – Tipo de Línea subterránea Central Fotovoltaica

Línea del Parque Eólico Baltra

La línea con la que se conecta el parque eólico Baltra a la subestación eléctrica de Baltra se conforma por un tramo aéreo y uno subterráneo. A continuación, en la Tabla 2.38, se describen los parámetros con los que se modela la sección aérea de la línea.

Tabla 2.38. Parámetros eléctricos – Línea aérea del Parque Eólico

Parámetro	Valor	Unidad
Tipo	ACAR	-
Sección	85,02	mm ²
Peso	216,16	kg/km
Resistencia DC a 20°	0,3607	Ω/km
Intensidad máxima admisible	12000	A
Frecuencia	60	Hz
Nivel de voltaje	13,8	kV
Nº Conductores por fase	1	U
Longitud	1,88	km
Corriente nominal	327	A

En la Figura 2.85 se ilustra la parametrización básica de la línea de transmisión, y en la Figura 2.86, se muestra la disposición del arreglo de conductores que conforman la línea aérea.

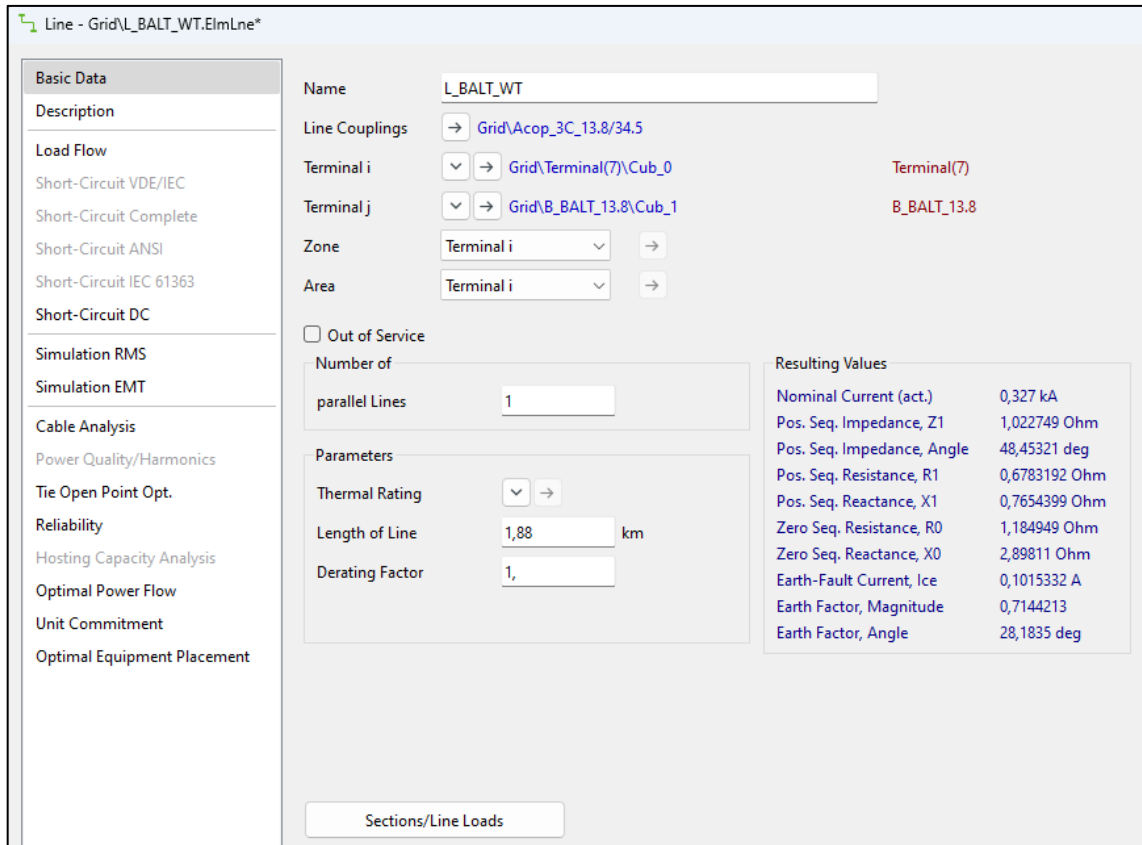


Figura 2.85. Parametrización en software PowerFactory – Modelo Línea aérea de la Central Fotovoltaica

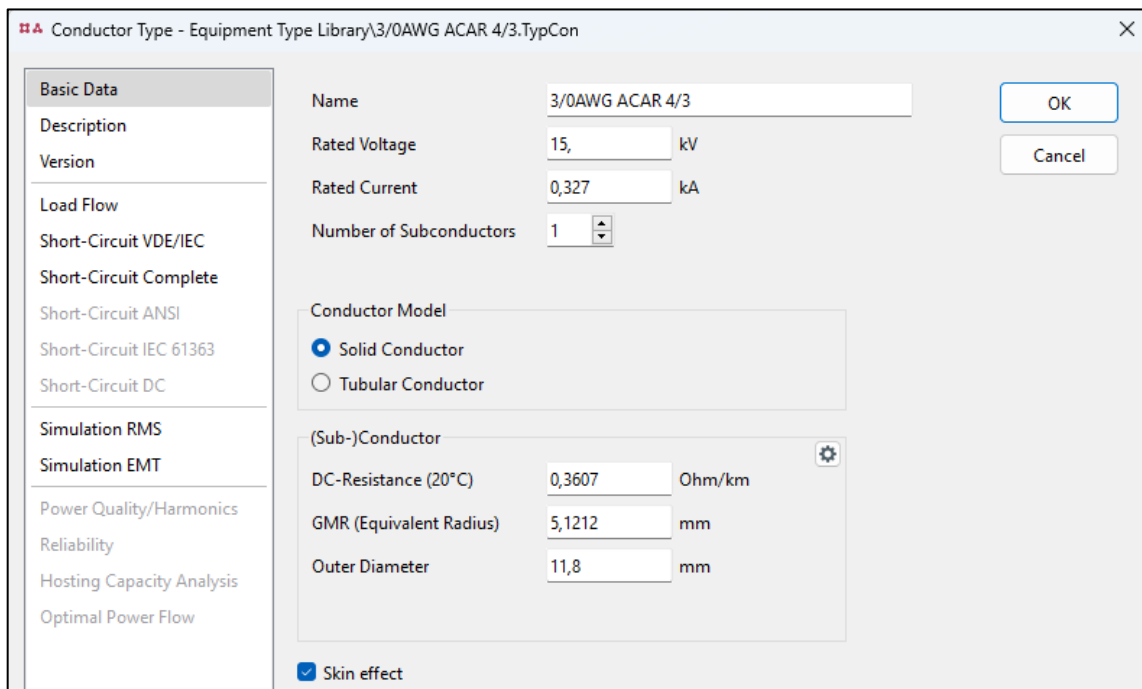


Figura 2.86. Parametrización en software PowerFactory – Tipo de Línea subterránea Central Fotovoltaica

Línea de la Central Fotovoltaica Baltra

La línea con la que se conecta el parque fotovoltaica Baltra a la subestación eléctrica de Baltra se conforma por un tramo aéreo. A continuación, en la Tabla 2.39, se describen los parámetros con los que se modela la sección aérea de la línea.

Tabla 2.39. Parámetros eléctricos – Línea aérea Central Fotovoltaica Baltra

Parámetro	Valor	Unidad
Tipo	ACAR	-
Sección	85,02	mm ²
Peso	216,16	kg/km
Resistencia DC a 20°	0,3607	Ω/km
Intensidad máxima admisible	12000	A
Frecuencia	60	Hz
Nivel de voltaje	13,8	kV
Nº Conductores por fase	1	U
Longitud	1,88	km
Corriente nominal	327	A

En la Figura 2.87 se muestra la parametrización básica de la línea de transmisión, y en la Figura 2.88, se muestra la disposición del arreglo de conductores que conforman la línea aérea.

Figura 2.87. Parametrización en software PowerFactory – Modelo Línea aérea - Central Fotovoltaica

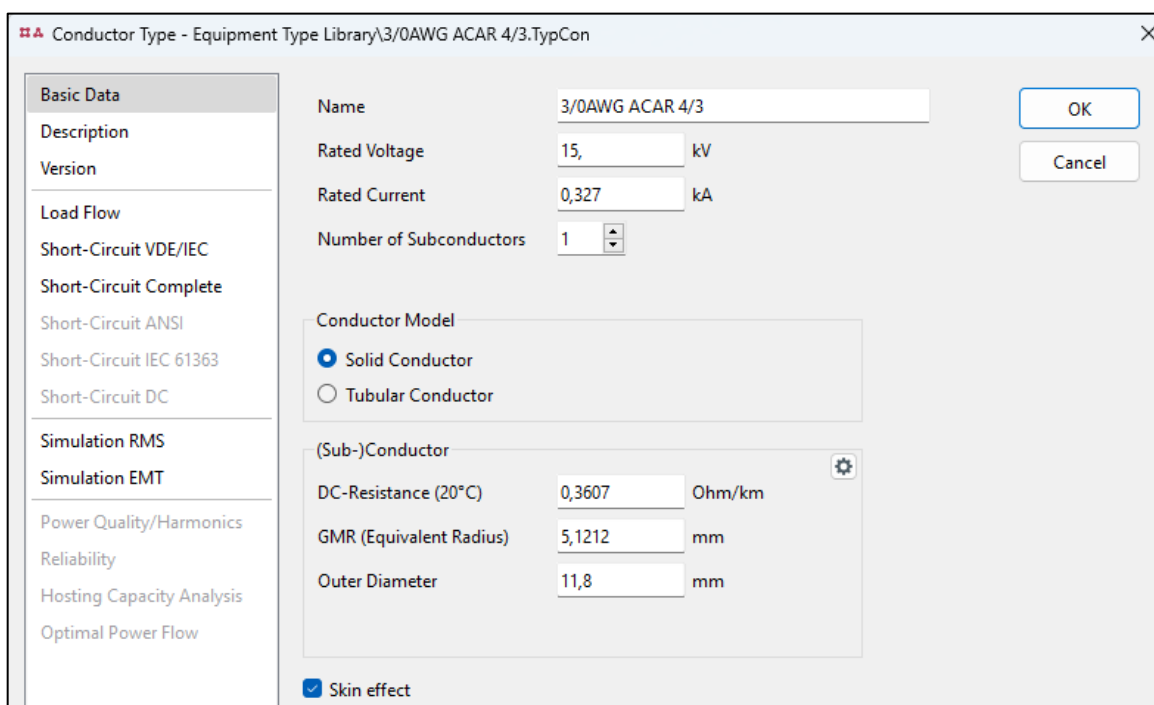


Figura 2.88. Parametrización en software PowerFactory – Tipo de Línea aérea - Central Fotovoltaica

2.4.7. Alimentadores

Con la ayuda de la depuración y tratamiento de datos que se le día a cada data de los alimentadores, reemplazando los datos atípicos, se tienen los datos más adecuados para saber cuánto potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) es demandada por cada alimentador de la microrred Baltra – Santa Cruz [156].

SCX - Alimentador 1

En la Tabla 2.40 se resumen los consumos mensuales del alimentador 1 de la isla Santa Cruz.

Tabla 2.40. Características de consumo por fase - Alimentador 1 [kW][kVAR]

Mes	Demanda	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Mes	Demanda	Potencia Activa	Potencia Reactiva
Ene	Min	758,69	310,69	Abr	Min	927,28	327,3
	Media	1082,61	370,35		Media	1339,79	404,65
	Max	1358,27	434,61		Max	1674,55	483,87
Feb	Min	880,24	313,43	May	Min	775,12	325,81
	Media	1298,77	390,88		Media	1113,69	393,03
	Max	1606,84	468,72		Max	1438,6	470,18
Mar	Min	937,3	315,28	Jun	Min	716,41	317,6
	Media	1413,93	408,11		Media	1028,4	375,22

	Max	1766,01	493,62		Max	1334,1	441,42
Jul	Min	695,12	309,3	Oct	Min	633,48	292,29
	Media	1002,11	367,58		Media	932,62	347,19
	Max	1302,34	434,36		Max	1246,34	406,98
Ago	Min	656,32	294,03	Nov	Min	640,83	274,33
	Media	976,62	356,52		Media	926,98	330,92
	Max	1304,8	421,55		Max	1209,44	394,85
Sep	Min	648,83	295,82	Dec	Min	783,81	336,39
	Media	920,17	345,74		Media	1129,94	393,01
	Max	1225,32	405,62		Max	1470,83	450,58

SCX - Alimentador 2 y Alimentador 3

En la Tabla 2.41 se detallan los consumos mensuales del alimentador 2 de la isla Santa Cruz, mientras que, en la Tabla 2.42 se presenta el resumen de los consumos del alimentador 3.

Tabla 2.41. Características de consumo por fase - Alimentador 2 [kW][kVAR]

Mes	Demanda	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Mes	Demanda	Potencia Activa	Potencia Reactiva
Ene	Min	689,35	315,52	Abr	Min	902,39	348,21
	Media	964,35	379,26		Media	1294,35	427,6
	Max	1196,56	439,8		Max	1587,23	498,18
Feb	Min	832,95	351,18	May	Min	754,5	336,09
	Media	1153,97	408,15		Media	1066,62	405,73
	Max	1386	470,71		Max	1307,09	470,24
Mar	Min	898,98	356,94	Jun	Min	647,88	311,2
	Media	1260,76	426,35		Media	906,09	372,74
	Max	1518,26	493,58		Max	1137,04	432,22
Jul	Min	609,84	298,47	Oct	Min	582,5	281,5
	Media	867,34	361,12		Media	829,05	341,86
	Max	1110,69	419,63		Max	1079,03	404,95
Ago	Min	599,53	290,18	Nov	Min	593,36	301,7
	Media	855,47	346,44		Media	834,11	363,2
	Max	1105,78	409,61		Max	1085,04	425,29
Sep	Min	581,64	280,43	Dec	Min	694,7	335,26
	Media	832,84	338,47		Media	1000,3	402,28
	Max	1084,74	398,22		Max	1257,99	468,07

Tabla 2.42. Características de consumo por fase - Alimentador 3 [kW][kVAR]

Mes	Demanda	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Mes	Demanda	Potencia Activa	Potencia Reactiva
Ene	Min	799,79	297,57	Abr	Min	815,37	305,87
	Media	941,52	347,36		Media	976,2	364,23
	Max	1170,18	395,59		Max	1223,07	401,06
Feb	Min	817,09	300,83	May	Min	791,65	306,75
	Media	994,8	365,37		Media	938,68	364,71
	Max	1224,32	413,39		Max	1173,35	411,74
Mar	Min	824,21	309,87	Jun	Min	831,84	306,44
	Media	1029,73	372,42		Media	962,86	357,36
	Max	1253,61	416,12		Max	1181,31	402,53
Jul	Min	847,11	312,13	Oct	Min	763,43	257,49
	Media	973,34	356,73		Media	914,73	322,56
	Max	1205,28	393,29		Max	1143,21	376,43
Ago	Min	840,98	306,19	Nov	Min	680,72	247,22
	Media	973,08	353,21		Media	838,03	304,19
	Max	1200,45	399,92		Max	1051,29	345,37
Sep	Min	789,37	272,4	Dec	Min	851,97	322,8
	Media	909,01	326,8		Media	1012,16	380,83
	Max	1153,62	368,45		Max	1239,81	438,18

SCX - Alimentador 4

En la Tabla 2.43 se resumen los consumos mensuales del alimentador 4 de Santa Cruz.

Tabla 2.43. Características de consumo por fase - Alimentador 4 [kW][kVAR]

Mes	Demanda	Potencia Activa	Potencia Reactiva
Enero	Min	586,07	271,91
	Media	794,87	312,40
	Max	975,34	369,47
Febrero	Min	690,12	288,59
	Media	953,88	335,56
	Max	1133,68	392,96
Marzo	Min	722,85	296,79
	Media	1021,53	349,58
	Max	1195,10	407,33
Abril	Min	585,85	267,93
	Media	788,52	311,90
	Max	961,75	367,18
Mayo	Min	539,59	256,53

	Media	720,40	299,17
	Max	894,92	355,17
Junio	Min	531,27	250,44
	Media	717,77	290,13
	Max	895,37	349,40
Julio	Min	517,30	243,34
	Media	702,51	282,53
	Max	899,03	340,02
Agosto	Min	496,35	236,40
	Media	684,96	273,71
	Max	882,79	334,90
Septiembre	Min	483,22	222,08
	Media	665,39	260,19
	Max	856,14	321,58
Octubre	Min	475,33	218,13
	Media	658,32	257,96
	Max	848,47	319,81
Noviembre	Min	484,52	246,99
	Media	661,32	283,68
	Max	841,24	342,16
Diciembre	Min	563,09	258,67
	Media	777,57	302,47
	Max	973,69	359,26

SCX - Alimentador 5

En la Tabla 2.44 se resumen los consumos mensuales del alimentador 5 de Santa Cruz.

Tabla 2.44. Características de consumo por fase - Alimentador 5 [kW][kVAR]

Mes	Demanda	Potencia Activa	Potencia Reactiva
Enero	Min	97,95	39,37
	Media	126,95	48,23
	Max	164,78	59,87
Febrero	Min	106,79	39,41
	Media	141,01	49,57
	Max	179,95	62,48
Marzo	Min	108,01	41,18
	Media	147,97	51,40
	Max	188,45	63,22
Abril	Min	102,74	39,64
	Media	139,23	49,93
	Max	174,77	62,54

Mayo	Min	103,16	41,76
	Media	128,84	51,55
	Max	172,03	65,45
Junio	Min	106,01	45,55
	Media	128,51	54,54
	Max	171,42	67,34
Julio	Min	107,00	46,55
	Media	131,35	57,47
	Max	179,99	71,09
Agosto	Min	103,67	44,08
	Media	128,25	53,94
	Max	176,22	67,81
Septiembre	Min	103,47	42,80
	Media	128,22	52,40
	Max	175,18	65,30
Octubre	Min	100,48	40,11
	Media	126,76	50,99
	Max	175,97	65,72
Noviembre	Min	88,76	35,09
	Media	114,33	44,49
	Max	153,56	57,39
Diciembre	Min	115,96	49,42
	Media	148,46	62,84
	Max	194,77	80,15

Baltra – Alimentador DAC

En la Tabla 2.45 se resumen los consumos mensuales del alimentador DAC de Baltra.

Tabla 2.45. Características de consumo por fase - Alimentador DAC [kW][kVAR]

Mes	Demanda	Potencia Activa	Potencia Reactiva
Enero	Min	53,01	0,86
	Media	80,24	18,24
	Max	121,66	51,98
Febrero	Min	67,79	4,97
	Media	96,53	22,48
	Max	140,97	51,80
Marzo	Min	54,78	1,93
	Media	73,81	12,91
	Max	120,50	44,61
Abril	Min	65,68	5,73

	Media	95,21	21,70
	Max	141,58	48,80
Mayo	Min	49,14	-0,14
	Media	76,63	16,08
	Max	118,51	47,13
Junio	Min	50,05	0,62
	Media	73,76	15,67
	Max	110,14	46,00
Julio	Min	55,26	1,99
	Media	76,25	15,01
	Max	107,51	41,95
Agosto	Min	53,15	0,64
	Media	76,46	15,23
	Max	107,16	40,66
Septiembre	Min	54,66	-0,47
	Media	70,84	11,91
	Max	89,61	32,56
Octubre	Min	56,97	0,65
	Media	72,20	12,18
	Max	97,07	34,17
Noviembre	Min	55,21	3,86
	Media	69,40	15,36
	Max	89,21	40,60
Diciembre	Min	61,23	2,61
	Media	85,72	17,75
	Max	121,62	45,32

Baltra - Alimentador FAE

En la Tabla 2.46 se resumen los consumos mensuales del alimentador FAE de Baltra.

Tabla 2.46. Características de consumo por fase – Alimentador FAE [kW][kVAR]

Mes	Demanda	Potencia Activa	Potencia Reactiva
Enero	Min	7,16	0,39
	Media	14,82	1,07
	Max	23,05	2,44
Febrero	Min	7,04	0,83
	Media	14,73	1,42
	Max	20,87	2,49
Marzo	Min	8,91	0,83
	Media	18,02	2,56
	Max	27,72	4,27

Abril	Min	11,47	0,23
	Media	17,97	1,35
	Max	22,24	2,42
Mayo	Min	4,09	0,54
	Media	8,35	0,81
	Max	14,46	1,11
Junio	Min	3,89	0,63
	Media	5,69	0,86
	Max	9,11	0,99
Julio	Min	3,61	0,51
	Media	5,57	0,80
	Max	8,81	0,93
Agosto	Min	3,88	0,53
	Media	5,59	0,65
	Max	8,45	0,78
Septiembre	Min	3,61	0,75
	Media	4,99	0,84
	Max	7,14	0,91
Octubre	Min	3,37	0,97
	Media	5,17	1,07
	Max	7,85	1,16
Noviembre	Min	5,75	-0,39
	Media	7,22	0,26
	Max	9,59	0,59
Diciembre	Min	3,93	0,83
	Media	8,03	1,03
	Max	15,81	1,24

Baltra - Alimentador PETROARMADA

En la Tabla 2.47 están los consumos mensuales del alimentador PETROARM. de Baltra.

Tabla 2.47. Características de consumo por fase - Alimentador PETROARM. [kW][kVAR]

Mes	Demanda	Potencia Activa	Potencia Reactiva
Enero	Min	12,49	3,55
	Media	18,32	4,98
	Max	25,08	8,02
Febrero	Min	6,74	4,15
	Media	10,29	4,68
	Max	13,42	5,19
Marzo	Min	19,51	3,76

	Media	26,90	5,28
	Max	35,84	8,56
Abril	Min	8,25	3,74
	Media	11,35	4,29
	Max	13,59	5,01
Mayo	Min	11,95	2,71
	Media	18,15	4,42
	Max	26,25	8,29
Junio	Min	11,72	2,74
	Media	16,54	4,50
	Max	22,41	9,11
Julio	Min	11,29	2,56
	Media	16,26	4,34
	Max	23,00	9,18
Agosto	Min	10,62	3,07
	Media	15,73	5,15
	Max	21,73	10,62
Septiembre	Min	10,39	2,74
	Media	13,82	4,53
	Max	20,18	8,97
Octubre	Min	9,59	2,38
	Media	13,86	4,14
	Max	20,76	8,06
Noviembre	Min	12,73	2,96
	Media	18,74	5,08
	Max	27,88	10,33
Diciembre	Min	12,79	2,81
	Media	19,15	4,54
	Max	27,39	8,65

Una vez armada la base de datos de la microrred Baltra – Santa Cruz, mostrada en la Figura 2.89, se proceden al cálculo de flujos de carga y análisis dinámico para obtener señales de la respuesta del sistema ante contingencias en estado estacionario y estado dinámico, evaluando voltaje, cargabilidad y voltaje, frecuencia y ángulo respectivamente. Con estos análisis se obtendrán los parámetros más idóneos para incluir las restricciones eléctricas en el problema de optimización del despacho de la operación en el corto plazo, considerando criterios de seguridad estática y dinámica.

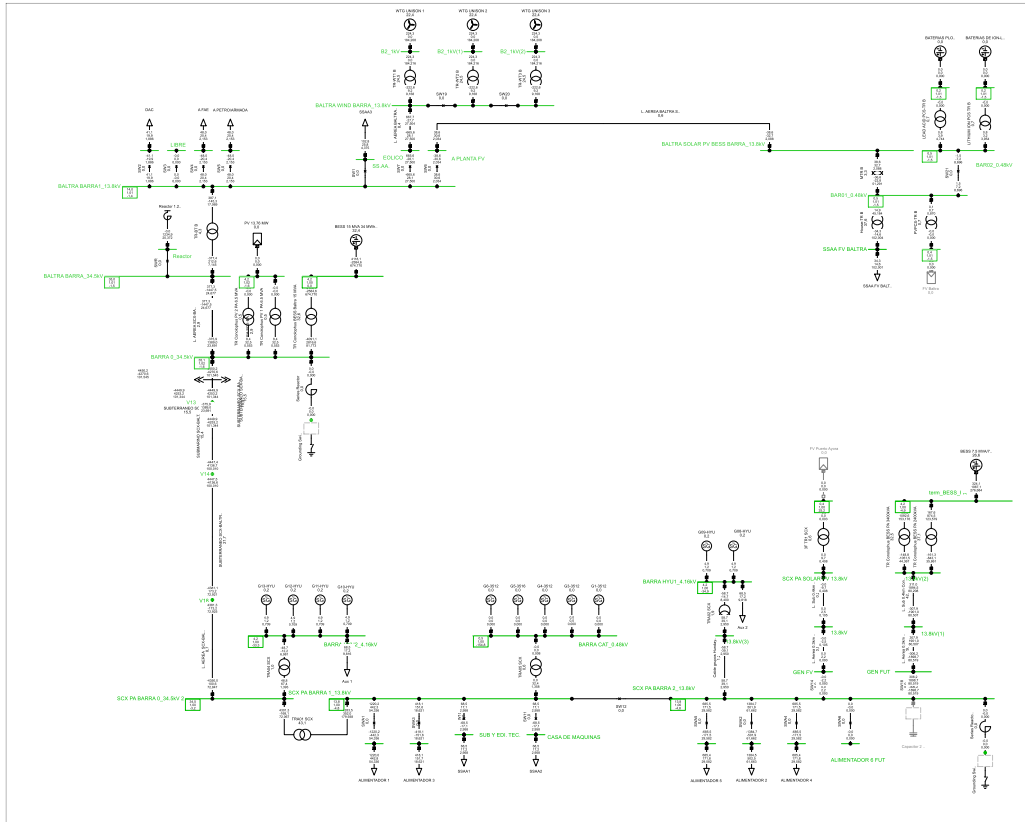


Figura 2.89. Sistema Eléctrico de la Microrred Baltra - Santa Cruz – PowerFactory

2.4.1. Sistemas de Control

2.4.1.1. Control de las Unidades Térmicas

Se modelaron los reguladores de voltaje o Automatic Voltage Regulator (AVR, por sus siglas en inglés) y los reguladores de frecuencia Governor (GOV, por sus siglas en inglés), para ello se tuvo que implementar cada Frame y Composite Model para cada una de las 6 unidades de generación sincrónica. En la Figura 2.90 y en la Figura 2.91 y en la se muestran el Frame y Composite Model respectivamente para el generador Hyundai 13. Este proceso se lo realizó para las diferentes unidades térmicas teniendo en cuenta que los parámetros de cada parámetro del GOV y AVR varían según las características propias de los controladores y las maquinas sincrónicas.

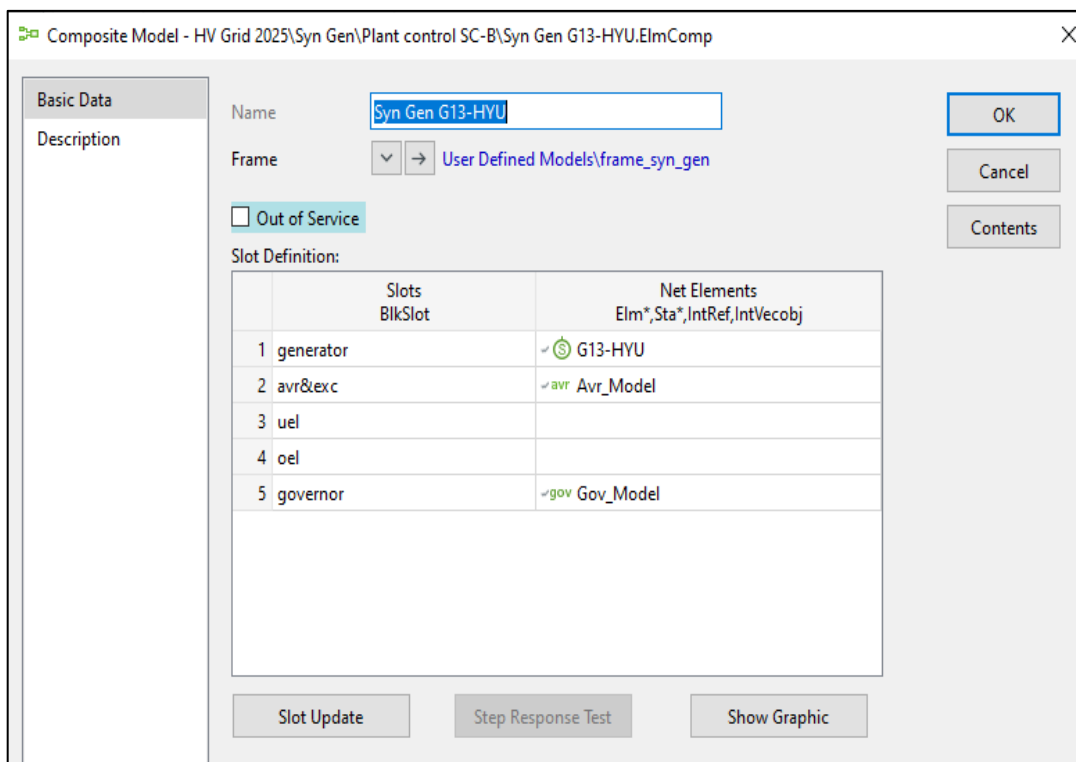


Figura 2.90. Composite Model Sistema de Control – Generador Sincrónico G13-HYU

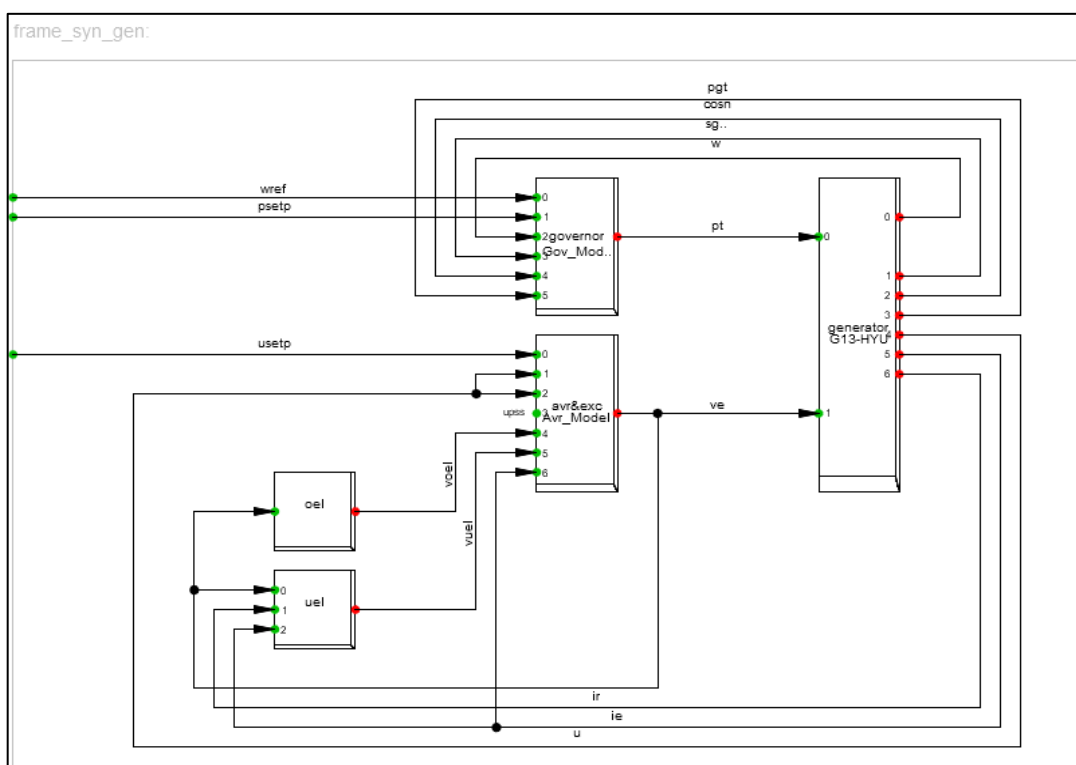


Figura 2.91. Frame Sistema de Control – Generador Sincrónico G13-HYU

2.4.1.2. Control de las Unidades Eólicas

Para los tres aerogeneradores full converter de la isla Baltra se modelaron sus sistemas de control, su convertidor y sus protecciones, los cuales fueron implementados en el Composite Model que se muestra en la Figura 2.92, además, se modeló el Frame correspondiente, el cual se muestra en la Figura 2.93.

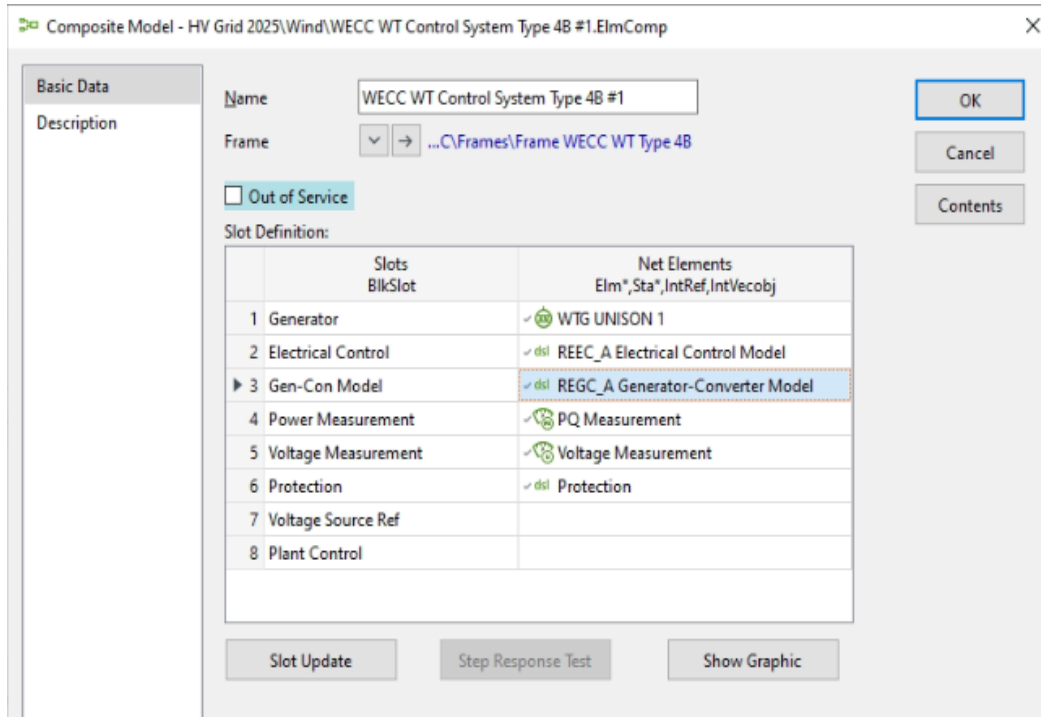


Figura 2.92. Composite Model del Aerogenerador Nro 1 – Baltra

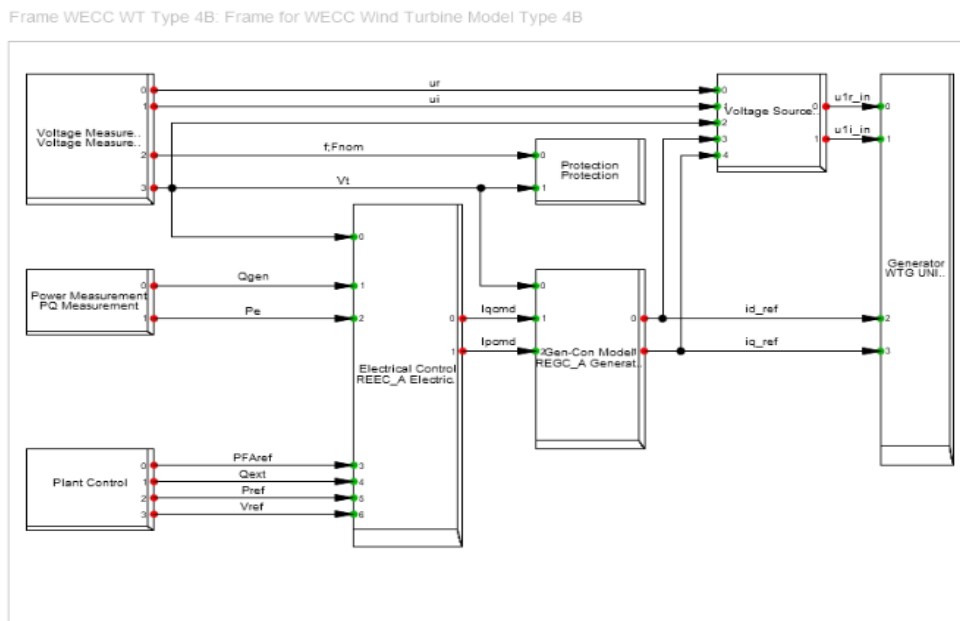


Figura 2.93. Frame Aerogenerador Full Converter Nro.1

2.4.1.3. Control de las Unidades Fotovoltaicas

Se modelaron los sistemas de control y protección para los dos parques fotovoltaicos contemplados en baltra y para el parque fotovoltaico de Puerto Ayora. En la Figura 2.94 se muestra el Composite Model y en la Figura 2.95 se muestra el Frame de la central fotovoltaica de Baltra de 67 kW.

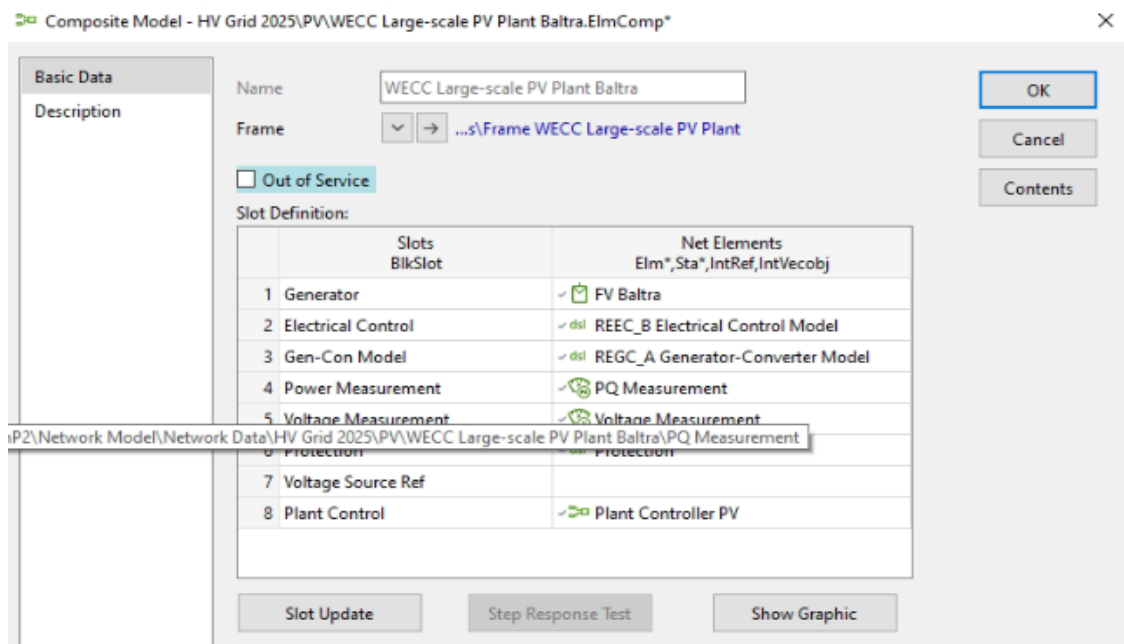


Figura 2.94. Composite Model Planta Fotovoltaica Baltra 67 kW

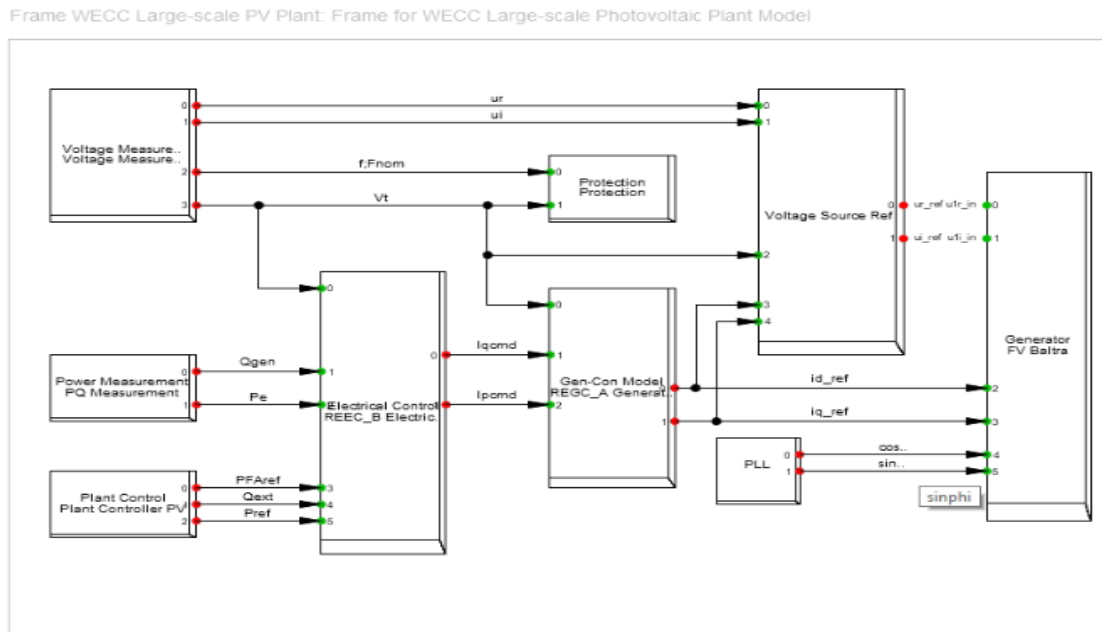


Figura 2.95. Frame Planta Fotovoltaica Baltra 67 kW

2.4.1.4. Control del Sistema de Almacenamiento

Para el caso de los Sistemas de Almacenamiento basados en baterías o BESS se modelaron tres sistemas de control, uno para las baterías de Baltra de plomo – ácido, otro para las baterías de Baltra de Ion – Litio y finalmente dos controles similares para los Megapacks de Baltra y Puerto Ayora. En la Figura 2.96 se muestra el Composite Model del sistema de control de la batería de Ion Litio de Baltra, de igual manera, en la Figura 2.97 se muestra el Frame de dicha batería

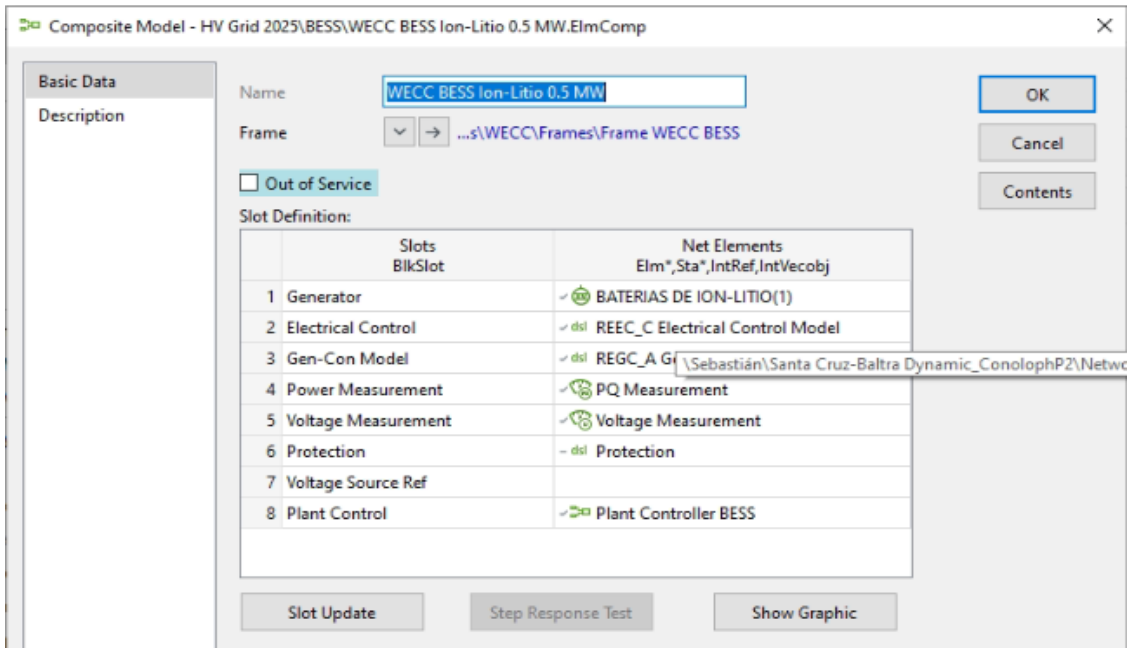


Figura 2.96. Composite Model Batería Ion - Litio Baltra

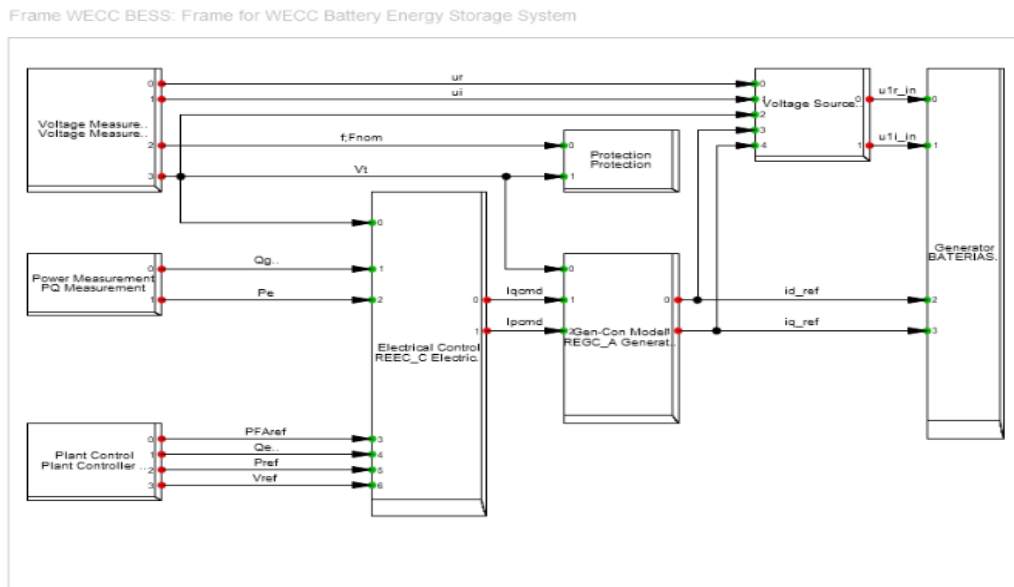


Figura 2.97. Frame Batería Ion - Litio Baltra

Una vez que se modelaron todos los elementos de la microrred Baltra – Santa Cruz y cada uno de los parámetros necesarios para evaluar la estabilidad estacionaria y dinámica es posible reproducir un comportamiento que se acerque lo mejor posible a la realidad, con ello se puede verificar la respuesta del sistema ante varios eventos, lo que permitirá evaluar las limitaciones de la red y plasmarlas como restricciones en el problema de optimización.

2.5. Adecuación del Entorno de las Fuentes del SimSEE

La seguridad operacional de un sistema eléctrico de potencia, especialmente en microrredes, es fundamental para mantener su confiabilidad y estabilidad. Esta idea se basa en la importancia crucial de mantener una regulación precisa y constante de la frecuencia y el voltaje para asegurar una calidad superior de la energía distribuida.

La estabilidad de la frecuencia es crucial en las microrredes, que se caracterizan por la generación de energía principalmente de fuentes renovables intermitentes como la solar fotovoltaica y la eólica. La regulación precisa de la frecuencia es esencial para reducir el riesgo de transitorios y oscilaciones eléctricas, que podrían dañar la integridad de los componentes y dañar los dispositivos electrónicos sensibles. El control de voltaje también se vuelve cada vez más crucial porque es esencial para mantener el voltaje dentro de límites seguros para las operaciones y evitar situaciones de sobrevoltaje o subvoltaje, que podrían disminuir la eficacia de la red.

Además, la seguridad de estos sistemas requiere una gestión exhaustiva de fenómenos como los armónicos y otros aspectos cruciales de la calidad energética. Estos problemas son cruciales porque pueden afectar negativamente el funcionamiento de los equipos electrónicos y provocar interrupciones inesperadas en el suministro de energía. Para reducir los riesgos de cortocircuitos y sobrecargas, aumentar la confiabilidad del sistema y garantizar una provisión de energía óptima dentro de la microrred, es esencial implementar estratégicamente los protocolos de seguridad apropiados [156].

Ante estos obstáculos, se determinó que se deben incorporar estas condiciones de seguridad en el componente de almacenamiento de energía, particularmente en el banco de baterías. La consecuencia de esto es la transformación y optimización de esta pieza, llegando a la creación de una variante más avanzada y eficiente, del actor “Banco de Baterías”, ya existente dentro de las fuentes del SimSEE. Esta innovación representa un avance significativo en la mejora de la eficiencia, la seguridad y la gestión sostenible de la

energía en las microrredes, y se alinea con las tendencias vanguardistas en tecnología de almacenamiento de energía y gestión de recursos renovables [156].

A continuación, se presenta de manera detallada como se modificó el actor para lograr el objetivo de añadir un factor de reserva que guarde la seguridad en la microrred.

2.5.1. Programación en las Fuentes del SimSEE

Para empezar, instalamos Lazarus, un entorno de desarrollo integrado centrado en la programación orientada a objetos utilizando el lenguaje PASCAL. Posteriormente, modificamos la interfaz de Lazarus para que fuera más fácil de usar y accesible para los programadores. Después, descargamos las últimas versiones del software SimSEE para asegurarnos de que su código principal (Trunk) se integre correctamente en la ubicación adecuada dentro del entorno de desarrollo. La Figura 2.98 muestra los detalles exactos de la configuración de la interfaz utilizada, así como la ubicación precisa de los archivos fuente del SimSEE en mi ordenador (ordenador de Sebastián) [156].

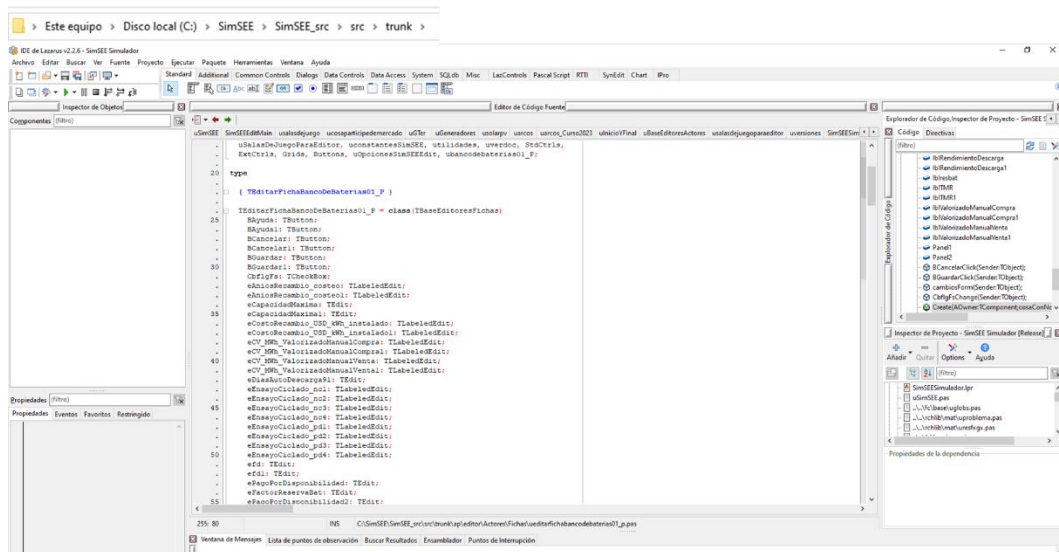


Figura 2.98. Interfaz de Lazarus y Fuentes del SimSEE [156]

Después de comprender completamente el entorno de programación, el siguiente paso fue concentrarnos en modificar un componente específico, en este caso el elemento "ubancodebaterias01" [156].

Las modificaciones realizadas en el componente mencionado se enfocaron en dos objetivos principales:

- Limitar la capacidad de producción de energía de la batería [156].

- Controlar el estado de carga de la batería [156].

Estas acciones se tomaron para asegurarse de que solo una parte de la capacidad energética de la batería se utilizara para satisfacer las necesidades auxiliares de la microrred. Para empezar, implementamos un indicador de estado y una variable para limitar la potencia máxima de la batería [156].

2.5.2. Limitación de la Potencia Generada

Después, duplicamos el elemento 'ubancodebaterias01' y le dimos el nombre 'ubancodebaterias01_P'. Las fichas y tipos relacionadas con esta fuente fueron revisadas y renombradas como resultado de esta acción. Después, se modificó la configuración del actor complementario para agregar dos variables nuevas: 'fReservaBat', que era de tipo NReal, y 'flg_ReservaRotBat', que era una variable booleana. La función de "fReservaBat" es otorgar un porcentaje de reserva específico a una característica específica del actor, mientras que "flg_ReservaRotBat" es un indicador que indica si la reserva está activa o inactiva. Además, se declaró e inicializó estas variables durante la fase de construcción y en la sección de implementación del método "Crear (...)". La Figura 2.99 muestra los detalles y la configuración específicos de este proceso [156].

```

fReservaBat: NReal: //SSJC //REVISADO
flg_ReservaRotBat: boolean: //SSJC
// factor de reserva. Porcentaje de la potencia total del generador que se puede usar como reserva SSJC
(*****)

constructor Create(capa: integer; fecha: TFecha; periodicidad: TPeriodicidad;
  PMax_Gen, PMax_Dem: NReal; ren_Gen, ren_Dem: NReal;
  CapacidadMaxima_MWh: NReal; fd, TMB, TAsesorioCeroqpaS0,
  cv_MWh_ValorizadoManual_Compra, cv_MWh_ValorizadoManual_Venta,
  pagoPorDisponibilidad_USDxMWh, EnsayoCiclado_pdi: NReal;
  EnsayoCiclado_pdi: integer; EnsayoCiclado_pdi: NReal;
  EnsayoCiclado_pdi: integer; CostoReembolso_USD_MWh_instalado: NReal;
  AnioRecambio_costeo: integer; TasaDescuento_costeo: NReal; fReservaBat: double = 0; flg_ReservaRotBat: boolean = false; //SSJC //RE
implementation

constructor TBancoDeBaterias01_P.Create(capa: integer; nombre: string;
  nacimiento, muerte: TFecha; lpdUnidades, lpd: TFichasLFD; nodo: TNode;
  flg_CalcularGradienteDeInversion: boolean; Carga_ini: NReal;
  NDisc_1: integer; flg_ValorizadoManual,
  flg_AplicarRestriccionesHorariasIterando: boolean;
  TomCO2xMWh: NReal; LowCostMustRun, CleanDevelopmentMechanism: boolean;
  xFuenteIdxP: TFuenteAleatoria; xBorneIdxP: string; xFuenteIdxCVE: TFuenteAleatoria;
  xBorneIdxCVE: string;
  fReservaBat: double = 0; flg_ReservaRotBat : boolean = false); //revisado //SSJC

```

Figura 2.99. Declaración de Variables para Reserva [156]

Procedimos a incorporar las variables recientemente definidas en la función "Rec cosa", estableciéndolas como elementos activos desde la versión 247 del software. Para llevar a cabo esta actualización, fue necesario registrar los cambios sugeridos; esto incluyó cambiar el número de versión en las fuentes del SimSEE. Este proceso se realiza a través

del archivo "uversiones". La Figura 2.100 muestra la visualización de estos ajustes y cómo se implementaron [156].

```
function TBancoDeBaterias01_P.Rec: TCosa_RecLnk;
begin
  Result := inherited Rec;
  Result.addCampoDef('Carga_ini', Carga_Ini);
  Result.addCampoDef('NDisco', NDisco);
  Result.addCampoDef('flg_ValorizadoManual', flg_ValorizadoManual, 121);
  Result.addCampoDef('flg_AplicarRestriccionesHorariasIterando',
    flg_AplicarRestriccionesHorariasIterando, 195, 0, 'T');
  Result.addCampoDef('lpd', TCosa(lpd));

  Result.addCampoDef_ref('fuente_idx_cve', TCosa(fuente_idx_cve), Self, 213);
  Result.addCampoDef('nombreBorne_idx_cve', nombreBorne_idx_cve, 213);
  Result.addCampoDef('fReservaBat', fReservaBat, 247); //SSJC //REVISADO 7
  Result.addCampoDef('flg_ReservaRotBat', flg_ReservaRotBat, 247, 0, 'F'); //SSJC 2
end;

VERSION_Simulador_str = '105'; // Incrementar para nueva versión de SimSEE
VERSION_ArchiTexto_str = '247'; // Incrementar para nueva versión de archivo de Sala

(*****Documentación local temporal del cambio:
PORFAVOR SI INTRODUCES CAMBIOS DE VERSION PREOCUPESE DE DOCUMENTARLOS
CON EL SIGUIENTE FORMATO:
AñoMesDiaHoraMinuto.VersionSimSEE.VersionArchivo.USUARIO: Motivo del cambio

Documente a continuación el cambio realizado:
-----ESCRIBA DEBAJO------(inicio cambios)-

202305091141.105.245.rchaer: Se agrega TArco_Curso2023
202305142033.105.246.ssalazar: Se agrega TBancodebaterias01_Curso2023
202305142033.105.247.ssalazar: Se agrega TBancodebaterias01_P
```

Figura 2.100. Declaración de cambios y aumento de versión del software SimSEE [156]

En un proceso paralelo, establecemos el constructor TFichaBancoDeBaterias01_P.Create() para declarar las dos variables mencionadas anteriormente. Posteriormente, agregamos los dos campos correspondientes a la función TFichaBancoDeBaterias01_P.Rec: TCosa_RecLnk. Con esta acción, pudimos establecer la variable clave en las fuentes "PMax_Gen" para limitar la potencia máxima generada por el banco de baterías. Para lograr este objetivo, es fundamental verificar el estado de la bandera durante las etapas de preparación y sorteo. La restricción se aplicará en caso de estar activa según el porcentaje asignado a "freservabat". La Figura 2.101 muestra y explica la implementación específica de esta limitación [156].

```
procedure TBancoDeBaterias01_P.SorteosDelPaso(sortear: boolean);
begin
  CapacidadInstalada_MWh := paUnidades.nUnidades_Instaladas[0] * pa.CapacidadMaxima_MWh;

  if globs.ObligarDisponibilidad_1_or (not sortear) then
    NMaquinasDisponibles := paUnidades.nUnidades_Operativas[0]
  else
    begin
      ActualizarProbabilidadesReparacionYRotura(pa.fd, pa.tmr);
      NMaquinasDisponibles := Sorteos_RepRotUnidades;
    end;
  PMax_Gen := pa.PMax_Gen * NMaquinasDisponibles;
  PMax_Dem := pa.PMax_Dem * NMaquinasDisponibles;
  //writeln('PMax Gen 1 ', PMax_Gen);
  if pa.flg_ReservaRotBat then
    begin
      PMax_Gen := PMax_Gen - PMax_Gen * pa.fReservaBat; //SSJCCCCC
      //writeln('entro')
    end;
  //writeln('PMax Gen 2 ', PMax_Gen);
end;
```

Figura 2.101. Código de la Restricción de Generación[156]

El siguiente paso en nuestro proceso es modificar la ficha dinámica para registrar los porcentajes de reserva. Nos dirigimos a la unidad 'ueditarfichabancodebaterias01_P' para lograrlo. Es necesario realizar cambios en el diseño del formulario en esta sección. Como se muestra en la Figura 2.102, esto implica la incorporación de dos etiquetas, además de un cuadro de estado y un cuadro de texto. El estado de la bandera se muestra en el cuadro de estado, mientras que el valor de "freservabat" se muestra en el cuadro de texto [156].

Figura 2.102. Factor de Reserva agregado a la Ficha Banco de Baterías 1 [156]

El último paso es ajustar el código de la ficha de parámetros dinámicos. Este ajuste garantizará que el parámetro en cuestión se inicialice en estado inactivo al generar una nueva ficha y que el valor en el cuadro correspondiente sea cero. Además, la implementación de una funcionalidad que garantice la conservación adecuada de los cambios una vez que se realizan y se almacenan es crucial.

2.5.3. Limitador del Estado de Carga de la Batería

Con el objetivo de limitar el estado de carga del actor banco de baterías, se consideró la posibilidad de replicar el funcionamiento de un generador térmico convencional en este escenario específico. La idea era usar una bandera llamada reserva rotante para controlar la carga de la batería, X_Carga. Se llevó a cabo una evaluación de la adición de límites superiores e inferiores a las restricciones del método Simplex. Sin embargo, debido a la naturaleza de una de las variables de estado del actor en cuestión, estas aproximaciones provocaron problemas de convergencia en la optimización. Se verificó que la creación de

un actor de reserva es la forma más efectiva de asegurar la reserva sin alterar la convergencia del Simplex. Este actor debe mantener la reserva necesaria y activar una valoración manual, lo que permite que la reserva intervenga solo en situaciones de fallo. La Figura 2.103 muestra los detalles y la estructura de este actor de reserva [156].

Figura 2.103. Ficha de Parámetros Dinámicos del Actor de Reserva por Seguridad [156]

Es fundamental tener en cuenta que es necesario incorporar el actor actualizado 'ubancodebaterias01_P' en varias unidades del sistema para garantizar una convergencia ideal y sin problemas en el simulador y el editor. A continuación, se proporciona un inventario de todas las unidades que se ajustaron para alcanzar con éxito los objetivos planteados [156].

- uSimSEE.
- SimSEEEeditMain.
- usalasjejuego.
- uGeneradores.
- ulnicioYFinal (declaración de nuevo actor).
- uBaseEditoresActores.

- uversiones.
- SimSEESimulador.
- uestados.
- ubancodebaterias01.
- ueditarfichabancodebaterias01.
- uActores.
- uglobs [156].

En la fase final del proceso, se implementaron nodos y arcos auxiliares para replicar de manera precisa las restricciones operativas de la red eléctrica. Estos componentes incluyeron coeficientes de eficiencia para representar las pérdidas en las líneas de transmisión y peajes simbólicas para simular una jerarquía en la utilización de fuentes de energía renovable. Es importante destacar que el coeficiente de reserva se calculó utilizando los resultados del análisis eléctrico realizado en PowerFactory. Esta metodología permitió que ambos programas informáticos funcionaran juntos, lo que permitió obtener un despacho energético óptimo que tenga en cuenta tanto las restricciones de seguridad en condiciones estacionarias como dinámicas.

2.6. Interacción PowerFactory – SimSEE

Únicamente después de modelar de la mejor manera el sistema en ambos programas de simulación es posible empezar a plantear la propuesta de interacción, esta metodología parte de un caso base o inicial. Este caso base comienza con la obtención de un despacho de energía por fuente de generación inicial, el cual es encontrado tras resolver el problema de optimización estocástica dinámica multivariante en el Software SimSEE.

Este proceso se realizó para la estacionalidad fría y cálida, con un paso de tiempo horario en donde se pueda visualizar el despacho energético de un día típico en ambas épocas. Una vez se obtengan estos despachos, mediante el uso de Python como orquestador, se cargan dichos despachos en cada una de las unidades de generación de la microrred en el software PowerFactory.

En este software se inicia un proceso iterativo, en el cual se hacen análisis de estabilidad transitoria y estacionaria, evaluando los diferentes criterios de estabilidad, para el caso particular de la presente metodología se evaluó para estado estacionario: voltajes en todas

las barras de la microrred y la cargabilidad en fuentes de generación, líneas de transmisión y transformadores. Y para evaluar la estabilidad transitoria se analizó la respuesta de la frecuencia y voltaje en las barras del sistema.

Para el presente trabajo se consideraron diferentes contingencias en el sistema eléctrico, las cuales puedan dejarlo en estado de emergencia o incluso causar un blackout, analizando el comportamiento de los elementos de la microrred. Se parte analizando el desempeño del sistema ante el despacho inicial del caso base, en caso de ser violada alguna restricción se varía el despacho de las unidades de generación, priorizando las baterías ante las unidades de generación sincrónica, con el objetivo de reducir en la medida de lo posible la generación de gases de efecto invernadero.

El proceso iterativo termina una vez se hayan logrado todos los criterios de estabilidad. Al final de dicho proceso se obtendrán la reserva rotante, es decir qué cantidad de generación termoeléctrica debe estar como reserva para actuar ante alguna solicitud, y, la reserva sintética, es decir qué cantidad de potencia y energía se debe reservar en las baterías ante la posible ocurrencia de un evento no deseado. Este análisis se lo realizó ante la peor contingencia en demanda mínima, media y máxima del sistema eléctrico Baltra – Santa Cruz, con esto se obtienen tres porcentajes de reserva diferentes los cuales pueden ser utilizados en las tres franjas de demanda en el día. Cabe recalcar que el criterio para la selección de los eventos a analizar puede variar dependiendo la confiabilidad que se desee tener en el sistema. Sin embargo, la metodología es aplicable a cualquier variación de criterio de confiabilidad.

Una vez que se tienen los porcentajes de reserva rodante o térmica (en este caso) y sintética o de los sistemas BESS, se ingresan estos parámetros en el actor banco de baterías que participa que va a participar dentro del proceso de optimización, para finalmente optimizar el despacho por última vez, obteniendo la generación por fuente, maximizando la penetración de energías renovables y minimizando el costo total de generación diario. En la Figura 2.104 se presenta el diagrama de flujo de la metodología propuesta para la obtención del despacho energético óptimo de corto plazo considerando restricciones de seguridad, relacionando PowerFactory y SimSEE.

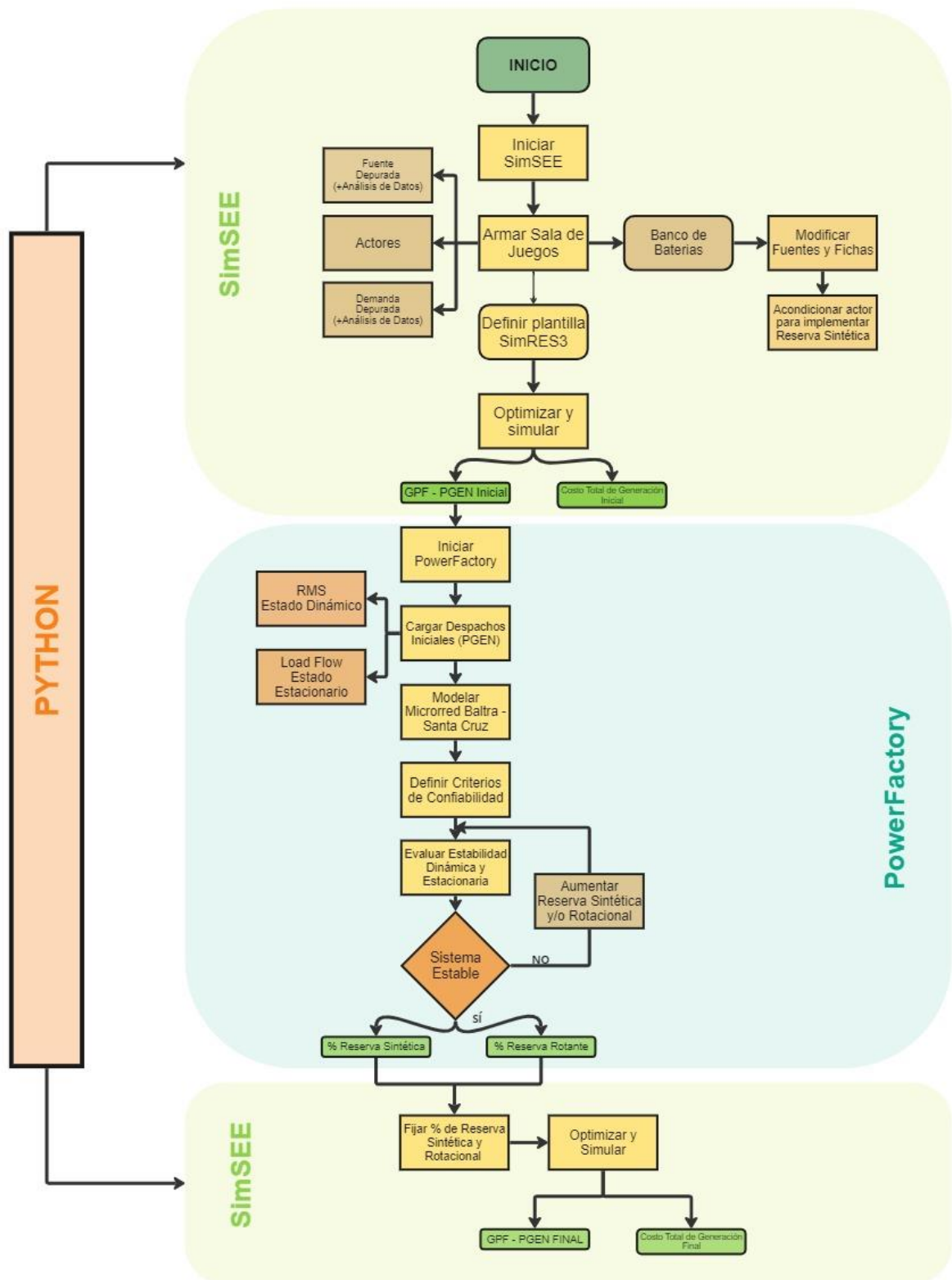


Figura 2.104. Interacción PowerFactory - SimSEE - Despacho Óptimo de Corto Plazo

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN


En este apartado se presentarán los resultados obtenidos en cada etapa del proceso de interacción entre los dos softwares de modelación y simulación, para resolver el problema de despacho de la operación a corto plazo.

3.1. Resultados SimSEE

En esta sección, se presentan los resultados más relevantes de la modelación, simulación y adecuación de la programación y fuentes del SimSEE, para obtener el modelo base para el cálculo del despacho óptimo energético con restricciones de seguridad estática y dinámica de la microrred Baltra – Santa Cruz.

En la Tabla 3.1 se muestran los actores que participan en modelación de la base de datos o Sala de Juegos dentro del programa SimSEE, como ya se comentó en la sección anterior, se procede a realizar una simulación inicial sin ningún tipo de reserva, sin embargo, se crea un nuevo sistema de almacenamiento o actor dentro del SimSEE que nos permita luego incluir los resultados obtenidos en PowerFactory dentro del SimSEE.

Tabla 3.1. Actores que Intervienen en la Sala de la Microrred Baltra – Santa Cruz [156]

Red Eléctrica	Térmicas
Nodo Baltra	CAT 3512
Nodo Santa Cruz	CAT C32
Nodos Auxiliares (Orden de Prelación)	CAT PB3516
Arco_Baltra_Santa Cruz	HYUNDAI
Arco_Santa Cruz_Baltra	Internacional y Otros
Arcos Auxiliares (Orden de Prelación)	BESS Baltra
Demandas	BESS Baltra Res
Demanda Baltra	BESS Santa Cruz
Demanda Santa Cruz	BESS Santa Cruz Res
Eólicas	
Eólico Baltra	
Solar	
PFV Baltra	
PFV Puerto Ayora	
PFV SCX	

Como se analizó en el apartado 2.3, se utilizaron varios índices, variables y operaciones crónicas para poder emular el comportamiento de distintas variables de resultado en el transcurso del horizonte de simulación.

En la Figura 3.1 se muestran detalladamente tanto los índices como los nombres de las variables que se han seleccionado para el análisis. El estado de carga de las baterías, la potencia de generación, la potencia demandada, el costo marginal de generación (cmg) y otras variables importantes están incluidos en este conjunto de variables, lo que facilita una comprensión completa de los parámetros pertinentes.

Tipo de operación	Resultados	Parámetros índice	Parámetros adicionales				
promedioPonderadoPorDurpos	PG_PFV_Baltra	Idx_P_PFV Baltra 0.06678 MW	-				
promedioPonderadoPorDurpos	PG_PFV_Puerto Ayora	Idx_P_PFV Puerto Ayora 1.547 MW	-				
promedioPonderadoPorDurpos	PG_PFV_SCX	Idx_P_PFV SCX 13.06 MW	-				
promedioPonderadoPorDurpos	PD_Baltra	Idx_PD_Demanda Baltra	-				
promedioPonderadoPorDurpos	PD_Santa Cruz	Idx_PD_Demanda Santa Cruz	-				
promedioPonderadoPorDurpos	PF_Baltra	Idx_PF1_Demanda Baltra	-				
promedioPonderadoPorDurpos	PF_Santa Cruz	Idx_PF1_Demanda Santa Cruz	-				
promedioPonderadoPorDurpos	P_Arco_Baltra-SCX	Idx_P_Arco_Baltra_SantaC	-				
promedioPonderadoPorDurpos	P_Arco_SCX-Baltra	Idx_P_Arco_SantaC_Baltra	-				
promedioPonderadoPorDurpos	PG_Peol_Baltra	Idx_P_Eolico Batra 2.25MW	-				
promedioPonderadoPorDurpos	PG_TERM_CATC32	Idx_P_CAT C32	-				
promedioPonderadoPorDurpos	PG_TERM_CATPM3516	Idx_P_CAT PM3516	-				
promedioPonderadoPorDurpos	PG_TERM_CAT3512	Idx_P_CAT 3512	-				
promedioPonderadoPorDurpos	PG_TERM_HYUNDAI	Idx_P_HYUNDAI	-				
suma	PG_BESS Baltra	Idx_PGen_BESS BALTRA P	-				
suma	PG_BESS Santa Cruz	Idx_PGen_BESS Santa Cruz P	-				
suma	cmg_Baltra	Idx_cmg_BALTRA	-				
suma	cmg_Santa Cruz	Idx_cmg_SANTA CRUZ	-				
suma	xCarga_BESS BALTRA	Idx_X_Carga_BESS BALTRA P	-				
suma	xCarga_BESS Santa Cruz	Idx_X_Carga_BESS Santa Cruz P	-				
suma_m	PD TOTAL	Idx_PD_Demanda Baltra, Idx_PD_Demanda...	-				
suma_m	PF TOTAL	Idx_PF1_Demanda Baltra, Idx_PF1_Deman...	-				
suma	PD_BESS BALTRA	Idx_PDem_BESS BALTRA P	-				
suma	PD_BESS SANTA CRUZ	Idx_PDem_BESS Santa Cruz P	-				
suma	KT_BALTRA	Idx_Y_KT_Fuente_Kt_Temp_V_Baltra	-				
suma	KT_SANTA CRUZ	Idx_Y_KT_Fuente_Kt_Temp_SantaC	-				
promedioPonderadoPorDurpos	PG_PFV_BALTRA	Idx_P_Arco_AuxB2_Baltra	-				
promedioPonderadoPorDurpos	PG_EOL_BALTRA	Idx_P_Arco_AuxB1_Baltra	-				
promedioPonderadoPorDurpos	PG_PFV_MGRD	Idx_P_Arco_AuxB3_Baltra	-				

Figura 3.1. Plantilla SimRes3 de la Microrred Baltra – Santa Cruz [156]

3.1.1. Inclusión de Restricciones de Seguridad en SimSEE

Tras tener modelada la Sala de Juegos y tener lista nuestra plantilla de visualización SimRES3, es posible evaluar el desempeño del actor Banco de Baterías P, el cual fue modificado para tener la posibilidad o no de mantener un margen de reserva en el BESS

La Figura 3.2 muestra como el actor banco de baterías, al limitar su potencia de descarga o guardar un margen de reserva del 100%, no participa dentro del proceso de despacho, al guardar toda su potencia.[156].

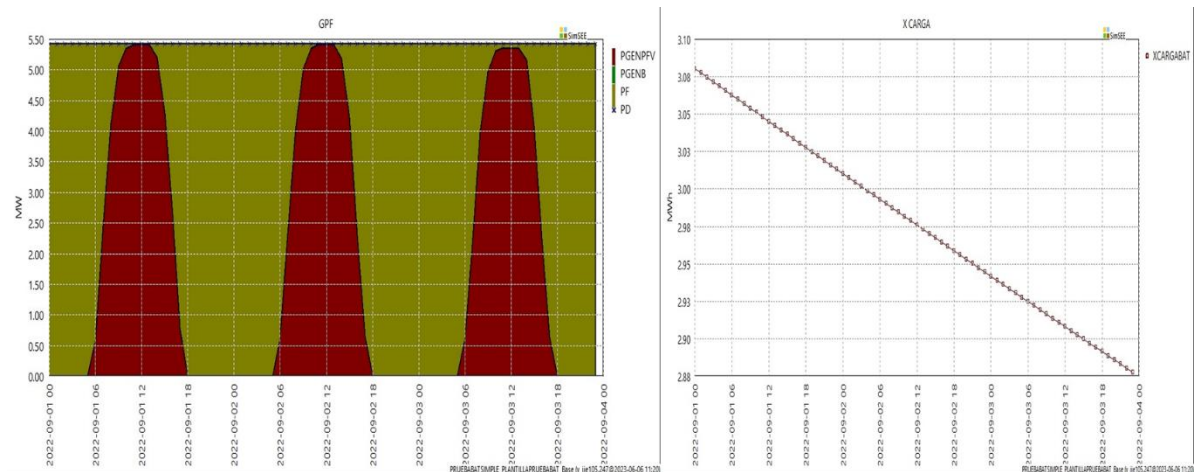


Figura 3.2. Restricción de potencia del Actor Banco de Baterías 01 al máximo [156]

Además, se realizaron varios casos adicionales en donde se evaluó el desempeño del actor nuevo bajo diferentes porcentajes de reserva. En la Figura 3.3 se muestra el comportamiento del actor ante dos diferentes márgenes de reserva.

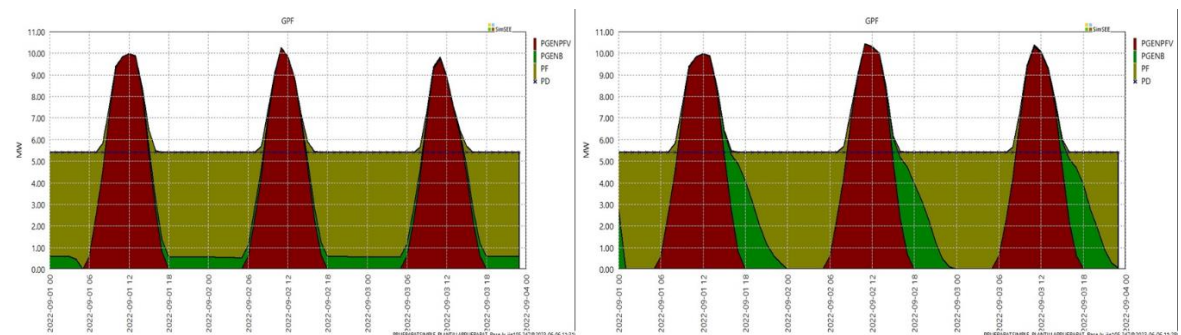


Figura 3.3. Prueba de la variación del % de Reserva del Banco de Baterías [156]

3.1.1. Generación por Fuente del Sistema Eléctrico Baltra – Santa Cruz Actual

3.1.1.1. Estado Actual – Época Fría

En la Figura 3.4 podemos notar que el gran porcentaje de la energía utilizada para cubrir la demanda es la energía generada por los grupos térmicos y eólicos (dependiendo mucho de su disponibilidad, esta energía representa el 71% y 20% respectivamente del pastel energético de la microrred Baltra – Santa Cruz, el cual se completa el porcentaje generado por los parques fotovoltaicos como se muestra en la Figura 3.5 .

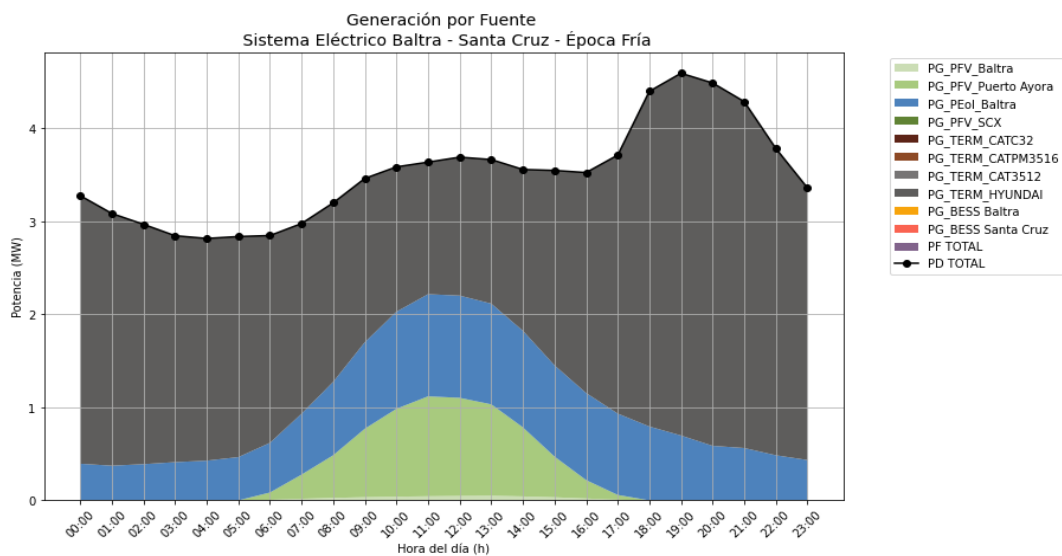


Figura 3.4. Generación por Fuente - Estado Actual - Época Fría

Nivel de Penetración por Tecnología de Generación Sistema Eléctrico Baltra - Santa Cruz - Época Fría

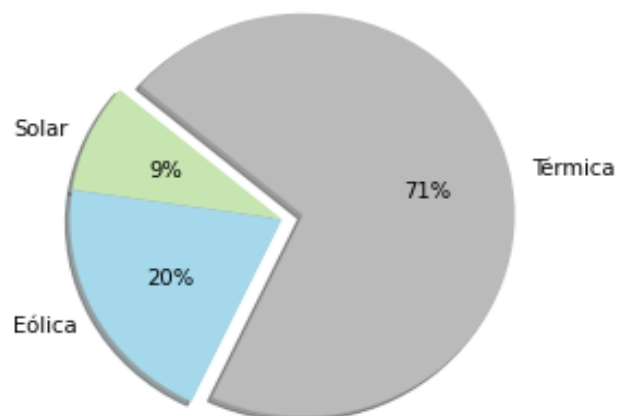


Figura 3.5. Nivel de Penetración por Fuente de Generación – Estado Actual - Época Fría

3.1.1.2. Estado Actual – Época Cálida

En la Figura 3.6 podemos notar que el gran porcentaje de la energía utilizada para cubrir la demanda es la energía generada por los grupos representa el 90% del pastel energético de la microrred Baltra – Santa Cruz, el cual se completa el porcentaje generado por los parques fotovoltaicos y el parque eólico como se muestra en la Figura 3.7 .

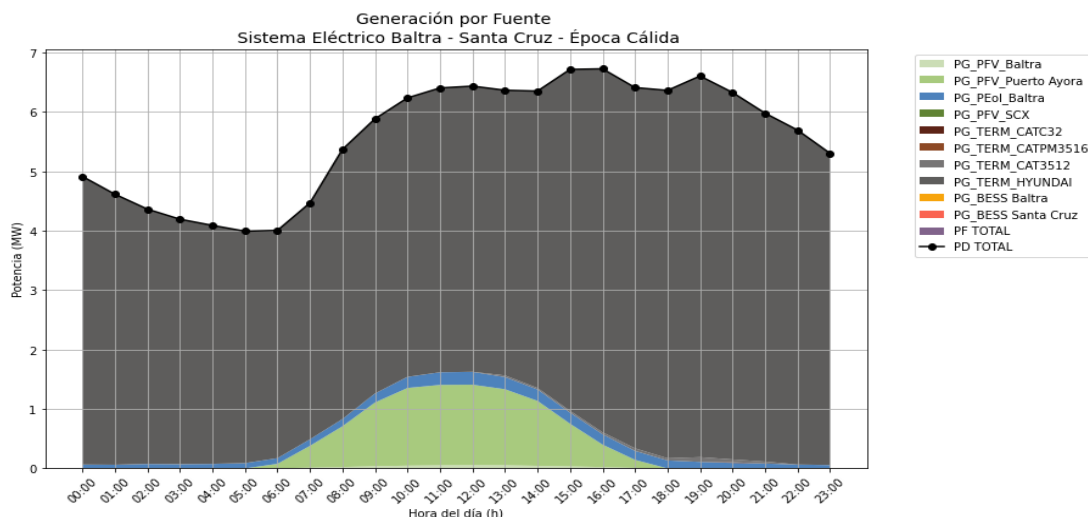


Figura 3.6. Generación por Fuente - Estado Actual - Época Cálida

Nivel de Penetración por Tecnología de Generación Sistema Eléctrico Baltra - Santa Cruz - Época Cálida

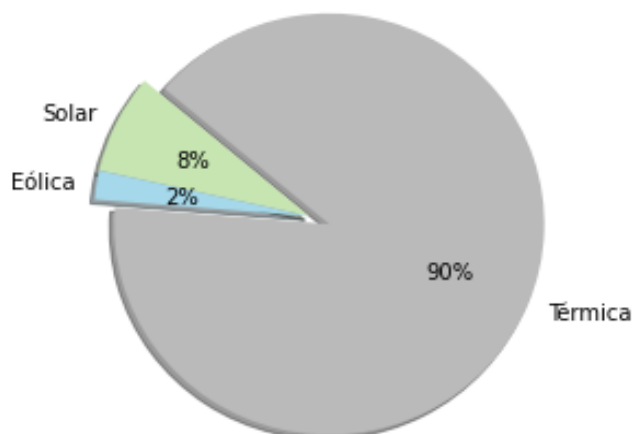


Figura 3.7. Nivel de Penetración por Fuente de Generación – Estado Actual - Época Cálida

3.1.1. Creación de los Casos Base

Con la base de datos depurada y con el porcentaje de reserva deshabilitado, se obtiene un despacho preliminar por fuente de generación, similar al que se presenta en la Figura 3.8 [156].

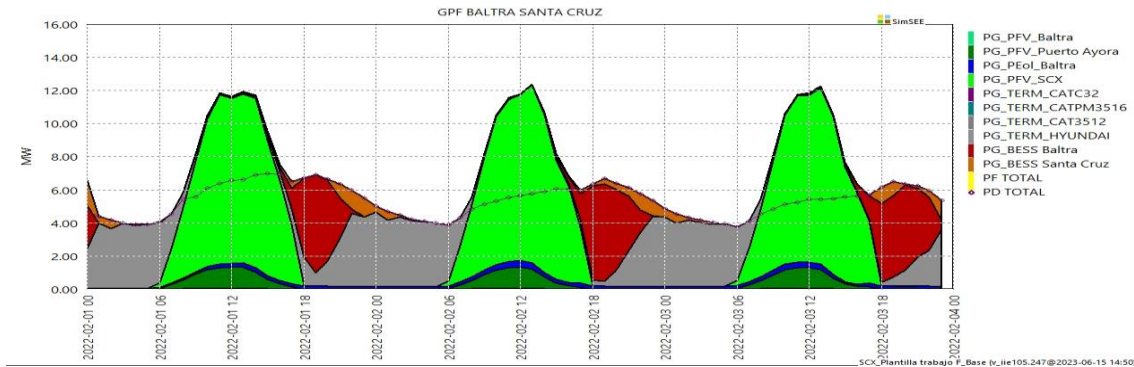


Figura 3.8. GPF Microrred Baltra – Santa Cruz [156]

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del despacho energético para un día típico de la época fría y calidad.

3.1.1.1. Caso Base – Época Fría

En la Figura 3.9 se presenta la generación por fuente de generación de la microrred Baltra – Santa Cruz para un día típico sin considerar ningún tipo de restricción de la época fría, además y con la ayuda del procesamiento de los resultados en Python, se logró obtener el porcentaje de penetración de las distintas fuentes de generación

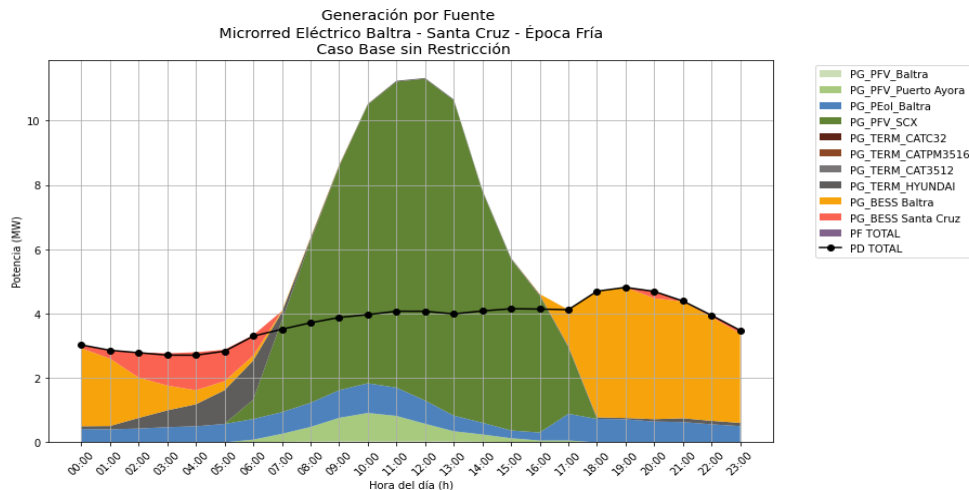


Figura 3.9. Generación por Fuente - Caso Base - Época Fría

Se observa que la mayor parte de la energía es cubierta por la energía producida por el gran parque fotovoltaico propuesto para la microrred y por el megapack de baterías. La

distribución energética se muestra en la Figura 3.10 en donde se puede ver claramente que se alcanzan resultados alentadores, alcanzando un 94% de penetración de energías renovables.

Nivel de Penetración por Tecnología de Generación
Microrred Baltra - Santa Cruz - Época Fría

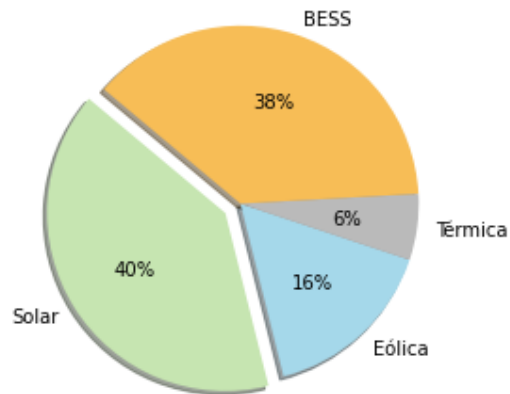


Figura 3.10. Nivel de Penetración por Fuente de Generación - Microrred Baltra - Santa Cruz - Época Fría

3.1.1.1. Caso Base – Época Cálida

En la Figura 3.9 se presenta la generación por fuente de generación de la microrred Baltra – Santa Cruz para un día típico sin considerar ningún tipo de restricción de la época fría, además y con la ayuda del procesamiento de los resultados en Python, se logró obtener el porcentaje de penetración de las distintas fuentes de generación

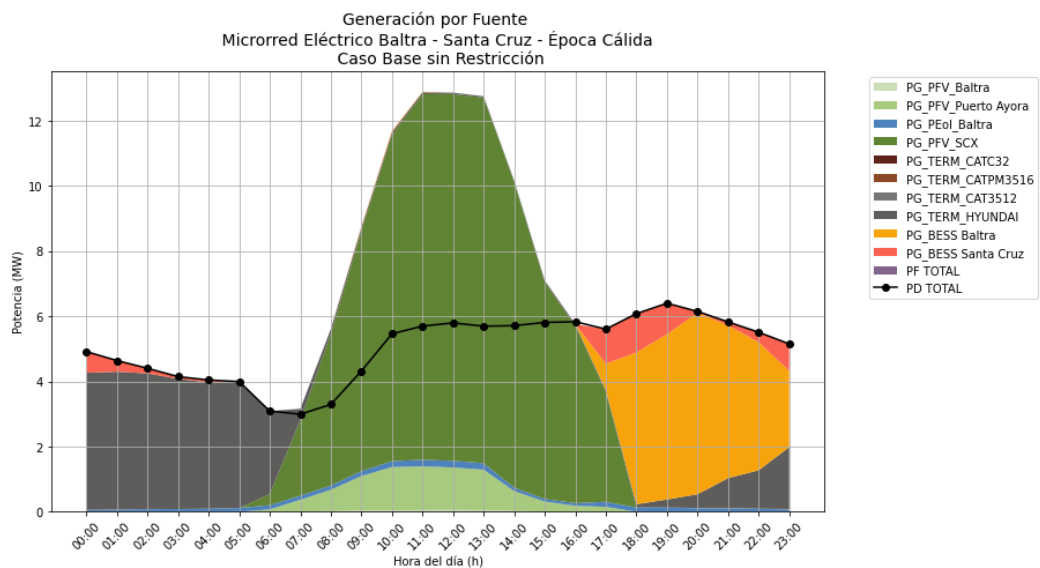


Figura 3.11. Generación por Fuente - Caso Base - Época Cálida

Se observa que la mayor parte de la energía es cubierta por la energía producida por el gran parque fotovoltaico propuesto para la microrred y por el megapack de baterías. La distribución de la totalidad de energía utilizada por cada fuente de generación se muestra en la Figura 3.12, se puede ver que el recurso eólico disminuye, pero el recurso fotovoltaico aumenta considerablemente gracias a las altas temperaturas de esta época, logrando en conjunto un 73% de penetración de energías renovables.

**Nivel de Penetración por Tecnología de Generación
Microrred - Santa Cruz - Época Cálida**

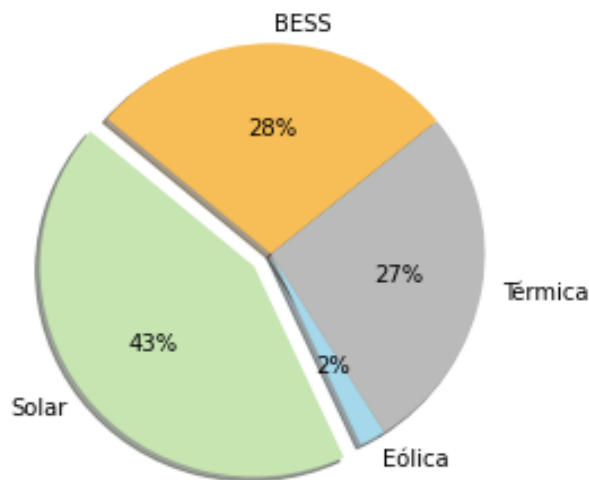


Figura 3.12. Nivel de Penetración por Fuente de Generación - Microrred Baltra - Santa Cruz - Época Cálida

3.2. Resultados PowerFactory

Partiendo de los despachos propuestos en cada uno de los casos base para época fría y caliente, en este apartado se presentan los resultados después de analizar la estabilidad estacionaria y dinámica de la microrred Baltra – Santa Cruz. Para un mejor y detallado análisis y con el objetivo de obtener un porcentaje de reserva (%Reserva) para las tres demandas en el día: Demanda Mínima, media y máxima. Como se mencionó en el capítulo anterior, el porcentaje de reserva rotacional y sintética se obtendrán en base a condiciones de emergencia del sistema, evaluando eventos catastróficos para la estabilidad del sistema eléctrico (contingencia más grave en cada demanda).

Como punto de partida se evaluó las bondades del Sistema de Almacenamiento BESS y su aporte para mantener la estabilidad del sistema, en la Figura 3.13 se muestra el comportamiento dinámico de una microrred cuando actúa un BESS en comparación con la respuesta únicamente con generador sincrónico. Se aprecia que la respuesta cuando actúa

el BESS (Color Verde) es mucho más rápida a la respuesta del generador sincrónico tradicional (Color Rojo).

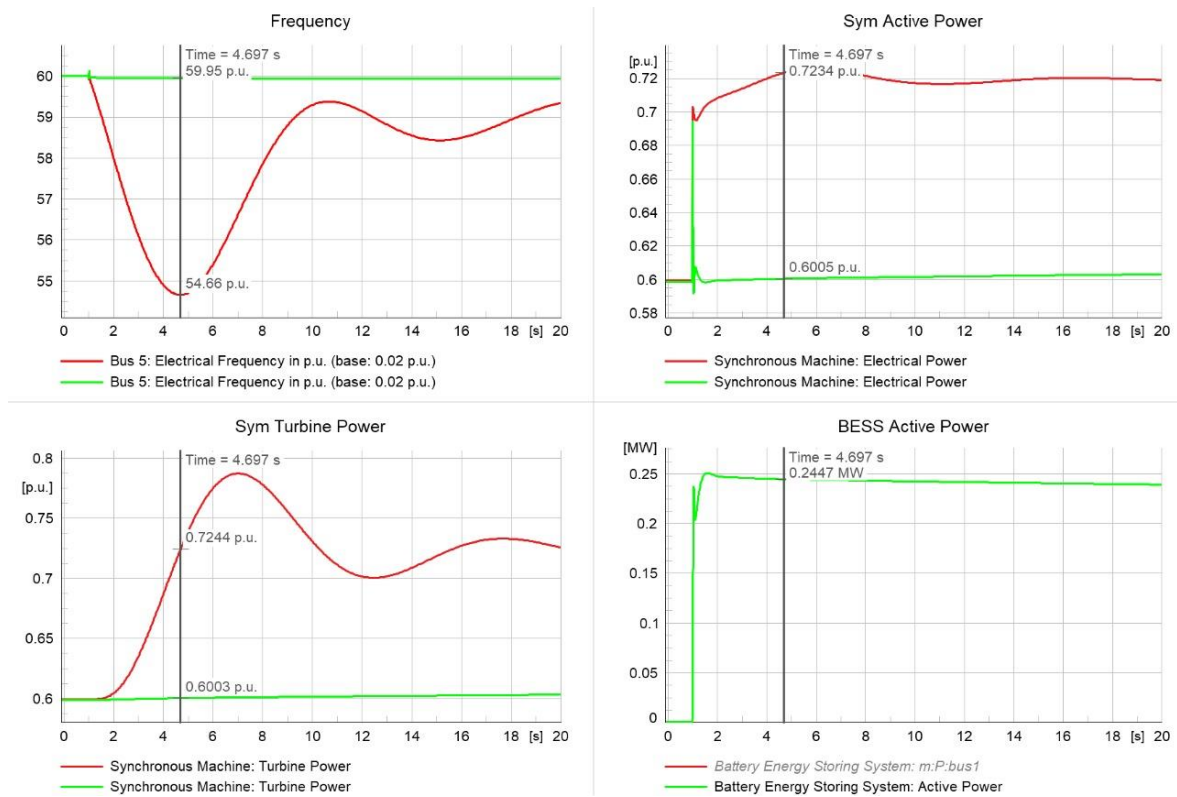


Figura 3.13. Respuesta Sistema Actual Vs Microrred - Salida de Generación

A partir de este subcapítulo se aprovechó la interacción del orquestador Python para visualizar y analizar la estabilidad del sistema y la seguridad de estado estacionario del sistema eléctrico de la microrred Baltra – Santa Cruz, en todos los casos de estudio.

3.2.1. Época Fría

3.2.1.1. Contingencia más desfavorable en Demanda Mínima

Para la demanda mínima se evaluó la respuesta del sistema ante la salida del transformador que acondiciona el voltaje de cuatro generadores térmicos Hyundai, se evaluó el voltaje, la frecuencia en estado dinámico y en estado estacionario, en este caso las dos baterías van a ser las encargadas de soportar las fluctuaciones de potencia tras la salida de generación y de regular el voltaje en las barras.

Después de la evaluación de la estabilidad se sabe que, ante esta contingencia, en época fría y en demanda mínima el megapack de Baltra tiene que reservar un 12% de su potencia nominal y el megapack de Santa Cruz, ubicado en la ciudad de puerto Ayora un 8% de su

capacidad nominal. No es necesario un porcentaje de reserva rodante, sin embargo, se evaluó la respuesta del sistema ante un porcentaje mínimo de reserva rotante.

En la Figura 3.14 se presenta el voltaje en la Puerto Ayora, se puede ver que el sistema es estable dinámicamente, así mismo la cargabilidad de los elementos de la red se encuentran dentro de los límites tolerables en estado de emergencia.

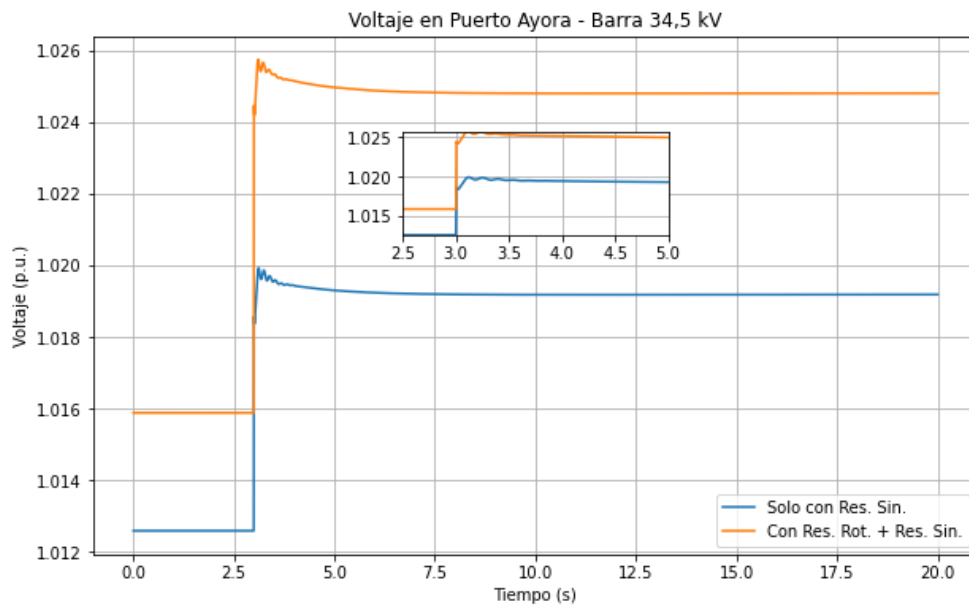


Figura 3.14. Voltaje en barra Puerto Ayora 34,5 kV - Época Fría - Demanda Mínima - Salida Transformador

En la Figura 3.15 y Figura 3.16 se puede ver que la frecuencia en Baltra y Santa Cruz se estabiliza muy rápido, gracias al desempeño de la electrónica de potencia de los sistemas de control de los sistemas BESS.

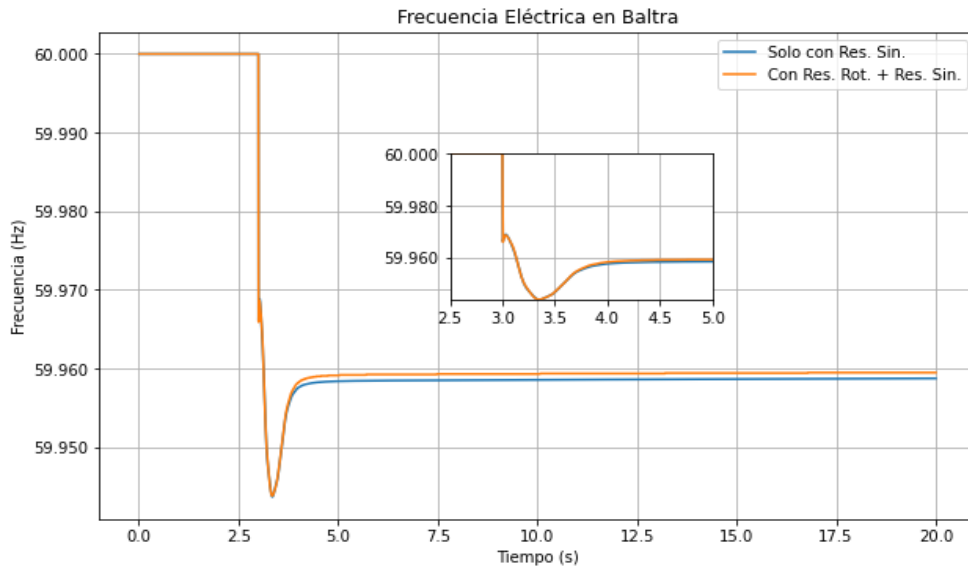


Figura 3.15. Frecuencia en barra Baltra - Época Fría - Demanda Mínima - Salida Transformador

Se puede ver que la frecuencia con reserva sintética y rotacional (color naranja) alcanza un pico menor al de la frecuencia solo con reserva sintética (color azul), esto muestra que el Nadir o punto máximo de decaimiento de la frecuencia, se puede controlar o disminuir aumentando la reserva rotacional.

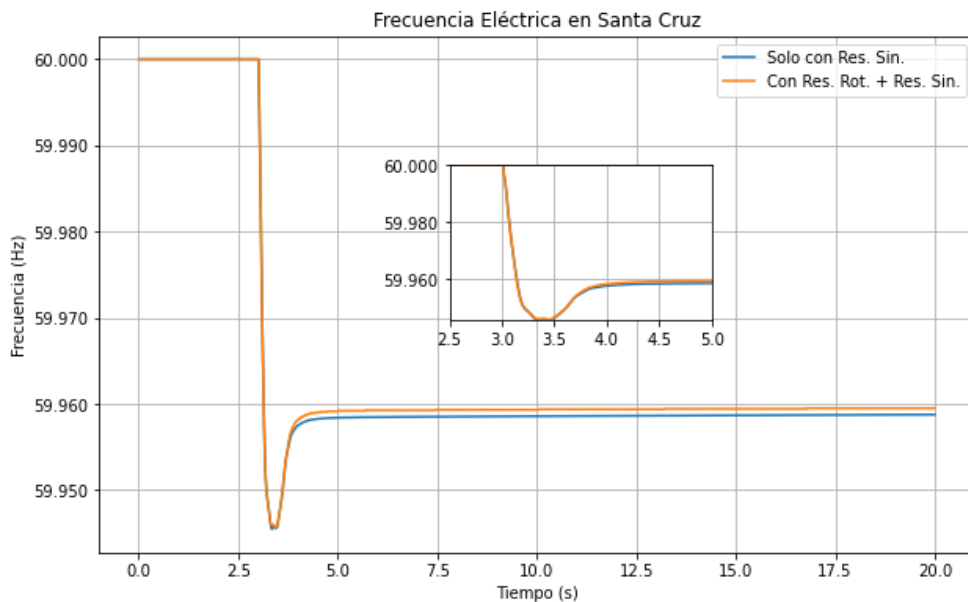


Figura 3.16. Frecuencia en barra Puerto Ayora - Época Fría - Demanda Mínima - Salida Transformador

3.2.1.2. Contingencia más desfavorable en Demanda Media

Para la demanda media se evaluó la respuesta del sistema ante la salida del doble circuito de la Línea de Transmisión Baltra – Santa Cruz 34,5 kV, se evaluó el voltaje, la frecuencia en estado dinámico y en estado estacionario. Este caso es muy demandante para el sistema ya que el mismo se queda en isla y la batería de Santa Cruz, a medida de lo posible, debe ser la responsable de compensar todas las solicitudes del sistema.

Ante esta contingencia, se violan algunas restricciones de curabilidades, principalmente en transformadores y se necesita una reserva rotante de 0,43 MW para descongestionar los elementos cercanos a la batería de Santa Cruz. Como era de esperarse, el aporte de la batería, para evitar el colapso del sistema es abismal por lo que se obtuvo un 40% de reserva sintética (Batería Puerto Ayora), necesaria para superar esta contingencia

En la Figura 3.17 se presenta el voltaje en la Puerto Ayora, se puede ver que el sistema es dinámicamente estable. Asimismo, la cargabilidad de los elementos de la red se encuentran dentro de los límites tolerables en estado de emergencia.

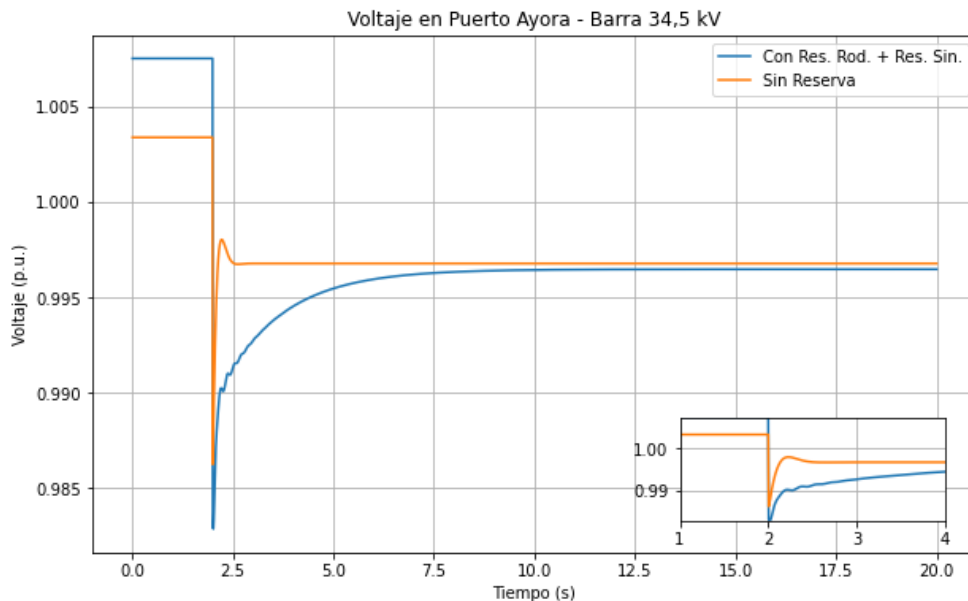


Figura 3.17. Voltaje en barra Puerto Ayora 34,5 kV - Época Fría - Demanda Media - Salida L/T Baltra Santa Cruz 34,5 kV

En la Figura 3.18 y Figura 3.19 se puede ver que la frecuencia en Baltra sube al experimentar una disminución en la carga al quedarse en isla y dejar de alimentar a varios a todos los alimentadores de Puerto Ayora, los cuales son por mucho la carga más pesada de la microrred.

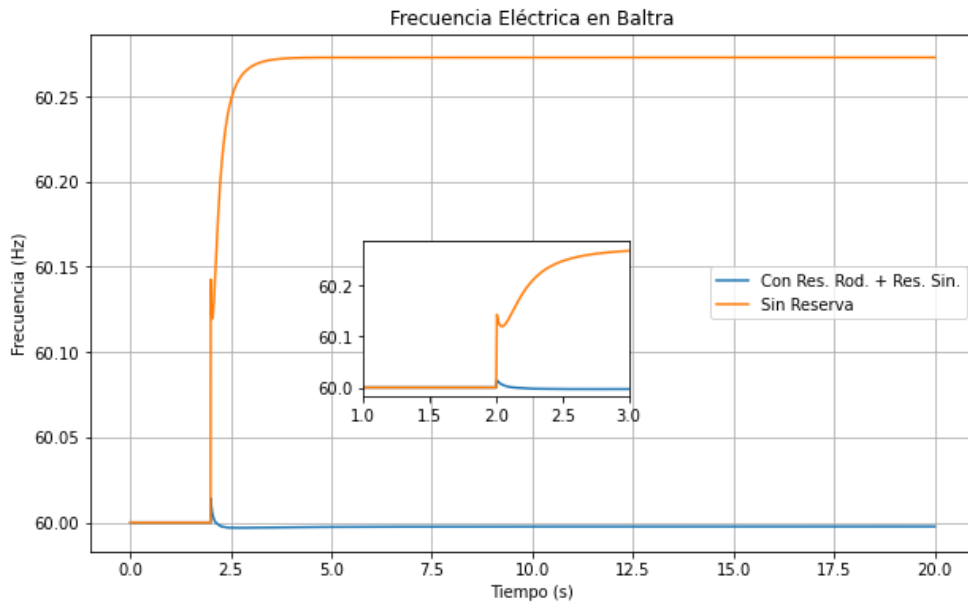


Figura 3.18. Frecuencia en barra Baltra - Época Fría - Demanda Media - Salida L/T Baltra Santa Cruz 34,5 kV

Se puede ver que la frecuencia (color naranja) se estabiliza rápido y en valores muy cercanos al nominal, por otro lado, la frecuencia sin reserva (color azul), disminuye considerablemente, poniendo en riesgo al sistema.

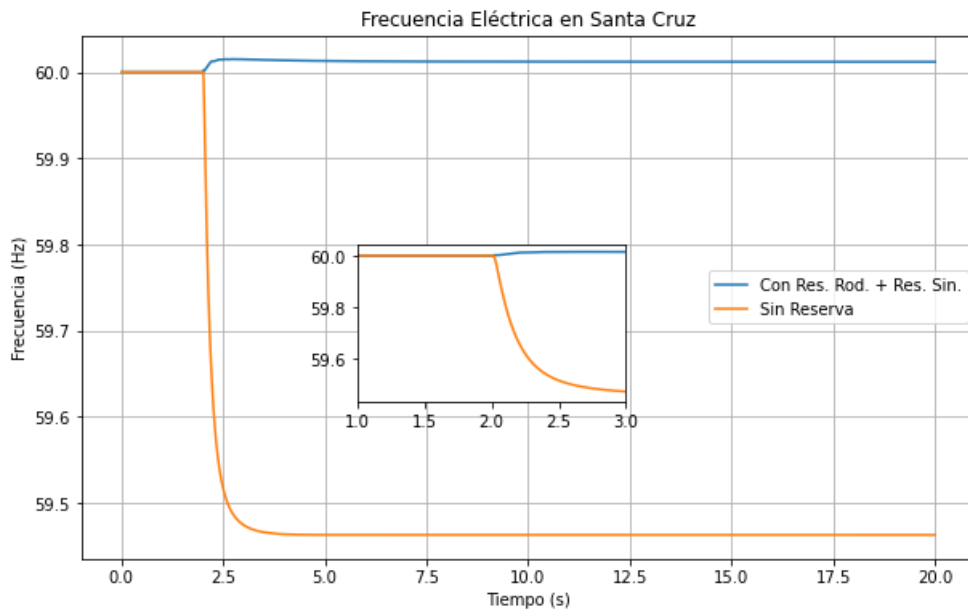


Figura 3.19. Frecuencia en barra Puerto Ayora - Época Fría - Demanda Media - Salida L/T Baltra Santa Cruz 34,5 kV

3.2.1.3. Contingencia más desfavorable en Demanda Máxima

Para la demanda media se evaluó la respuesta del sistema ante la salida del megapack de baterías de Baltra, se evaluó el voltaje, la frecuencia en estado dinámico y en estado estacionario. Este caso es muy demandante para el sistema ya que en ese momento el sistema, en estado de pre-falla, se encuentra siendo abastecido en su mayoría por la energía entregada por la batería de Baltra.

Tras esta contingencia, se violan algunas restricciones de cargabilidades, principalmente en transformadores y se necesita una reserva rotante de 4 MW para descongestionar los elementos cercanos a la batería de santa cruz. Como era de esperarse, el aporte de la batería, para evitar el colapso del sistema es significativo, por lo que se obtuvo un 54% de reserva sintética (Batería Puerto Ayora), necesaria para superar esta contingencia.

En la Figura 3.20 se presenta el voltaje en la Puerto Ayora, se puede ver que el sistema es dinámicamente estable, así mismo la cargabilidad de los elementos de la red se encuentran dentro de los limites tolerables en estado de emergencia.

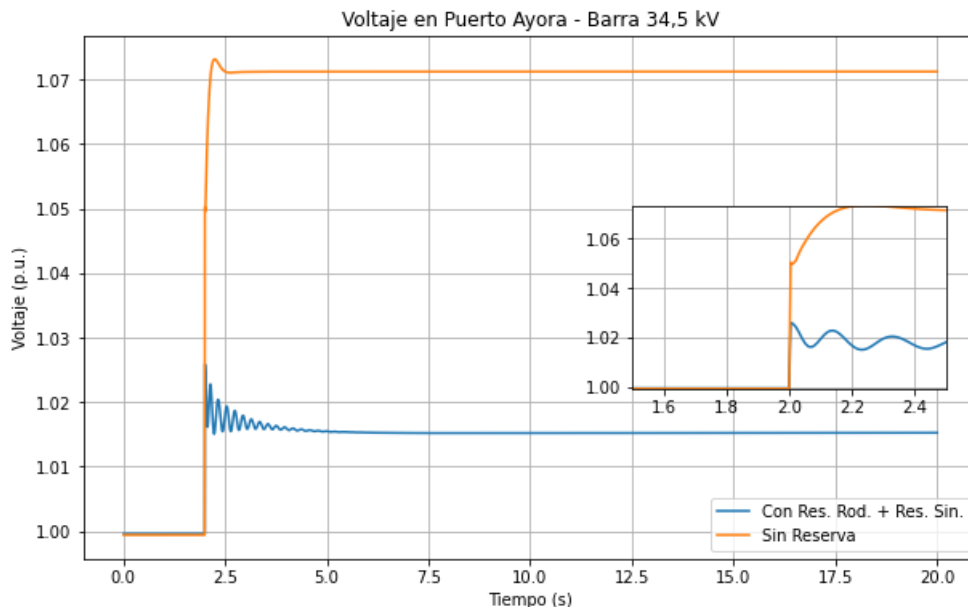


Figura 3.20. Voltaje en barra Puerto Ayora 34,5 kV - Época Fría - Demanda Máxima - Salida BESS Baltra

En la Figura 3.21 y Figura 3.22 se puede ver que la frecuencia en Baltra se estabiliza en valores muy bajos sin la presencia de reserva rotacional y sintética, en caso contrario, y ante la falla muy grave, la frecuencia se estabiliza dentro de los límites de emergencia.

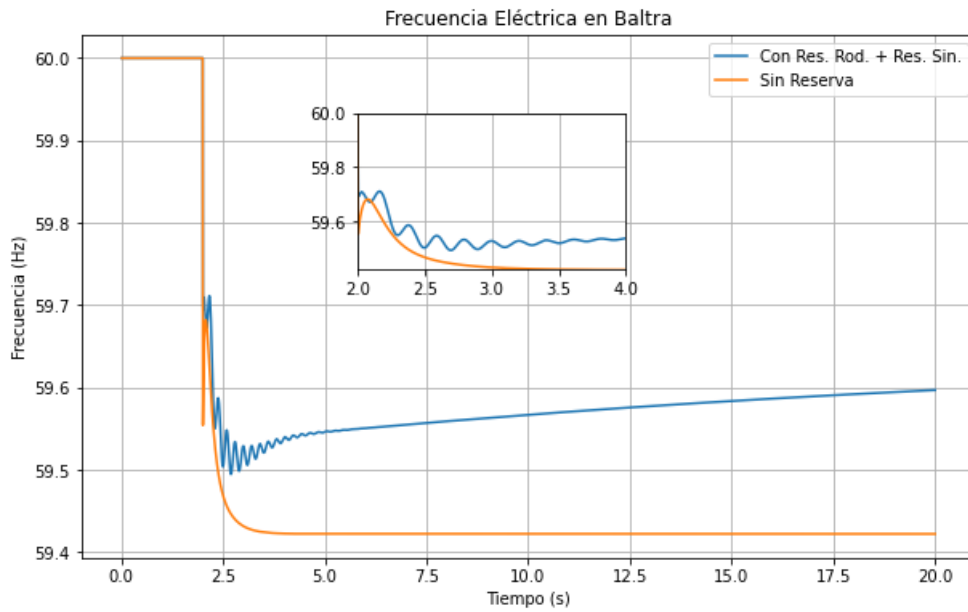


Figura 3.21. Frecuencia en barra Baltra - Época Fría - Demanda Media - Salida BESS Baltra

Se puede ver que la frecuencia (color naranja) se estabiliza rápido y en valores muy cercanos al nominal, por otro lado, la frecuencia sin reserva (color azul), disminuye considerablemente, poniendo en riesgo al sistema.

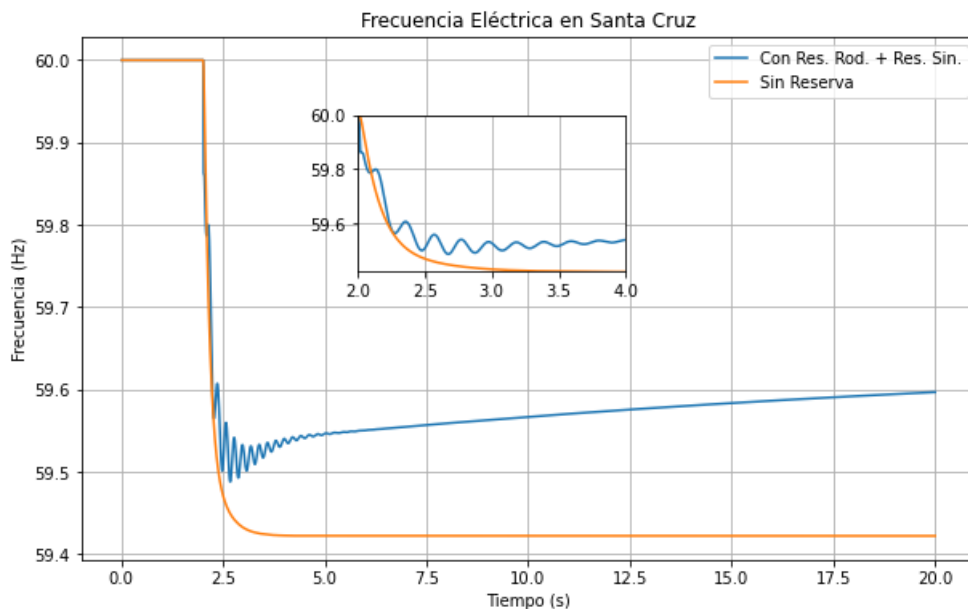


Figura 3.22. Frecuencia en barra Puerto Ayora - Época Fría - Demanda Media - Salida BESS Baltra

3.2.1. Época Cálida

3.2.1.1. Contingencia más desfavorable en Demanda Mínima

Para la demanda mínima se evaluó la respuesta del sistema ante la salida del transformador que acondiciona el voltaje de cuatro generadores térmicos Hyundai, se evaluó el voltaje, la frecuencia en estado dinámico y en estado estacionario. En este caso las dos baterías van a ser las encargadas de soportar las fluctuaciones de potencia tras la salida de generación y de regular el voltaje en las barras.

Después de la evaluación de la estabilidad se sabe que, ante esta contingencia, en época fría y en demanda mínima, el megapack de Baltra tiene que reservar un 19% de su potencia nominal y el megapack de Santa Cruz, ubicado en la ciudad de puerto Ayora un 12% de su capacidad nominal. No es necesario un porcentaje de reserva rodante, sin embargo, se evaluó la respuesta del sistema ante un porcentaje mínimo de reserva rotante.

En la Figura 3.23 se presenta el voltaje en la Puerto Ayora, se puede ver que el sistema es dinámicamente estable, así mismo la cargabilidad de los elementos de la red se encuentran dentro de los límites tolerables en estado de emergencia.

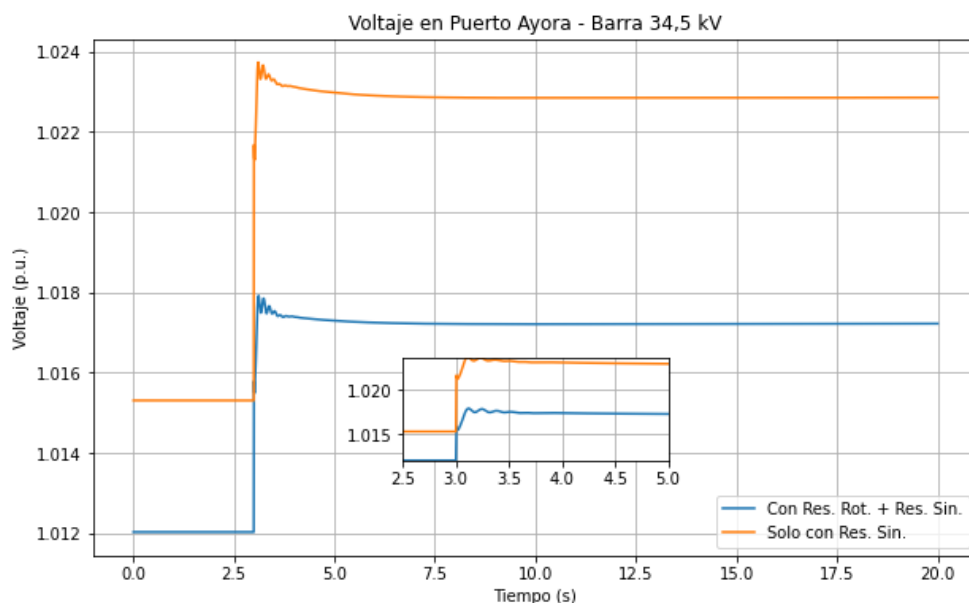


Figura 3.23. Voltaje en barra Puerto Ayora 34,5 kV - Época Cálida - Demanda Mínima - Salida Transformador

En la Figura 3.24 y Figura 3.25 se puede ver que la frecuencia en Baltra y Santa Cruz se estabilizan rápido, gracias a los tiempos de actuación presentes en la electrónica de potencia de los sistemas de control de los sistemas BESS.

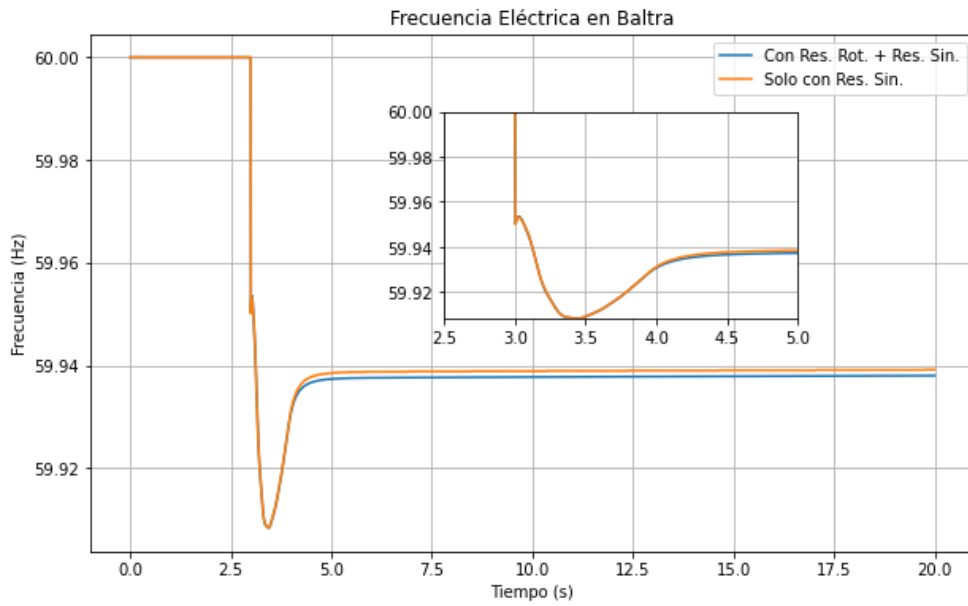


Figura 3.24. Frecuencia en barra Baltra - Época Cálida - Demanda Mínima - Salida Transformador

Se puede ver que la frecuencia con reserva sintética y rotacional (color naranja) alcanza un pico menor al de la frecuencia solo con reserva sintética (color azul), esto muestra que el Nadir se puede controlar o disminuir aumentando la reserva rotacional.

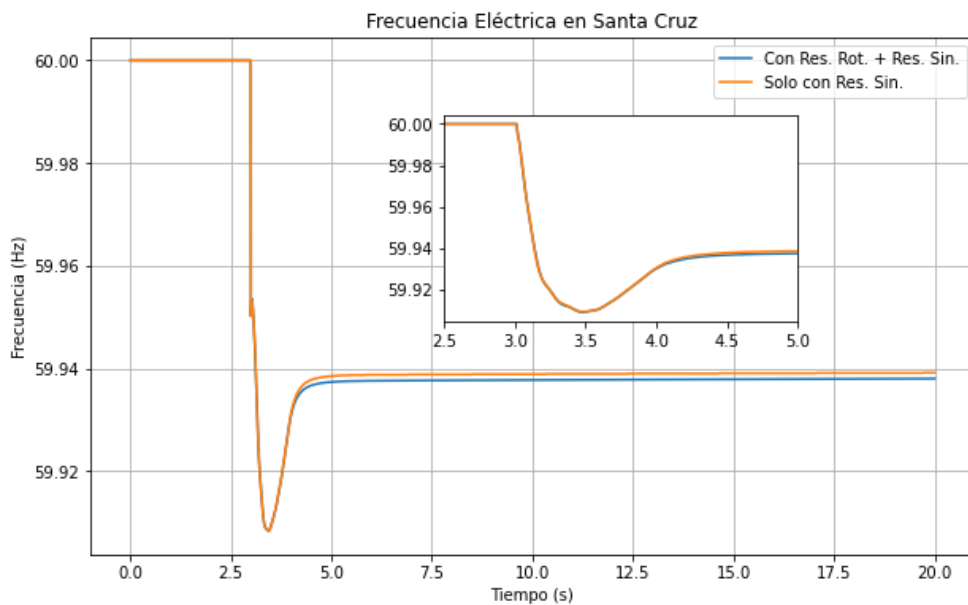


Figura 3.25. Frecuencia en barra Puerto Ayora - Época Cálida - Demanda Mínima - Salida Transformador

3.2.1.2. Contingencia más desfavorable en Demanda Media

Para la demanda media se evaluó la respuesta del sistema ante la salida del doble circuito de la Línea de Transmisión Baltra – Santa Cruz 34,5 kV, se evaluó el voltaje, la frecuencia en estado dinámico y en estado estacionario. Este caso es muy demandante para el sistema ya que el mismo se queda en isla y la batería de santa cruz, a medida de lo posible, debe ser la responsable de compensar todas las solicitudes del sistema.

Ante esta contingencia, se violan algunas restricciones de cargabilidades, principalmente en transformadores y se necesita una reserva rotante de 0,68 MW para descongestionar los elementos cercanos a la batería de santa cruz. Como era de esperarse, el aporte de la batería, para evitar el colapso del sistema es abismal por lo que se obtuvo un 56% de reserva sintética (Batería Puerto Ayora), necesaria para superar esta contingencia

En la Figura 3.26 se presenta el voltaje en la Puerto Ayora, se puede ver que el sistema es dinámicamente estable, así mismo la cargabilidad de los elementos de la red se encuentran dentro de los limites tolerables en estado de emergencia.

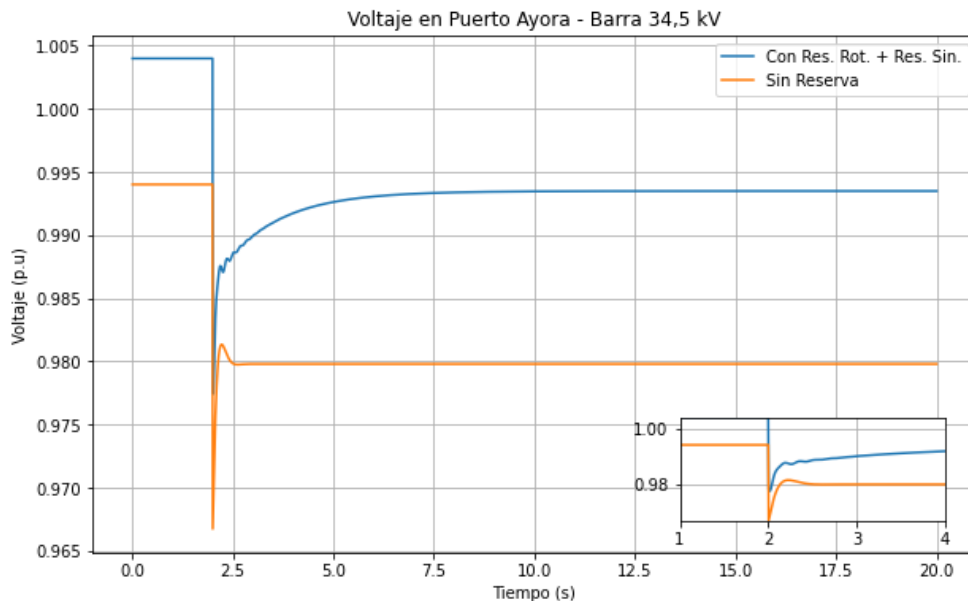


Figura 3.26. Voltaje en barra Puerto Ayora 34,5 kV - Época Cálida - Demanda Media - Salida L/T Baltra Santa Cruz 34,5 kV

En la Figura 3.27 y Figura 3.28 se puede ver que la frecuencia en Baltra sube al experimentar una disminución en la carga al quedarse en isla y dejar de alimentar a varios a todos los alimentadores de Puerto Ayora, los cuales son por mucho la carga más pesada de la microrred.

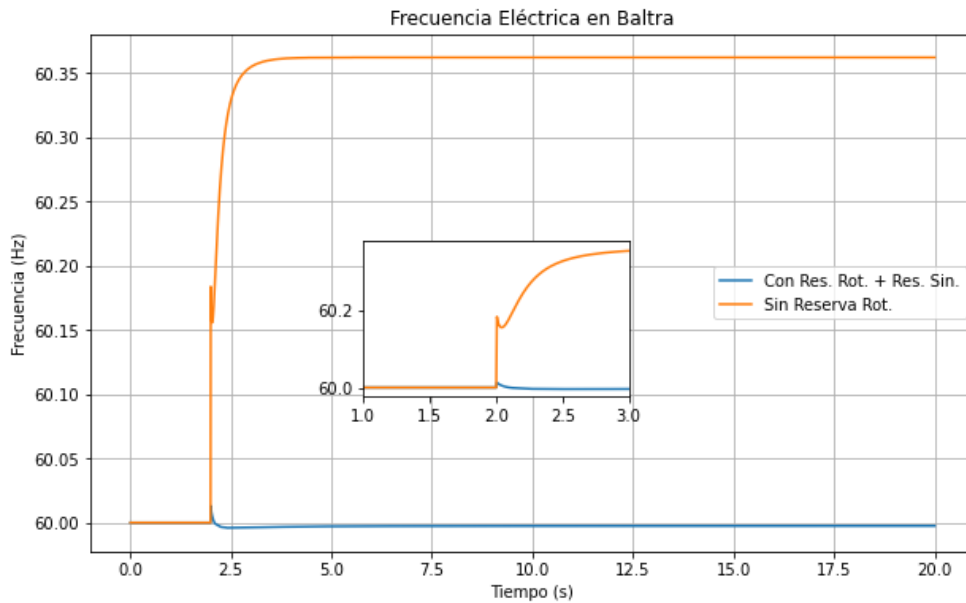


Figura 3.27. Frecuencia en barra Baltra - Época Cálida - Demanda Media - Salida L/T Baltra Santa Cruz 34,5 kV

Se puede ver que la frecuencia (color naranja) se estabiliza rápido y en valores muy cercanos al nominal, por otro lado, la frecuencia sin reserva (color azul), disminuye considerablemente, poniendo en riesgo al sistema.

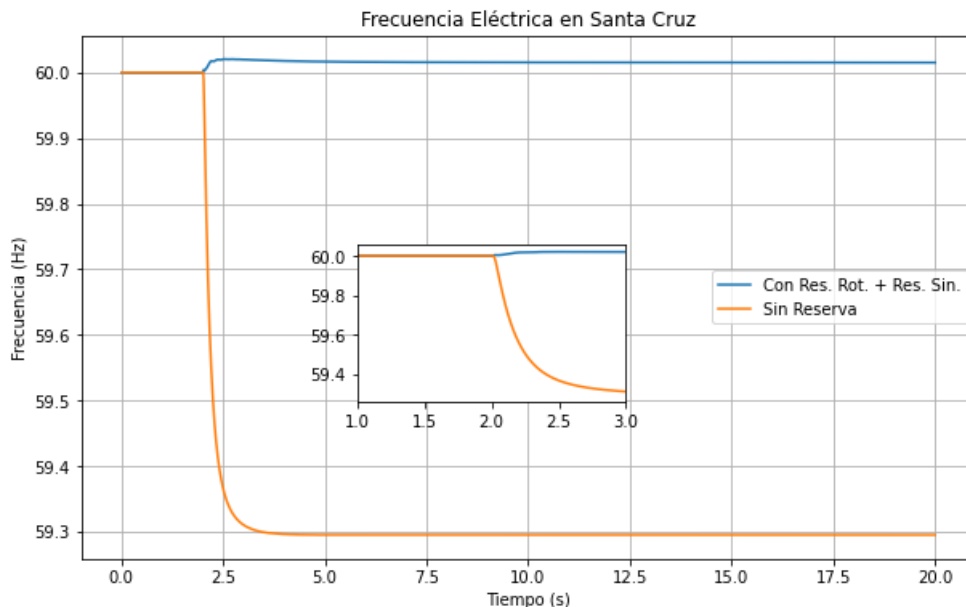


Figura 3.28. Frecuencia en barra Puerto Ayora - Época Cálida - Demanda Media - Salida L/T Baltra Santa Cruz 34,5 kV

3.2.1.3. Contingencia más desfavorable en Demanda Máxima

Para la demanda media se evaluó la respuesta del sistema ante la salida del megapack de baterías de Baltra, se evaluó el voltaje, la frecuencia en estado dinámico y en estado

estacionario. Este caso es muy demandante para el sistema ya que en ese momento el sistema, en estado de pre-falla, se encuentra siendo abastecido en su mayoría por la energía entregada por la batería de Baltra.

Tras esta contingencia, se violan algunas restricciones de cargabilidades, principalmente en transformadores y se necesita una reserva rotante de 4 MW para descongestionar los elementos cercanos a la batería de Santa Cruz. Como era de esperarse, el aporte de la batería, para evitar el colapso del sistema es abismal por lo que se obtuvo un 55% de reserva sintética (Batería Puerto Ayora), necesaria para superar esta contingencia.

En la Figura 3.29 se presenta el voltaje en la Puerto Ayora, se puede ver que el sistema es estable dinámicamente, así mismo la cargabilidad de los elementos de la red se encuentran dentro de los límites tolerables en estado de emergencia.

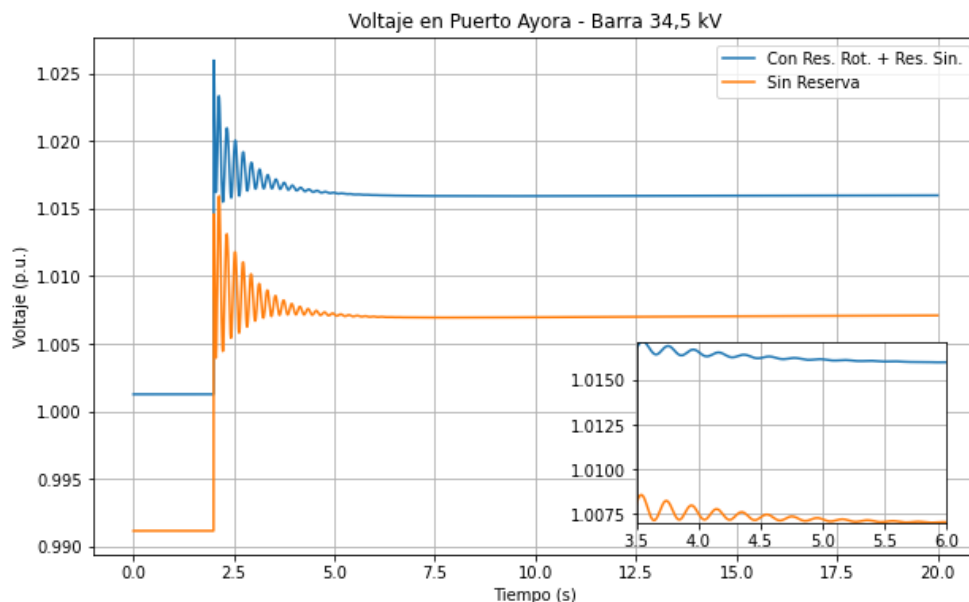


Figura 3.29. Voltaje en barra Puerto Ayora 34,5 kV - Época Cálida - Demanda Máxima - Salida BESS Baltra

En la Figura 3.30 y Figura 3.31 se puede ver que la frecuencia en Baltra se estabiliza en valores muy bajos sin la presencia de reserva rotacional y sintética, en caso contrario, y ante la falla muy grave, la frecuencia se estabiliza dentro de los límites de emergencia.

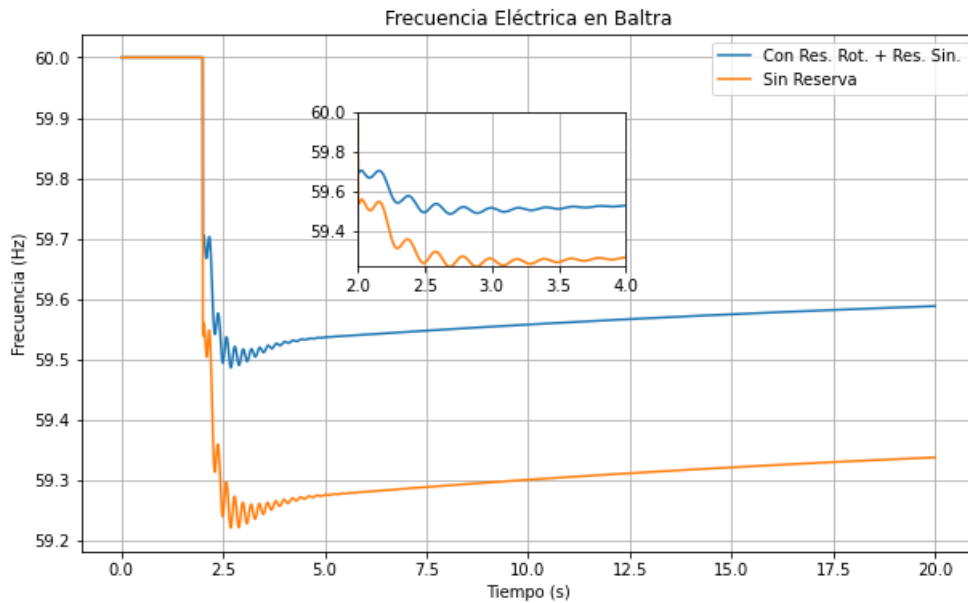


Figura 3.30. Frecuencia en barra Baltra - Época Cálida - Demanda Media - Salida BESS Baltra

Se puede ver que la frecuencia (color naranja) se estabiliza rápido y en valores muy cercanos al nominal, por otro lado, la frecuencia sin reserva (color azul), disminuye considerablemente, poniendo en riesgo al sistema.

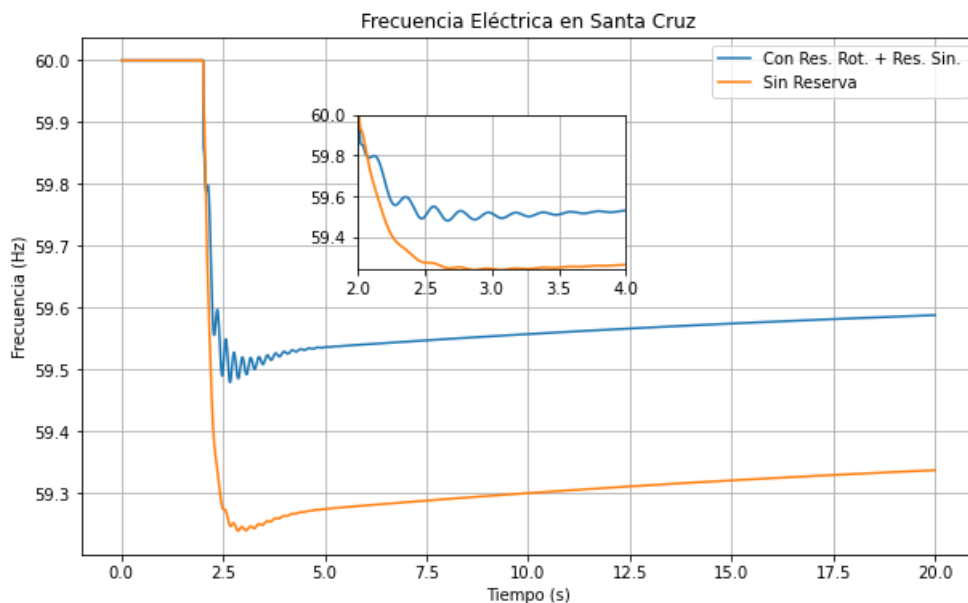


Figura 3.31. Frecuencia en barra Puerto Ayora - Época Cálida - Demanda Media - Salida BESS Baltra

Adicionalmente y tomando en cuenta que el máximo porcentaje de reserva de potencia para ambas baterías es de 56% en la Figura 2.32 se muestra el porcentaje de reserva de

energía que debe existir en ambas baterías para poder suplir esa potencia durante una hora (tiempo estimado en el que el personal de la empresa distribuidora vuelve a poner en funcionamiento el sistema en fallas de esta índole.).

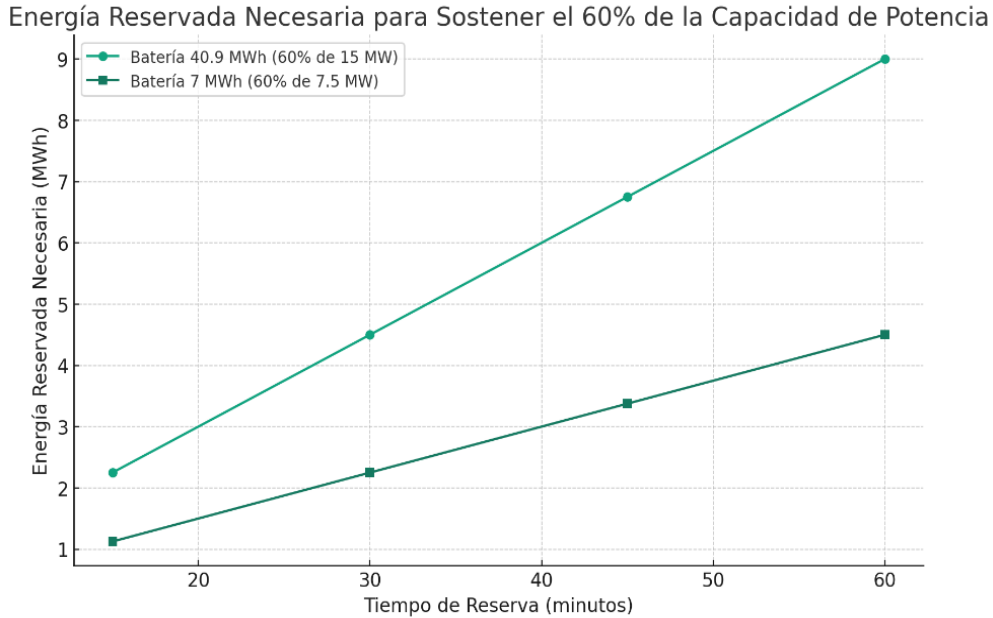


Figura 3.32. Reserva de Energía en Función del Tiempo de Restablecimiento

3.3. Resultados de la Interacción SimSEE – PowerFactory

En esta sección y una vez obtenidos los porcentajes de reserva sintética, para cada uno de los casos de estudio tanto para época fría como para época cálida, se modifican los actores banco de baterías, agregando esta restricción para cada escenario. Por otro lado, El porcentaje de reserva de generación térmica fue añadido dentro del actor térmico y adicionalmente es posible sumar restricciones no técnicas como el orden de prelación de las unidades de generación renovable. Con todas estas consideraciones y restricciones añadidas al problema de despacho energético en SimSEE, se obtiene a optimizar una última vez, resolviendo el problema de optimización dinámica estocástica multivariante considerando criterios de seguridad estática y dinámica.

A continuación, se analizarán los resultados obtenidos del análisis del despacho para la contingencia más desfavorable en cada periodo de demanda, obteniendo así, tres casos distintos de estudio para cada época del año.

3.3.1. Época Fría

3.3.1.1. Despacho diario considerando reserva para la contingencia más desfavorable en Demanda Mínima

En la Figura 3.33 se muestra el resultado del despacho óptimo de corto plazo para la microrred Baltra - Santa Cruz considerando criterios de seguridad estática y dinámica. Se puede ver una distribución energética, en donde se aprovecha al máximo el recurso eólico en las horas de la tarde y noche y se lo combina con la energía entregada por las baterías, desplazando casi en su totalidad a la generación térmica. Mientras que en la madrugada se utiliza únicamente generación térmica.

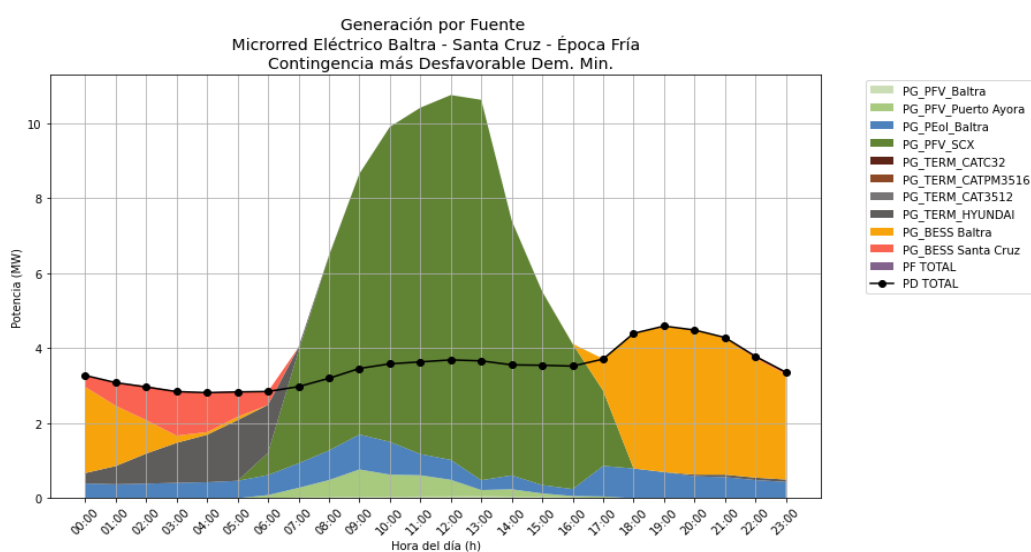


Figura 3.33. Despacho Óptimo de Corto Plazo con Criterios de Seguridad - Época Fría - Demanda Mínima

3.3.1.2. Despacho diario considerando reserva para la contingencia más desfavorable en Demanda Media

En demanda media y bajo el porcentaje de reserva obtenido en este caso de estudio, se puede ver en la Figura 3.34 que la mayor parte de la energía es cubierta por fuentes de generación renovable. La energía remanente, principalmente en horas de la madrugada y noche es cubierta casi en su totalidad por la energía de las baterías ubicadas en Baltra, esto gracias a que son las baterías con mayor capacidad y no tienen ninguna restricción adicional a la del SOC (restricción propia de cada batería que salvaguarda su vida útil). Por otra parte, se puede ver en color rojo que la energía entregada por el megapack de Puerto Ayora es limitada por salvaguardar la estabilidad del sistema.

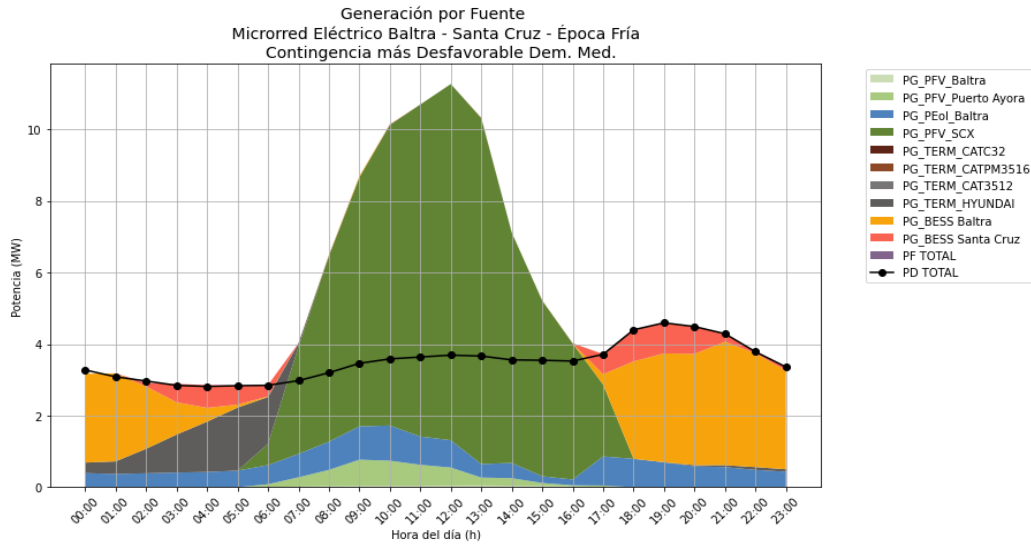


Figura 3.34. Despacho Óptimo de Corto Plazo con Criterios de Seguridad - Época Fría - Demanda Media

3.3.1.3. Despacho diario considerando reserva para la contingencia más desfavorable en Demanda Máxima

Para este escenario de estudio se puede ver que en la gran mayoría de tiempo las islas pueden ser abastecidas bajo el criterio de Diesel OFF, es decir que, la demanda es cubierta netamente por energías renovables. En las horas de la madrugada es necesario tener una reserva de generación termina hasta que la central fotovoltaica empiece a generar en horas de 08:00 a 18:0, en demanda máxima, las baterías y el parque eólico son los encargados de cubrir la demanda. Todo esto se puede apreciar en la Figura 3.35.

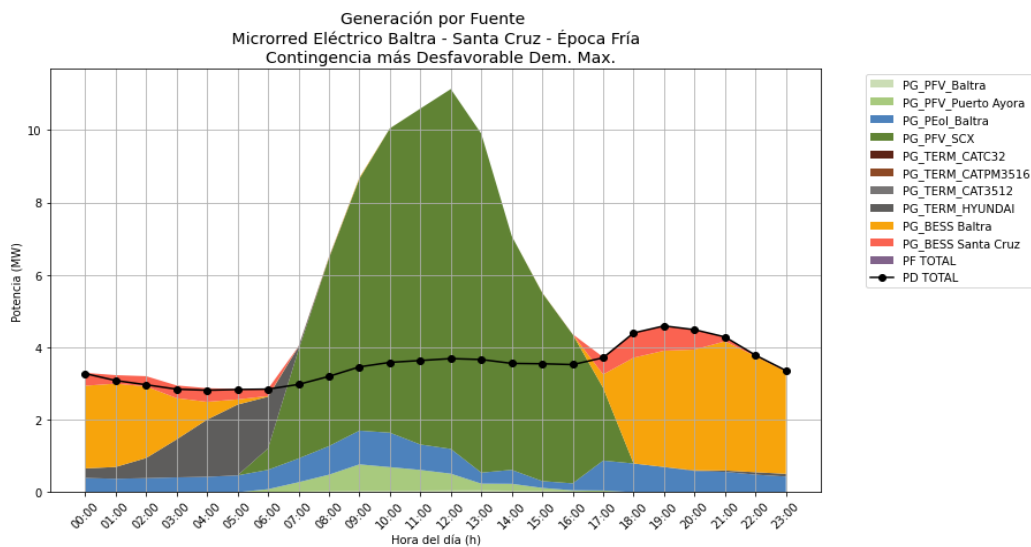


Figura 3.35. Despacho Óptimo de Corto Plazo con Criterios de Seguridad - Época Fría - Demanda Máxima

Finalmente, se obtuvieron los costos variables de operación mínimos para cada demanda de la época fría, manteniendo un margen de reserva que pueda asegurar la seguridad estática y dinámica del sistema ante la contingencia más desfavorable, el costo del despacho ideal sin restricciones es de 382 US\$/día, el costo para el caso de estudio de la demanda mínima es de 536 US\$/día, para demanda media es de 540 US\$/día y para demanda máxima de 559 US\$/día. A pesar de que se consideran restricciones muy preventivas, el ahorro que existe al momento de desplazar una gran cantidad de energía generada por unidades de generación térmica es importante. Si se compara el costo actual diario de generación subsidiado de 4476 US\$/día con el escenario más costoso, se obtiene un ahorro de 87,51%

En la Figura 3.36 se muestra el costo de generación diario tras la obtención del despacho óptimo de corto plazo y cada uno de los porcentajes de reserva sintética necesario para afrontar cada una de las solicitudes en demanda mínima, media y máxima y se los compara con los resultados del caso ideal sin reserva o caso base.

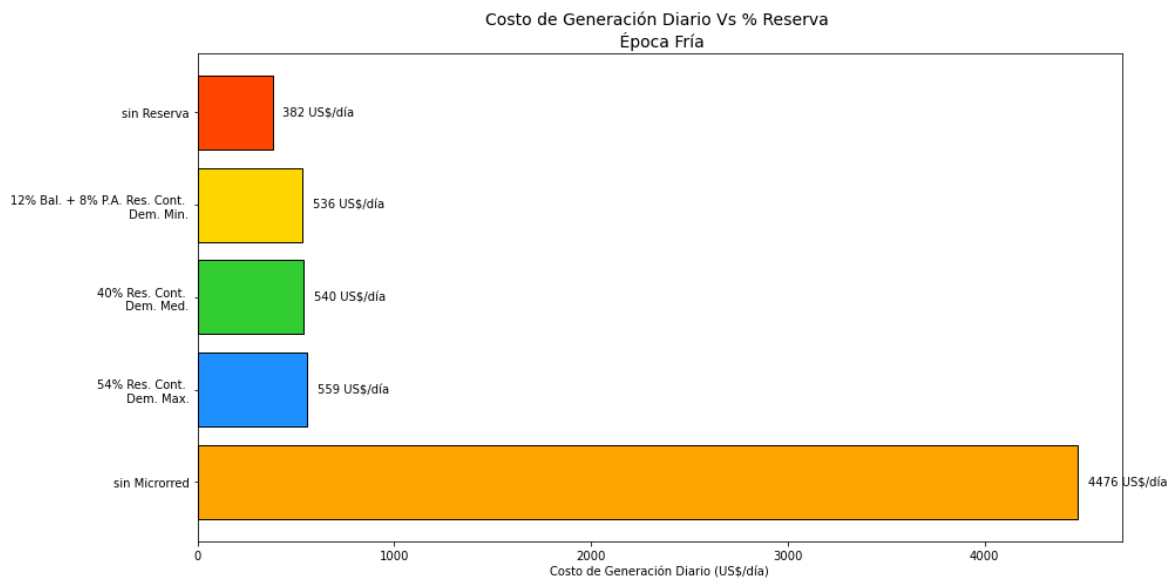


Figura 3.36. Costo Total de Generación y Porcentaje de Reserva Sintética – Época Fría

3.3.2. Época Cálida

3.3.2.1. Despacho diario considerando reserva para la contingencia más desfavorable en Demanda Mínima

En la Figura 3.37 se puede ver el resultado del despacho óptimo de corto plazo para la microrred Baltra – Santa Cruz considerando criterios de seguridad estática y dinámica Se puede ver una distribución energética, en donde se aprovecha la energía almacenada en

la mañana y tarde por las baterías, inyectando ésta en la noche, mientras que en demanda mínima se cubre la demanda con grupos térmicos.

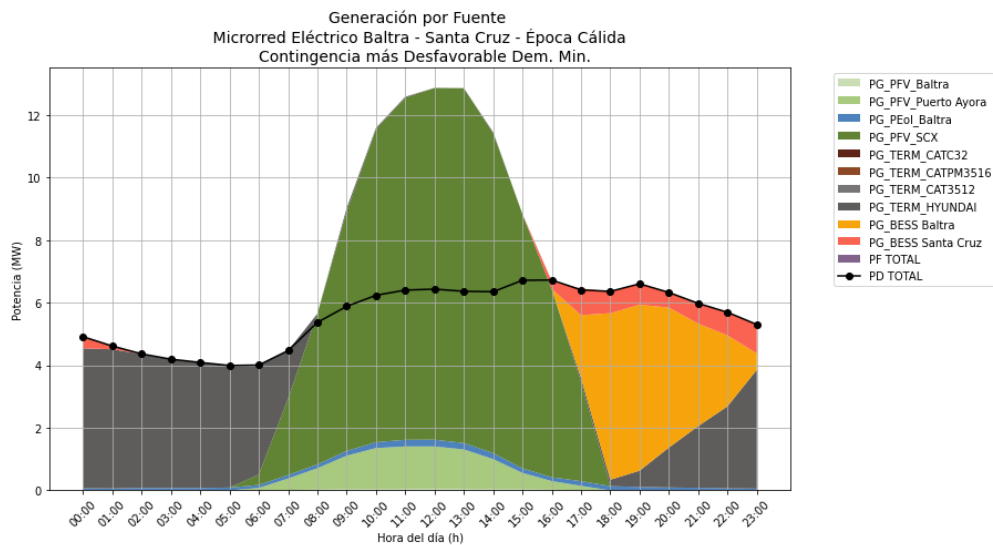


Figura 3.37. Despacho Óptimo de Corto Plazo con Criterios de Seguridad – Época Cálida – Demanda Mínima

3.3.2.2. Despacho diario considerando reserva para la contingencia más desfavorable en Demanda Media

En demanda media, y bajo el porcentaje de reserva obtenido en este caso de estudio, se puede ver en la Figura 3.38 que el comportamiento de las fuentes de generación es muy similar al caso de demanda mínima en donde, la batería de Baltra entrega toda la energía obtenida en horas de alta irradiación solar, en la tarde y noche, mientras que los grupos térmicos suplen de energía en horas de la madrugada.

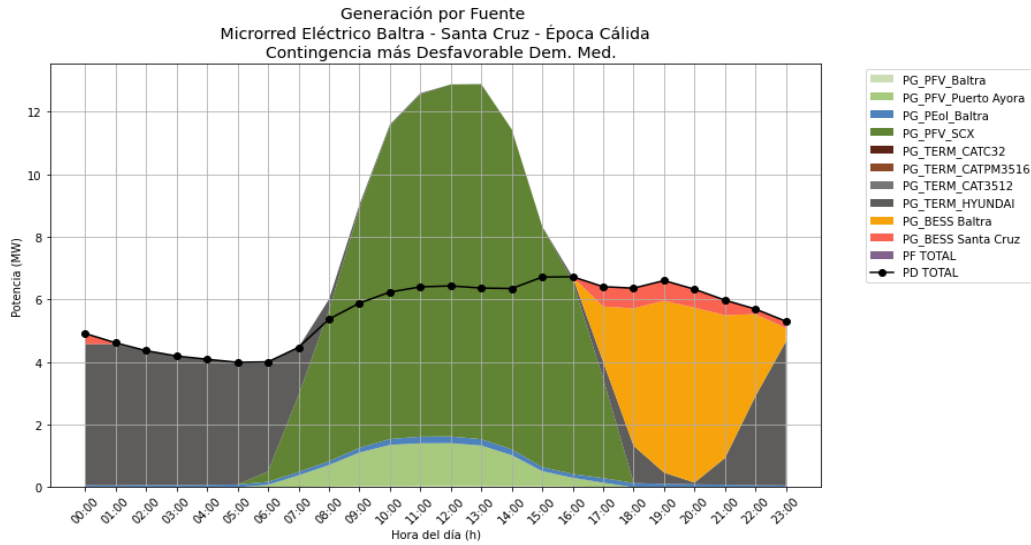


Figura 3.38. Despacho Óptimo de Corto Plazo con Criterios de Seguridad – Época Cálida – Demanda Media

3.3.2.3. Despacho diario considerando reserva para la contingencia más desfavorable en Demanda Máxima

Para este caso de estudio, y tomando en cuenta que el recurso eólico es sumamente bajo en la época cálida, se tiene que los principales actores en el despacho energético de la microrred son el proyecto fotovoltaico propuesto y las baterías de Baltra, ya que las baterías de Santa Cruz guardan un margen de reserva para salvaguardar la estabilidad del sistema ante un posible estado de emergencia. Este comportamiento, se muestra en la Figura 3.39.

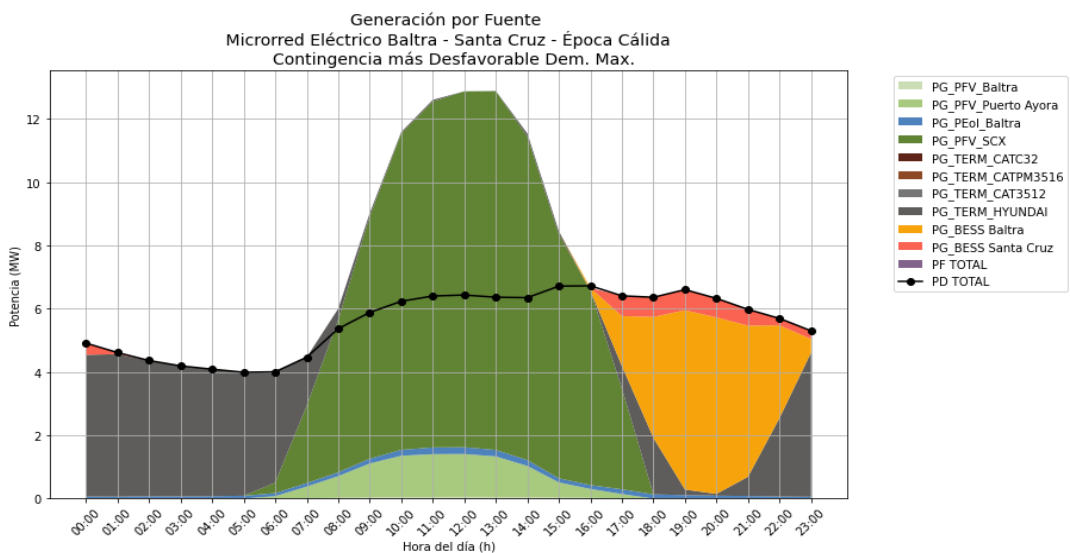


Figura 3.39. Despacho Óptimo de Corto Plazo con Criterios de Seguridad – Época Cálida - Demanda Máxima

Finalmente, se obtuvieron los costos variables de operación mínimos para cada demanda de la época fría, manteniendo un margen de reserva que pueda asegurar la seguridad estática y dinámica del sistema ante la contingencia más desfavorable, el costo del despacho ideal sin restricciones es de 2452 US\$/día, el costo para el caso de estudio de la demanda mínima es de 3079 US\$/día, para demanda media es de 3090 US\$/día y para demanda máxima de 3113 US\$/día. A pesar de que se consideran restricciones muy preventivas, el ahorro que existe al momento de desplazar una gran cantidad de energía generada por unidades de generación térmica es importante. Si se compara el costo actual diario de generación subsidiado de 9067 US\$/día con el escenario más costoso, se obtiene un ahorro del 66%.

En la Figura 3.40 se muestra el costo de generación diario tras la obtención del despacho óptimo de corto plazo y cada uno de los porcentajes de reserva sintética necesario para afrontar cada una de las solicitudes en demanda mínima, media y máxima. y se los compara con los resultados del caso ideal sin reserva o caso base.

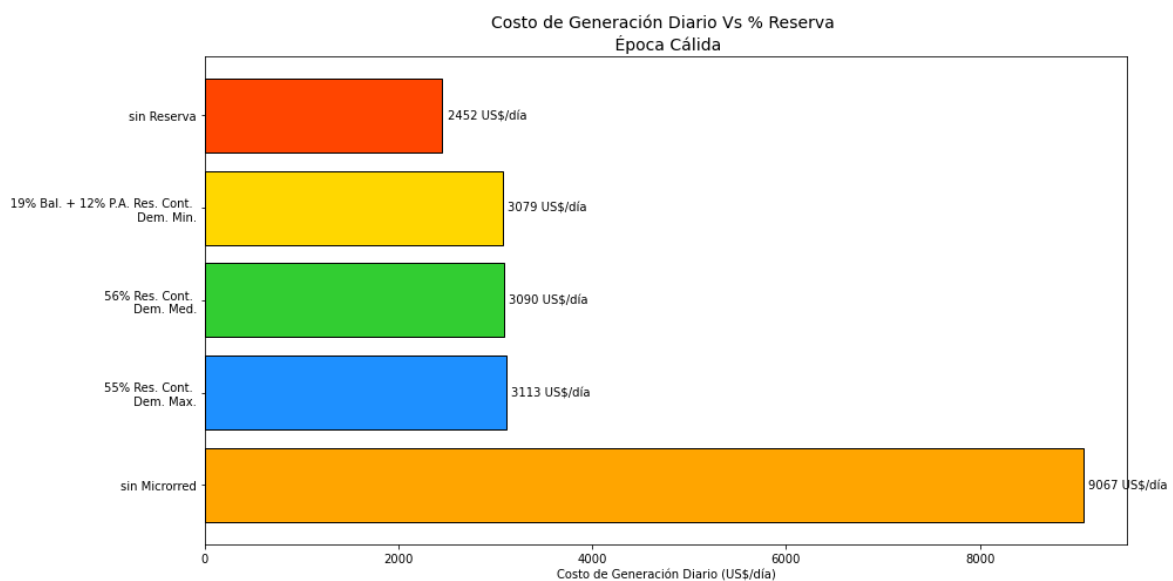


Figura 3.40. Costo Total de Generación y Porcentaje de Reserva Sintética - Época Cálida

3.4. Aspectos que complementan el Cambio en la Matriz Energética de la Islas Galápagos

Luego de verificar que los resultados de aplicación del modelo de despacho óptimo de corto plazo en la Microrred Baltra – Santa Cruz fueron adecuados y que se demostró que la diversificación de las fuentes de energía renovable, combinadas con fuentes de energía convencionales como la térmica y sistemas de almacenamiento como los BESS, es muy

favorable y trae consigo beneficios tanto al medio ambiente como a la seguridad del sistema eléctrico de las islas Baltra y Santa Cruz, se plantean, pautas para fomentar y guiar el cambio en la matriz energética de las Islas Baltra y Santa Cruz, hacia una alta penetración de Energías Renovables.

El aporte de los Sistemas de Almacenamiento de Energía basado en Baterías (BESS) no solo radica en la capacidad de almacenar la energía en las horas de alta producción renovable y usarla para cubrir la demanda en las horas en las que el recurso primario renovable es casi nulo, sino que, su electrónica de potencia y sus acelerados tiempos de respuesta permiten que el sistema se mantenga eléctricamente estable. Esto demuestra que, es indispensable combinar el plan de expansión de generación de energías renovables con el plan de expansión, dimensionamiento y ubicación óptima de sistemas de almacenamiento.

El Sistema Eléctrico de Baltra – Santa Cruz es un sistema eléctrico aislado y no tiene gran inercia o fortaleza como el sistema nacional de transmisión de continente. Por lo tanto es imperante evaluar detenidamente y para varios escenarios el comportamiento dinámico y estacionario tanto de la generación como la demanda, por esta razón y, conociendo el gran desarrollo de los sistemas de monitoreo de área extendida o Wide Area Monitoring System (WAMS, por sus siglas en inglés), se recomienda la implementación de un sistema de monitoreo y control en tiempo real, a través del uso de tecnologías de vanguardia como los Phasor Measurement Units (PMUs, por sus siglas en inglés) o unidad de medición sincrofasorial; Ya que, al apuntar hacia una matriz energética con altos niveles de penetración renovable, resulta indispensable monitorear el comportamiento estacionario y dinámico de todas las variables del sistema, asegurando aún más la seguridad dinámica y estacionaria sistema eléctrico.

Dado que el recurso solar en la zona de las Islas Baltra y Santa Cruz es apropiado para la implementación de sistemas fotovoltaicos, y sabiendo, que la normativa vigente en el país permite al consumidor autoabastecerse de Energías Renovables bajo varias modalidades, es importante que el estado fomente el uso masivo de las energías renovables en el archipiélago de Galápagos, se recomienda que se implemente un incentivo o apoyo a todos las residencias, comercios o industrias que opten por el uso de energías renovables, como la fotovoltaica para autoabastecerse.

Es necesario crear nuevos proyectos energéticos de inversión privada en las Islas Galápagos. Debido a su gran atractivo turístico y a ser Patrimonio de la Humanidad, sin duda existirá gran interés de empresas nacionales y extranjeras en invertir en proyectos

energéticos eficientes que permitan desplazar el uso de combustibles fósiles para la generación eléctrica y cambiar la matriz energética tanto en la oferta como en la demanda en todas las islas. Solamente cuando la penetración de energías renovables sea elevada serán adecuados y darán mejores resultados proyectos como la movilidad y la cocción eléctricas.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

En este trabajo se desarrolló y se aplicó una metodología para resolver el problema de optimización estocástica dinámica multivariante, reflejado en la obtención del despacho óptimo energético de la Microrred Baltra – Santa Cruz considerando restricciones de seguridad estática y dinámica. Esta metodología utiliza Python como orquestador, el cual comanda PowerFactory, para obtener las restricciones eléctricas adicionales, y SimSEE, software encargado de resolver el problema de optimización. Esta metodología es innovadora y de vanguardia ya que incluye restricciones eléctricas al problema de despacho energético, a diferencia de las potencialidades de otras herramientas computacionales tradicionales. Los resultados eléctricos y energéticos obtenidos para el sistema bajo estudio han demostrado la aplicabilidad de las herramientas informáticas utilizadas y la adecuada metodología propuesta para resolver el despacho energético.

La metodología desarrollada se aplicó en la microrred Baltra – Santa Cruz, ubicada en las Islas Galápagos en Ecuador, un sistema eléctrico que debido a sus características es de alta complejidad. Sin embargo, se ha desarrollado una metodología que puede adaptarse a cualquier otro criterio de seguridad y confiabilidad en la operación de sistemas eléctricos, haciendo de esta una herramienta flexible y adaptable a otros sistemas eléctricos o condiciones operativas, lo cual es muy útil para la investigación e incluso con el potencial de ser aplicada en sistemas reales, como el Sistema Eléctrico Ecuatoriano o las Islas Galápagos.

En este trabajo de titulación se analizó detalladamente el estado actual de todos los elementos que constituyen el sistema eléctrico Baltra – Santa Cruz, además, se detalló la propuesta de adecuación del sistema eléctrico hacia la Microrred Baltra – Santa Cruz. En ambos casos y mediante las herramientas desarrolladas para el despacho energético, se obtuvo el nivel de penetración de Energías Renovables, obteniéndose resultados de niveles de penetración de 73% en época cálida y 94% en época fría, los cuales aumentan considerablemente del 10% y 29% respectivamente, que existen en la actualidad.

Se presentó a detalle cada uno de los elementos electromecánicos que conforman la Microrred Baltra – Santa Cruz, detallando el proceso de modelación matemática para estudios eléctricos de estado estacionario y dinámico en PowerFactory. Y, además, se detalló el proceso de modelación de los elementos de la Microrred Baltra – Santa Cruz en

SimSEE, detallando el rol de cada elemento o actor en el problema de optimización del despacho energético de corto plazo.

Se aplicaron y se detallaron los resultados del uso de los módulos, Load Flow, RMS, DPL, DSL y Scripting (Python) en PowerFactory para evaluar la respuesta estacionaria y dinámica de la Microrred Baltra – Santa Cruz, con el fin de encontrar las restricciones eléctricas que se deben incluir al problema de optimización del despacho energético. Adicionalmente, se mostraron las bondades de los módulos: Análisis Serial, SimSEE Edit y SimRes3, los cuales fueron utilizados para modelar las fuentes estocásticas de cada actor que inyecte variabilidad en el problema de optimización.

Se logró implementar una metodología computacional de vanguardia que mediante Python como orquestador, controla dos herramientas computacionales de modelación, optimización y simulación: SimSEE y PowerFactory. Con esta interacción entre tres herramientas computacionales se resuelve no solo un problema energético de optimización, sino, un problema de optimización energético y eléctrico multivariante estocástico y dinámico. Diferenciando a esta metodología de las metodologías existentes en la literatura o implementadas en varios programas comerciales, volviéndola así en una herramienta de gran aporte en la operación de sistemas eléctricos reales de pequeña, mediana y gran escala.

El sistema eléctrico Baltra – Santa Cruz, con la operación de una microrred con similares características a las modeladas en este trabajo, puede operar en la modalidad “Diesel – off” en muchos escenarios, es decir, sin la operación de grupos generadores térmicos. Generando así, un desplazamiento de la generación térmica muy considerable, ayudando a la vez, a la estabilidad del sistema eléctrico, aumentando la eficiencia energética de las Islas Galápagos y contribuyendo al cumplimiento de los objetivos del Plan de Eficiencia Energética Nacional.

Finalmente, y tras obtener resultados alentadores de la aplicación de la metodología de resolución del despacho óptimo de energía en corto plazo en la Microrred Baltra – Santa Cruz, se plantean propuestas complementarias para aumentar la penetración de Energías Renovables en las Islas Galápagos, y así acelerar la migración de una matriz energética casi en su totalidad térmica, hacia una matriz energética eficiente con alta penetración de energías renovables.

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) son un complemento adecuado para la operación de sistemas eléctricos aislados que tienen aporte energético

de recursos no gestionables como el viento y el sol. Además de servir como regulador del aporte energético de cada fuente, ayudan para la operación confiable y segura de la red eléctrica con funcionalidades como: regulación de voltaje, regulación de frecuencia, amortiguamiento de oscilaciones, etc.

Conclusiones Adicionales

En este trabajo de titulación se modeló la fuente de viento, temperatura e irradiación solar para las islas Baltra y Santa Cruz; Una modelación de gran calidad y precisión de estas fuentes es fundamental para obtener una prospectiva real, más aún en un horizonte de tiempo de corto plazo (horario), en el cual una variación pequeña en la temperatura o velocidad del viento tienen un gran peso y una modelación errada de estas variables pueden generar resultados poco probables. Esta metodología considera la relación entre variables y entre variables con su pasado, esta consideración se suma a los demás aportes y la hace diferente a otras metodologías que no consideran esta relación multivariante.

Se pudo ver que el Sistema Baltra Santa Cruz, ante un evento de magnitudes similares a las analizadas en este estudio, requiere, en algunas ocasiones, un porcentaje de reserva rotacional. Este porcentaje de reserva representa cierta cantidad de energía puesta a disposición por unidades de generación sincrónica. Dicho porcentaje, además de contribuir con la estabilidad estacionaria y dinámica, en particular contribuyen con la disminución del Nadir de la onda de frecuencia.

4.2. Recomendaciones

Utilizar los hallazgos y aportes de la metodología propuesta en este de investigación, en futuros trabajos de investigación. La propuesta de una nueva e innovadora herramienta de obtención del problema de optimización de despacho económico de corto plazo, al relacionarlo con las limitaciones eléctricas del cualquier sistema eléctrico bajo estudio, abre el campo de investigación hacia posibles trabajos futuros en sistemas eléctricos interconectados con alta penetración de energías renovables.

Se recomienda aplicar esta metodología en sistemas de potencia reales, ya que, tiene mayores funcionalidades que algunas de las metodologías aplicadas en la literatura y presenta mayor versatilidad al momento de analizar fuentes de generación renovables y las limitaciones eléctricas estacionarias y dinámicas que trae consigo un alto porcentaje de penetración de Energías Renovables.

Se recomienda utilizar esta metodología para el análisis anticipado de la entrada en funcionamiento de sistemas eléctricos de potencia y en especial de microrredes, ya que es muy importante realizar una prospectiva energética cuasi real. Esto se logra, modelando cada elemento para análisis eléctricos y energéticos de la mejor manera, evaluando las solicitudes del sistema y considerando las principales restricciones eléctricas en el despacho energético, tal y como se planteó y comprobó en este trabajo de titulación.

Es importante la aplicación de un Sistema de Monitoreo y Control de Área Extendida (WAMS) con la ayuda de instalación de Unidades de Medición Sincrofasorial (PMUs), en puntos estratégicos del sistema eléctrico de la microrred bajo estudio. Esto permitirá potencializar la calidad y veracidad de los parámetros de entrada de esta metodología, así como también evaluar la estabilidad estacionaria y dinámica en todo el sistema eléctrico.

Se recomienda incentivar el uso de Energías Renovables en las Islas Galápagos, proponiendo planes de acción a futuro que promuevan de manera eficaz la inversión pública o privada en proyectos que contribuyan a un cambio de la matriz energética en las Islas Galápagos.

Se recomienda realizar trabajos de investigación futuros, los cuales pueden servir como insumo de la presente metodología. En el caso particular de la definición de índices de seguridad, es pertinente realizar una investigación que involucre el análisis de la confiabilidad y estabilidad en microrredes. Cabe recalcar que la metodología desarrollada en el presente trabajo es válida para cualquier valor de reserva sintética y rotacional.

En un futuro y con un código de red aprobado para microrredes en Ecuador, se recomienda el desarrollo de trabajos de investigación en los cuales se obtengan, mediante un proceso de optimización, los índices más adecuados de reserva de Potencia Activa (P) y Potencia Reactiva (Q) para garantizar la seguridad de la microrred. Este insumo serviría como un insumo para la metodología desarrollada ya que es apta para considerar este tipo de restricciones. Cabe recalcar que, con el conocimiento ya adquirido en el lenguaje de programación Pascal, es posible adecuar el entorno SimSEE a cualquier requerimiento adicional.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] E. D. Arciniegas Granda, "Investigación sobre la gestión ambiental de la industria turística en el Parque Nacional Galápagos," 2010, Accessed: Dec. 17, 2023. [Online]. Available: <http://localhost:8080/xmlui/handle/123456789/97>
- [2] "Acuerdo Ministerial 196, Registro Oficial 458 de 14 junio de 1990, Protección por el Estado de Especies Animales." Accessed: Dec. 17, 2023. [Online]. Available: <https://www.cms.int/raptors/es/document/acuerdo-ministerial-196-registro-oficial-458-de-14-junio-de-1990-proteccion-por-el-estado>
- [3] Ley Orgánica de Régimen Especial de La Provincia de Galápagos and I. Hugo Del Pozo Barrezueta Director Del Registro Oficial En su despacho-, "LEY ORGANICA DE REGIMEN ESPECIAL DE LA PROVINCIA DE GALAPAGOS Ley 0 Registro Oficial Suplemento 520 de 11-jun.-2015 Estado: Vigente." [Online]. Available: www.lexis.com.ec
- [4] G. Sebastián Salazar, J. Cepeda Campana, G. Salazar Yépez, and R. Patricio Aguilar, "Evaluación de la Prospectiva Energética de la microrred Baltra - Santa Cruz usando Flujos de Potencia Probabilísticos," *2022 IEEE Biennial Congress of Argentina, ARGENCON 2022*, 2022, doi: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9939679.
- [5] S. Obara and J. Morel, "Clean Energy Microgrids," *Clean Energy Microgrids*, pp. 1–376, Jan. 2017, doi: 10.1049/PBPO090E.
- [6] J. Cepeda and S. Chamba, "Determinación del Modelo Estocástico del Estado de Carga de Baterías para el cómputo de Flujo de Potencia Probabilístico de Microrredes," *Revista Técnica "energía"*, vol. 16, no. 1, pp. 41–50, Jul. 2019, doi: 10.37116/REVISTAENERGIA.V16.N1.2019.334.
- [7] C. Vargas-Salgado, P. Bastida Molina, L. Montuori, and J. Águila-León, "Diseño de sistema híbrido basado en energía solar PV con almacenamiento en baterías: aplicación a la enseñanza de Microrredes Eléctricas utilizando Microsoft Excel," *Universitat Politècnica de Valencia*, Sep. 2019. doi: 10.4995/inred2019.2019.10533.
- [8] "Stochastic Dual Dynamic Programming And Its Variants – A Review – Optimization Online." Accessed: Dec. 17, 2023. [Online]. Available: <https://optimization-online.org/2021/01/8217/>
- [9] R. Chaer and X. Caporale, "ManualSimSEE_Vol5_Analisisserial," *Instituto de Ingeniería Eléctrica Facultad de Ingeniería Universidad de la República Oriental del Uruguay*, pp. 2–5, 2007.
- [10] "HOMER Pro - Microgrid Software for Designing Optimized Hybrid Microgrids." Accessed: Dec. 17, 2023. [Online]. Available: <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>
- [11] J. Giraldez, F. Flores-Espino, S. Macalpine, and P. Asmus, "Phase I Microgrid Cost Study: Data Collection and Analysis of Microgrid Costs in the United States," 2018. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/67821.pdf>.
- [12] "Industry Bullish on Future of Microgrid Market Over Next 10 Years | Microgrid Knowledge." Accessed: Aug. 30, 2023. [Online]. Available:

<https://www.microgridknowledge.com/editors-choice/article/11428495/industry-bullish-on-future-of-microgrid-market-over-next-10-years>

- [13] B. Satish and S. Bhuvaneshwari, "Control of microgrid - A review," *2014 International Conference on Advances in Green Energy, ICAGE 2014*, pp. 18–25, Feb. 2014, doi: 10.1109/ICAGE.2014.7050138.
- [14] Y. R. Li, F. Nejabatkhah, and H. Tian, "Energy Management System (EMS) in Smart Hybrid Microgrids," *Smart Hybrid AC/DC Microgrids*, pp. 155–183, Nov. 2022, doi: 10.1002/9781119598411.CH6.
- [15] H. A. Gabbar and A. M. Othman, "High-performance large microgrid," *Smart Energy Grid Engineering*, pp. 167–185, 2017, doi: 10.1016/B978-0-12-805343-0.00007-3.
- [16] N. Bayati, A. Hajizadeh, and M. Soltani, "Blockchain-based protection schemes of DC microgrids," *Blockchain-based Smart Grids*, pp. 195–214, Jan. 2020, doi: 10.1016/B978-0-12-817862-1.00011-7.
- [17] A. V. Shalukho, I. A. Lipuzhin, and A. A. Voroshilov, "Power quality in microgrids with distributed generation," *Proceedings - 2019 International Ural Conference on Electrical Power Engineering, UralCon 2019*, pp. 54–58, Oct. 2019, doi: 10.1109/URALCON.2019.8877619.
- [18] R. Georgious, R. Refaat, J. Garcia, and A. A. Daoud, "Review on Energy Storage Systems in Microgrids," *Electronics 2021, Vol. 10, Page 2134*, vol. 10, no. 17, p. 2134, Sep. 2021, doi: 10.3390/ELECTRONICS10172134.
- [19] V. Skiparev, R. Machlev, N. R. Chowdhury, Y. Levron, E. Petlenkov, and J. Belikov, "Virtual Inertia Control Methods in Islanded Microgrids," *Energies 2021, Vol. 14, Page 1562*, vol. 14, no. 6, p. 1562, Mar. 2021, doi: 10.3390/EN14061562.
- [20] H. R. Atia, A. Shakya, P. Tandukar, U. Tamrakar, T. M. Hansen, and R. Tonkoski, "Efficiency analysis of AC coupled and DC coupled microgrids considering load profile variations," *IEEE International Conference on Electro Information Technology*, vol. 2016-August, pp. 695–699, Aug. 2016, doi: 10.1109/EIT.2016.7535324.
- [21] "(a) AC coupled, (b) DC coupled, and (c) AC-DC coupled hybrid microgrid [9]. | Download Scientific Diagram." Accessed: Sep. 04, 2023. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/a-AC-coupled-b-DC-coupled-and-c-AC-DC-coupled-hybrid-microgrid-9_fig1_353011143
- [22] A. G. Siraki, N. Curry, P. Pillay, and S. S. Williamson, "Power electronics intensive solutions for integrated urban building renewable energy systems," *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, pp. 3998–4006, 2009, doi: 10.1109/IECON.2009.5415328.
- [23] J. W. Simpson-Porco, F. Dörfler, and F. Bullo, "Synchronization and power sharing for droop-controlled inverters in islanded microgrids," *Automatica*, vol. 49, no. 9, pp. 2603–2611, Sep. 2013, doi: 10.1016/J.AUTOMATICA.2013.05.018.
- [24] M. Syahril, M. A. Roslan, and B. Ismail, "Microgrid synchronization using power offset through a central controller," *J Phys Conf Ser*, vol. 1432, no. 1, p. 012019, Jan. 2020, doi: 10.1088/1742-6596/1432/1/012019.

- [25] “AC vs. DC Coupled Batteries: What You Need to Know | EnergySage.” Accessed: Sep. 04, 2023. [Online]. Available: <https://news.energysage.com/ac-vs-dc-solar-battery-coupling-what-you-need-to-know/>
- [26] S. Tahir and A. Khaliq, “Control of grid connected DC-coupled hybrid microgrid,” *Proceedings of 2017 International Multi-Topic Conference, INMIC 2017*, vol. 2018-January, pp. 1–6, Feb. 2018, doi: 10.1109/INMIC.2017.8289457.
- [27] “La diferencia entre el cable de CC y el cable de CA en el cable de alimentación - noticias por cable - ZMS Cable.” Accessed: Sep. 04, 2023. [Online]. Available: <https://www.zmscable.com/new/The-difference-between-DC-cable-and-AC-cable-in-power-cable>
- [28] “Understanding the differences between DC Cable and AC Cable.” Accessed: Sep. 04, 2023. [Online]. Available: https://www.zw-cable.com/news/Understanding_the_differences_between_DC_Cable_and_AC_Cable.html
- [29] B. Alghamdi and C. Cañizares, “Frequency and voltage coordinated control of a grid of AC/DC microgrids,” *Appl Energy*, vol. 310, p. 118427, Mar. 2022, doi: 10.1016/J.APENERGY.2021.118427.
- [30] J. D. Watson and I. Lestas, “Frequency and voltage control of hybrid AC/DC networks,” *Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control*, vol. 2018-December, pp. 3445–3450, Jul. 2018, doi: 10.1109/CDC.2018.8619412.
- [31] P. S. Corella Medina and J. F. Hernández Villacreses, “Propuesta de un plan de eficiencia energética eléctrica en las islas San Cristóbal, Isabela y Santa Cruz del Archipiélago de Galápagos.” 2022, Accessed: Dec. 18, 2023. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/22574>
- [32] E. De, L. S. Dinámica, E. N. Línea, and E. N. Base, “Evaluación de la seguridad dinámica en línea en base a una interfaz de protocolo de comunicación OPC de arquitectura unificada.” 2023, Accessed: Dec. 18, 2023. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/23682>
- [33] M. Y. Nguyen and Y. T. Yoon, “A Comparison of Microgrid Topologies Considering Both Market Operations and Reliability,” <http://dx.doi.org/10.1080/15325008.2014.880963>, vol. 42, no. 6, pp. 585–594, Apr. 2014, doi: 10.1080/15325008.2014.880963.
- [34] “Coal - IEA.” Accessed: Sep. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/fossil-fuels/coal#tracking>
- [35] “TURBINAS DE GAS AERODERIVADAS .” Accessed: Nov. 12, 2023. [Online]. Available: https://www.lea-global.com/uploads/circulares/2015/09/1turbinas_aeroderivadas.pdf
- [36] D. Vyncke-Wilson and R. Canada, “ADVANTAGES OF AERODERIVATIVE GAS TURBINES: TECHNICAL & OPERATIONAL CONSIDERATIONS ON EQUIPMENT SELECTION,” 2013.

- [37] P. Mathieu and P. Pilidis, "The Use of Gaseous Fuels on Aero-Derivative Gas Turbine Engines," *Proceedings of the ASME Turbo Expo*, vol. 4, Mar. 2015, doi: 10.1115/91-GT-044.
- [38] G. H. Badeer, "GE Power Systems GE Aeroderivative Gas Turbines-Design and Operating Features".
- [39] G. B. Ellis, "Thermoelectric generator designs," *Electrical Engineering*, vol. 67, no. 7, pp. 657–660, Jul. 2013, doi: 10.1109/EE.1948.6444215.
- [40] R. W. Fritts, "Special Applications of Thermoelectric Generators," *IEEE Transactions on Industry and General Applications*, vol. IGA-3, no. 5, pp. 458–462, 1967, doi: 10.1109/TIGA.1967.4180813.
- [41] A. Patyk, "Thermoelectric generators for efficiency improvement of power generation by motor generators – Environmental and economic perspectives," *Appl Energy*, vol. 102, pp. 1448–1457, Feb. 2013, doi: 10.1016/J.APENERGY.2012.09.007.
- [42] "Cost of electricity by source - Wikipedia." Accessed: Nov. 12, 2023. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source
- [43] B. Machol and S. Rizk, "Economic value of U.S. fossil fuel electricity health impacts," *Environ Int*, vol. 52, pp. 75–80, 2013, doi: 10.1016/j.envint.2012.03.003.
- [44] G. S. Salazar Pérez, "Análisis Técnico y Económico de la Implementación del Net Metering para diferentes tipos de Consumidores de Electricidad en el Ecuador," Jun. 2020, Accessed: Nov. 12, 2023. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20937>
- [45] J. A. Naranjo Aguirre and C. D. Suárez Villavicencio, "Diseño de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía eléctrica para sistemas agrícolas aislados.," 2022, Accessed: Nov. 12, 2023. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/22884>
- [46] E. F. Delgado Piedra, "Análisis de factores externos que inciden en la eficiencia de centrales fotovoltaicas residenciales en Quito.," 2022, Accessed: Nov. 12, 2023. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/24079>
- [47] S. Salazar and H. Arcos, "Análisis Técnico y Económico de la Implementación del Net Metering para diferentes tipos de Consumidores de Electricidad en el Ecuador," *Revista Técnica "energía,"* vol. 18, no. 1, pp. 86–94, Jul. 2021, doi: 10.37116/REVISTAENERGIA.V18.N1.2021.464.
- [48] G. S. Salazar Pérez, "Análisis Técnico y Económico de la Implementación del Net Metering para diferentes tipos de Consumidores de Electricidad en el Ecuador," Jun. 2020, Accessed: Nov. 12, 2023. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20937>
- [49] C. T. Machado and F. S. Miranda, "Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão," *Revista Virtual de Química*, vol. 7, no. 1, pp. 126–143, Jan. 2015, doi: 10.5935/1984-6835.20150008.
- [50] J. H. Werner, "Second and Third Generation Photovoltaics -- Dreams and Reality," pp. 51–66, Dec. 2004, doi: 10.1007/978-3-540-39970-4_5.

- [51] S. A. Solar Technology, “SUNNY CENTRAL 400MV / 500MV / 630MV”.
- [52] “Central vs. String Inverters: Myth & Reality – pv magazine International.” Accessed: Nov. 12, 2023. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/webinars/central-vs-string-inverters-myth-reality/>
- [53] “How to choose between string and central inverters in utility-scale installations.” Accessed: Nov. 12, 2023. [Online]. Available: <https://www.solarpowerworldonline.com/2018/12/choose-between-string-and-central-inverters-utility-scale-solar/>
- [54] “Solar String vs Micro-Inverters | Which is better?” Accessed: Nov. 12, 2023. [Online]. Available: <https://sunwatts.com/compare-string-optimizer-and-micro-inverters/>
- [55] M. Díez-Mediavilla, M. I. Dieste-Velasco, M. C. Rodríguez-Amigo, T. García-Calderón, and C. Alonso-Tristán, “Performance of grid-tied PV facilities based on real data in Spain: Central inverter versus string system,” *Energy Convers Manag*, vol. 86, pp. 1128–1133, Oct. 2014, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2014.06.087.
- [56] “Solar Panel Inverters Explained November 2023.” Accessed: Nov. 12, 2023. [Online]. Available: <https://www.marketwatch.com/guides/solar/solar-panel-inverter/>
- [57] “Solar Inverters - How Much Do Solar Inverters Cost?” Accessed: Nov. 12, 2023. [Online]. Available: <https://www.solarharmonics.com/solar-inverters-how-much-do-solar-inverters-cost/>
- [58] Choi and Tiffany, “Large Power Transformers and the U.S. Electric Grid.”
- [59] “SOLAR FOTOVOLTAICO (PV WIRE) | Electro cables.” Accessed: Nov. 12, 2023. [Online]. Available: <https://www.electrocable.com/index.php/es/categorias-productos/construccion/cobre/solar-fotovoltaico-pv-wire.html>
- [60] “cata-logo-electrocables-2018”.
- [61] “DESCRIPCIÓN APLICACIONES ESPECIFICACIONES TÉCNICAS”.
- [62] C. K. Gan, Y. M. Lee, D. Pudjianto, and G. Strbac, “Role of losses in design of DC cable for solar PV applications,” *2014 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2014 - Proceedings*, Nov. 2014, doi: 10.1109/AUPEC.2014.6966594.
- [63] S. Ekici and M. A. Kopru, “Investigation of PV system cable losses,” *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 7, no. 2, pp. 807–815, 2017, doi: 10.20508/IJRER.V7I2.5660.G7062.
- [64] Y. Zhang, L. W. Wang, and A. Mascarenhas, “‘Quantum coaxial cables’ for solar energy harvesting,” *Nano Lett*, vol. 7, no. 5, pp. 1264–1269, May 2007, doi: 10.1021/NL070174F/ASSET/IMAGES/MEDIUM/NL070174FN00001.GIF.
- [65] “Conector Solar MC4 - Paneles Solares Colombia Lamparas Solares Ingeniería Eléctrica Energía Solar Baterías Solares Cucuta Materiales.” Accessed: Nov. 13, 2023. [Online]. Available: <https://ineldec.com/producto/conector-solar-conectores-mc4/>

- [66] “Estudio estructural para colocación de paneles solares - REN30.” Accessed: Feb. 14, 2024. [Online]. Available: <https://ren30.es/rehabilitacion-energetica/renovables/estudio-estructural-para-colocacion-de-paneles-solares/>
- [67] “Configuración de Solar Tracker, la clave para reducir el LCOE – Bienvenido a Revista RD Energía.” Accessed: Feb. 14, 2024. [Online]. Available: <https://revistardenergia.com/configuracion-de-solar-tracker-la-clave-para-reducir-el-lcoe/>
- [68] L. Hernández-Callejo, S. Gallardo-Saavedra, and V. Alonso-Gómez, “A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance,” *Solar Energy*, vol. 188, pp. 426–440, Aug. 2019, doi: 10.1016/J.SOLENER.2019.06.017.
- [69] H. Ravindra, M. O. Faruque, P. McLaren, K. Schoder, M. Steurer, and R. Meeker, “Impact of PV on distribution protection system,” *2012 North American Power Symposium, NAPS 2012*, 2012, doi: 10.1109/NAPS.2012.6336409.
- [70] J. D. Gomez Abril, “Desarrollo de un instructivo para la selección de protecciones eléctricas aplicadas en sistemas de generación fotovoltaica ON GRID y OFF GRID Modalidad: Desarrollo tecnológico,” Mar. 2023, Accessed: Nov. 13, 2023. [Online]. Available: <http://repositorio.uts.edu.co:8080/xmlui/handle/123456789/12085>
- [71] A. F. Achote Yasig and G. S. Rodríguez Vera, “Diseño e implementación del sistema de protecciones eléctricas de una instalación fotovoltaica de 2kw.,” 2023, Accessed: Nov. 13, 2023. [Online]. Available: <http://localhost/handle/27000/11234>
- [72] “Manual del usuario del SUN2000 - Series (90KTL, 95KTL, 100KTL, 105KTL)-es - Huawei.” Accessed: Nov. 13, 2023. [Online]. Available: <https://support.huawei.com/enterprise/es/doc/EDOC1100026958>
- [73] “El pionero de la energía eólica: Poul la Cour.” Accessed: Nov. 13, 2023. [Online]. Available: <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/pictures/lacour.htm>
- [74] “Energía eólica - Wikipedia, la enciclopedia libre.” Accessed: Nov. 13, 2023. [Online]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_e%C3%B3lica
- [75] “World Energy Outlook 2023 – Analysis - IEA.” Accessed: Nov. 13, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- [76] R. Li, “Overview,” *Distributed Power Resources*, pp. 1–18, 2019, doi: 10.1016/B978-0-12-817447-0.00001-8.
- [77] “Wind Power Generation - an overview | ScienceDirect Topics.” Accessed: Nov. 13, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/wind-power-generation>
- [78] M. M. Hossain and M. H. Ali, “Future research directions for the wind turbine generator system,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 49, pp. 481–489, Sep. 2015, doi: 10.1016/J.RSER.2015.04.126.
- [79] M. D. Eduardo Montilla and D. D. Santiago Arnaltes Gómez David Santos Martín, “Control de parques eólicos ‘offshore’ conectados a red mediante enlace de continua

- HVdc-LCC,” Sep. 2010, Accessed: Dec. 19, 2023. [Online]. Available: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/9836>
- [80] Y. Duan and R. G. Harley, “Present and future trends in wind turbine generator designs,” *2009 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, PEMWA 2009*, 2009, doi: 10.1109/PEMWA.2009.5208401.
- [81] F. Blaabjerg, M. Liserre, and K. Ma, “Power electronics converters for wind turbine systems,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 48, no. 2, pp. 708–719, Mar. 2012, doi: 10.1109/TIA.2011.2181290.
- [82] L. Mishnaevsky, K. Branner, H. N. Petersen, J. Beauson, M. McGugan, and B. F. Sørensen, “Materials for Wind Turbine Blades: An Overview,” *Materials 2017, Vol. 10, Page 1285*, vol. 10, no. 11, p. 1285, Nov. 2017, doi: 10.3390/MA10111285.
- [83] A. Aziz, A. MTO, and A. Stojcevski, “Full converter based wind turbine generator system generic modelling: Variations and applicability,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 14, pp. 46–62, Apr. 2016, doi: 10.1016/J.SETA.2015.12.001.
- [84] “3.1.2.3. Aerogenerador de velocidad variable con generador de inducción... | Download Scientific Diagram.” Accessed: Feb. 13, 2024. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Figura-13123-Aerogenerador-de-velocidad-variable-con-generador-de-induccion-Tipo-D_fig2_299455579
- [85] S. Müller, M. Deicke, and R. W. De Doncker, “Doubly fed induction generator systems for wind turbines,” *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 8, no. 3, pp. 26–33, May 2002, doi: 10.1109/2943.999610.
- [86] “Máquina eléctrica doblemente alimentada - Wikipedia, la enciclopedia libre.” Accessed: Feb. 13, 2024. [Online]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/M%C3%A1quina_el%C3%A9ctrica_doblemente_alimentada
- [87] “CATÁLOGO INDUSTRIA EÓLICA ESPAÑOLA.”
- [88] “All You Need To Know About Wind Power | EDF.” Accessed: Nov. 13, 2023. [Online]. Available: <https://www.edfenergy.com/energywise/all-you-need-to-know-about-wind-power>
- [89] “Wind Energy Factsheet | Center for Sustainable Systems.” Accessed: Nov. 13, 2023. [Online]. Available: <https://css.umich.edu/publications/factsheets/energy/wind-energy-factsheet>
- [90] International Energy Agency, “Wind - IEA.” Accessed: Nov. 13, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/wind>
- [91] “GWR-2023_interactive”.
- [92] “» CENTRAL EÓLICA VILLONACO LA DE MAYOR PRODUCCIÓN POR TURBINA EN EL MUNDO.” Accessed: Feb. 13, 2024. [Online]. Available: <https://www.celec.gob.ec/gensur/noticias/central-eolica-villonaco-la-de-mayor-produccion-por-turbina-en-el-mundo/>

- [93] C. Herrerueta Fernández, “Estudio de hibridación de un ciclo combinado con tecnología solar de torre central,” Oct. 2015, Accessed: Dec. 19, 2023. [Online]. Available: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/27542>
- [94] “Wind energy.” Accessed: Nov. 13, 2023. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Wind-energy>
- [95] G. Costanzo, “Wind energy in Europe”.
- [96] “Enorme potencial de la energía eólica marina.” Accessed: Feb. 13, 2024. [Online]. Available: <https://www.conexiones365.com/nota/potencial-eolica-marina>
- [97] F. Boshell *et al.*, “SMART ELECTRIFICATION WITH RENEWABLES Driving the transformation of energy services Citation,” 2022, Accessed: Nov. 13, 2023. [Online]. Available: www.irena.org
- [98] M. T. Lawder *et al.*, “Battery energy storage system (BESS) and battery management system (BMS) for grid-scale applications,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, no. 6, pp. 1014–1030, 2014, doi: 10.1109/JPROC.2014.2317451.
- [99] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Appl Energy*, vol. 137, pp. 511–536, Jan. 2015, doi: 10.1016/J.APENERGY.2014.09.081.
- [100] F. Calero, “Impact of Distributed Battery Energy Storage on Electric Power Transmission and Distribution Systems,” Jan. 2021, Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: <https://uwspace.uwaterloo.ca/handle/10012/16617>
- [101] J. Lipponen, K. Burnard, B. Beck, J. Gale, and B. Pegler, “The IEA CCS Technology Roadmap: One Year On,” *Energy Procedia*, vol. 4, pp. 5752–5761, Jan. 2011, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2011.02.571.
- [102] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Progress in Natural Science: Materials International*, vol. 3, no. 19, pp. 291–312, 2009, doi: 10.1016/J.PNSC.2008.07.014.
- [103] V. A. Boicea, “Energy storage technologies: The past and the present,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, no. 11, pp. 1777–1794, Nov. 2014, doi: 10.1109/JPROC.2014.2359545.
- [104] “Technical Interfaces.” Accessed: Oct. 18, 2023. [Online]. Available: <https://www.ieso.ca/en/Sector-Participants/Technical-Interfaces>
- [105] D. Connolly, “ A Review of Energy Storage Technologies For the integration of fluctuating renewable energy”.
- [106] J. Mitali, S. Dhinakaran, and A. A. Mohamad, “Energy storage systems: a review,” *Energy Storage and Saving*, vol. 1, no. 3, pp. 166–216, Sep. 2022, doi: 10.1016/J.ENSS.2022.07.002.
- [107] A. K. Worku *et al.*, “Energy Storage Technologies; Recent Advances, Challenges, and Prospectives,” pp. 125–150, 2022, doi: 10.1007/978-981-19-0979-5_7.

- [108] L. A. Estrada Torres, H. J. Alarcon Cubas, E. A. Chavarri Aguirre, and O. W. Quispe Rojas, "Diagnóstico, análisis y evaluación de los sistemas de almacenamiento de energía con baterías para su aplicación en la regulación primaria de frecuencia en una central de ciclo combinado del sistema eléctrico peruano," Dec. 2020, Accessed: Dec. 19, 2023. [Online]. Available: <https://repositorio.esan.edu.pe//handle/20.500.12640/1739>
- [109] D. Q. Oliveira *et al.*, "A critical review of energy storage technologies for microgrids," *Energy Systems*, pp. 1–30, Jul. 2021, doi: 10.1007/S12667-021-00464-6/METRICS.
- [110] F. Calero, "Impact of Distributed Battery Energy Storage on Electric Power Transmission and Distribution Systems," Jan. 2021, Accessed: Feb. 11, 2024. [Online]. Available: <https://uwspace.uwaterloo.ca/handle/10012/16617>
- [111] A. R. Sparacino, G. F. Reed, R. J. Kerestes, B. M. Grainger, and Z. T. Smith, "Survey of battery energy storage systems and modeling techniques," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, doi: 10.1109/PESGM.2012.6345071.
- [112] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," *Appl Energy*, vol. 137, pp. 511–536, Jan. 2015, doi: 10.1016/J.APENERGY.2014.09.081.
- [113] S. Bacha, I. Munteanu, and A. I. Bratcu, "Power Electronic Converters Modeling and Control," 2014, doi: 10.1007/978-1-4471-5478-5.
- [114] M. Restrepo, J. Morris, M. Kazerani, and C. A. Cañizares, "Modeling and testing of a bidirectional smart charger for distribution system EV integration," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 1, pp. 152–162, Jan. 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2547178.
- [115] M. Chen and G. A. Rincón-Mora, "Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and I-V performance," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 2, pp. 504–511, Jun. 2006, doi: 10.1109/TEC.2006.874229.
- [116] F. Calero, C. A. Canizares, and K. Bhattacharya, "Aggregated BESS Dynamic Models for Active Distribution Network Studies," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 12, no. 3, pp. 2077–2088, May 2021, doi: 10.1109/TSG.2020.3048648.
- [117] K. C. Divya and J. Østergaard, "Battery energy storage technology for power systems—An overview," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, Apr. 2009, doi: 10.1016/J.EPSR.2008.09.017.
- [118] M. T. Tsai, C. E. Lin, W. I. Tsai, and C. L. Huang, "Design and Implementation of a Demand-Side Multifunction Battery Energy Storage System," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 42, no. 6, pp. 642–652, 1995, doi: 10.1109/41.475505.
- [119] C. Zhan, M. Barnes, V. K. Ramachandaramurthy, and N. Jenkins, "Dynamic voltage restorer with battery energy storage for voltage dip mitigation," *IEE Conference Publication*, no. 475, pp. 360–365, 2000, doi: 10.1049/CP:20000273.
- [120] M. Farrokhabadi, S. Konig, C. A. Canizares, K. Bhattacharya, and T. Leibfried, "Battery Energy Storage System Models for Microgrid Stability Analysis and Dynamic Simulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 2301–2312, Mar. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2740163.

- [121] N. Mohan, T. M. Undeland, and W. P. Robbins, "Power Electronics Convertors, Applications, and Design," p. 824, 2002, Accessed: Nov. 11, 2023. [Online]. Available: <https://www.wiley.com/en-us/Power+Electronics%3A+Converters%2C+Applications%2C+and+Design%2C+3rd+Edition-p-9780471226932>
- [122] H. Paúl and A. Sandoval, "Análisis técnico, regulatorio y económico, de la implementación de almacenamiento en baterías a gran escala, en el sistema nacional interconectado : Análisis técnico de la implementación de almacenamiento en baterías a gran escala en el sistema nacional interconectado.," 2022, Accessed: Nov. 11, 2023. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/23316>
- [123] S. Suárez Gaité, "Estudio de viabilidad de incorporar a una central térmica una batería de ion-litio, sola o junto con una planta solar fotovoltaica," 2019, Accessed: Nov. 11, 2023. [Online]. Available: <https://digibuo.uniovi.es/dspace/handle/10651/54094>
- [124] F. Calero, "Impact of Distributed Battery Energy Storage on Electric Power Transmission and Distribution Systems," 2021.
- [125] G. Shahgholian, "A brief review on microgrids: Operation, applications, modeling, and control," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 31, no. 6, Jun. 2021, doi: 10.1002/2050-7038.12885.
- [126] H. Silva-Saravia, H. Pulgar-Painemal, and J. M. Mauricio, "Flywheel Energy Storage Model, Control and Location for Improving Stability: The Chilean Case," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 4, pp. 3111–3119, Jul. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2624290.
- [127] W. Pinthurat and B. Hredzak, "Decentralized Frequency Control of Battery Energy Storage Systems Distributed in Isolated Microgrid", doi: 10.3390/en13113026.
- [128] "Energies | Free Full-Text | Coordinated Frequency and State-of-Charge Control with Multi-Battery Energy Storage Systems and Diesel Generators in an Isolated Microgrid." Accessed: Nov. 11, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/9/1614>
- [129] F. D. Santillán-Lemus, H. Minor-Popocatl, O. Aguilar-Mejía, and R. Tapia-Olvera, "Optimal Economic Dispatch in Microgrids with Renewable Energy Sources," *Energies 2019, Vol. 12, Page 181*, vol. 12, no. 1, p. 181, Jan. 2019, doi: 10.3390/EN12010181.
- [130] M. Ross, C. Abbey, F. Bouffard, and G. Joos, "Microgrid Economic Dispatch with Energy Storage Systems," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3039–3047, Jul. 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2624756.
- [131] F. Chen *et al.*, "Cost-Based Droop Schemes for Economic Dispatch in Islanded Microgrids," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 63–74, Jan. 2017, doi: 10.1109/TSG.2016.2581488.
- [132] W. Liu, P. Zhuang, H. Liang, J. Peng, and Z. Huang, "Distributed Economic Dispatch in Microgrids Based on Cooperative Reinforcement Learning," *IEEE Trans Neural*

- Netw Learn Syst*, vol. 29, no. 6, pp. 2192–2203, Jun. 2018, doi: 10.1109/TNNLS.2018.2801880.
- [133] M. Rahmani-Andebili, Ed., “Design, Control, and Operation of Microgrids in Smart Grids,” 2021, doi: 10.1007/978-3-030-64631-8.
- [134] Y. Liu, L. Guo, C. Wang, and R. Hou, “Application of Optimization Techniques in the Design and Operation of Microgrid,” *Power Systems*, pp. 49–83, 2021, doi: 10.1007/978-3-030-64631-8_3.
- [135] P. V. Zamudio, D. Lázaro, and A. Barrios, “Optimización del Despacho Económico de una microrred,” 2020.
- [136] M. Čepin, “Dynamic Programming,” *Assessment of Power System Reliability*, pp. 253–255, 2011, doi: 10.1007/978-0-85729-688-7_17.
- [137] G. Espinosa Paredes and A. Vázquez Rodríguez, “Aplicaciones de programación no lineal,” *Aplicaciones de programación no lineal*, Apr. 2016, doi: 10.3926/OSS.21.
- [138] I. Ruben Chaer, G. Gross, G. Casaravilla, M. Vignolo, P. Monzón, and R. Méndez, “SIMULACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA,” 2008.
- [139] “Propuesta para la identificación y monitoreo de áreas débiles con relación a la estabilidad de tensión en sistemas eléctricos de potencia.” Accessed: Nov. 11, 2023. [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/21525>
- [140] S. Milena and P. Londoño, “Propuesta para la identificación y monitoreo de áreas débiles con relación a la estabilidad de tensión en sistemas eléctricos de potencia,” 2013, Accessed: Dec. 20, 2023. [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/21525>
- [141] “Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies | IEEE Power & Energy Society Resource Center.” Accessed: Feb. 13, 2024. [Online]. Available: https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/technical-reports/pes_tp_tr77_psdp_stability_051320
- [142] P. Xavier, A. Montalvo, and M. J. Plazarte, “Influencia de la penetración eólica en la estabilidad de frecuencia y voltaje en el sistema nacional interconectado,” Mar. 2016, Accessed: Dec. 18, 2023. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/15041>
- [143] P. (Prabha) Kundur and O. P. Malik, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Education, 2022. Accessed: Nov. 11, 2023. [Online]. Available: <https://www.accessengineeringlibrary.com/content/book/9781260473544>
- [144] C. García-Ceballos, S. Pérez-Londoño, and J. Mora-Flórez, “Stability analysis framework for isolated microgrids with energy resources integrated using voltage source converters,” *Results in Engineering*, vol. 19, p. 101252, Sep. 2023, doi: 10.1016/J.RINENG.2023.101252.
- [145] M. Parol and Ł. Rokicki, “Voltage stability in low voltage microgrids in aspects of active and reactive power demand,” *Archives of Electrical Engineering*, vol. 65, no. 1, pp. 19–32, Mar. 2016, doi: 10.1515/AEE-2016-0002.

- [146] P. Stanchev, G. Vacheva, and N. Hinov, "Evaluation of Voltage Stability in Microgrid-Tied Photovoltaic Systems," *Energies* 2023, Vol. 16, Page 4895, vol. 16, no. 13, p. 4895, Jun. 2023, doi: 10.3390/EN16134895.
- [147] M. Sagara, M. Furukakoi, T. Senjyu, M. S. S. Danish, and T. Funabashi, "Voltage stability improvement to power systems with energy storage systems," *Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP*, vol. 2016-December, pp. 7–10, Dec. 2016, doi: 10.1109/ICHQP.2016.7783463.
- [148] "(PDF) Power System Frequency Stability and Control: Survey." Accessed: Nov. 12, 2023. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/303811158_Power_System_Frequency_Stability_and_Control_Survey
- [149] P. F. Frack, P. E. Mercado, and M. G. Molina, "Extending the VISMA concept to improve the frequency stability in Microgrids," *2015 18th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems, ISAP 2015*, Nov. 2015, doi: 10.1109/ISAP.2015.7325530.
- [150] A. De, U. N. Esquema, D. E. Regulación, and P. De, "Análisis de un esquema de regulación primaria de frecuencia en la microrred eléctrica de la isla san cristóbal aplicando un sistema de almacenamiento basado en baterías e inercia sintética.," 2022, Accessed: Dec. 20, 2023. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/23366>
- [151] W. Almeida, J. Cepeda, and V. Flores, "Modelación Estática y Dinámica del AGC en PowerFactory Integrado a la Base de Datos del Sistema Eléctrico Ecuatoriano," *Revista Técnica "energía,"* vol. 12, no. 1, pp. 147–156, Jan. 2016, doi: 10.37116/REVISTAENERGIA.V12.N1.2016.39.
- [152] M. Gautam, M. M. Lakouraj, N. Bhusal, M. Benidris, and H. Livani, "Allocating Reserves in Active Distribution Systems for Tertiary Frequency Regulation," *2022 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2022*, 2022, doi: 10.1109/ISGT50606.2022.9817545.
- [153] R. Rajan and F. M. Fernandez, "Small-signal stability analysis and frequency regulation strategy for photovoltaic sources in interconnected power system," *Electrical Engineering*, vol. 103, no. 6, pp. 3005–3021, Dec. 2021, doi: 10.1007/S00202-021-01293-7/METRICS.
- [154] I. Ruben Chaer, G. Gross, G. Casaravilla, M. Vignolo, P. Monzón, and R. Méndez, "Simulación de sistemas de energía eléctrica," 2014, Accessed: Dec. 18, 2023. [Online]. Available: <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/2877>
- [155] "Colibri: Simulación de sistemas de energía eléctrica." Accessed: Dec. 18, 2023. [Online]. Available: <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/2877>
- [156] S. Salazar, J. Cepeda, and I. Rojas, "Modelación de la Microrred Baltra-Santa Cruz de las Islas Galápagos con Restricciones Energéticas y Eléctricas," 2023.

- [157] C. P. Jaramillo Álvarez and J. F. Benítez Solís, "Análisis del impacto de las energías renovables no convencionales en la planificación operativa de largo plazo del sistema nacional interconectado utilizando la plataforma SimSEE.," 2022, Accessed: Dec. 18, 2023. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/22770>
- [158] I. F. Palacio, P. Soubes, and R. Chaer, "SimSEE Serie: 'Manual de usuario de SimSEE' Volumen 3 Actores," 2019.

ORDEN DE EMPASTADO