

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



TESIS

**Factibilidad y diseño de una central solar fotovoltaica de 150MW,
conectada al sistema interconectado (SEIN)**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Electricista

Elaborado por

Carlos Manuel Torres Apaza

 [0009-0004-5971-1648](https://orcid.org/0009-0004-5971-1648)

Asesor

Dr. Ing. Félix Víctor Cáceres Cárdenas

 [0000-0002-3004-1984](https://orcid.org/0000-0002-3004-1984)

LIMA - PERU

2025

Citar/How to cite	Torres Apaza [1]
Referencia/Reference	[1] C. Torres Apaza, " <i>Factibilidad y diseño de una central solar fotovoltaica de 150MW, conectada al sistema interconectado (SEIN)</i> " [Tesis]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2025.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Torres, 2025)
Referencia/Reference	Torres, C. (2025). <i>Factibilidad y diseño de una central solar fotovoltaica de 150MW, conectada al sistema interconectado (SEIN)</i> . [Tesis, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI .
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

El presente trabajo está dedicado a la memoria de mi Sra. Madre, la cual me enseñó a sentir pasión por las cosas que amo y a mis hermanos por el cariño y apoyo en todo momento.

Agradecimientos

A toda mi familia que siempre me brindo amor y confianza, también a mi casa de estudios que medio las herramientas y el conocimiento para realizar este trabajo.

Al Dr. Ing. Félix Víctor Cáceres Cardenas, por las innumerables revisiones y contribuciones realizadas al presente trabajo.

Resumen

La tesis aborda el estudio de factibilidad y diseño de una central solar fotovoltaica de 150MW conectada al SEIN. Comienza analizando la proyección de la demanda y observando los principales requerimientos de potencia para los proyectos nuevos y de expansión de la gran industria y/o minería, luego ubicaremos el recurso energético renovable con la ayuda de herramientas que ofrecen datos meteorológicos y ambientales de al menos 10 años. Posteriormente, se realiza una proyección de la demanda en la zona de implementación y se diseña la nueva central, dimensionando los componentes principales como paneles, inversores, transformadores, patio de llave y línea de transmisión, tomando como referencia los lineamientos del PR-20, así como la conexión a la red en 220kV, para lo cual se realizará el reacondicionamiento de la central PARIÑAS 220A/B. Para validar la producción energética y los componentes del sistema fotovoltaico, se utiliza el software PVsyst. Los estudios eléctricos básicos, como análisis de cortocircuito, contingencia N-1 y estabilidad, se desarrollan en Powerfactory, con la base de datos del SEIN. Aunque el COES exige estudios complementarios, la tesis se centra en los principales, que son clave para evaluar la viabilidad de conexión al SEIN. se determina que una central fotovoltaica de 150MW si influye significativamente en la inercia del sistema y que el efecto de inserción progresiva de generación %RER afecta definitivamente la estabilidad del sistema. Finalmente, se realiza un análisis económico-financiero, calculando el LCOE y comparándolo con los precios marginales actuales de subastas y licitaciones recientes.

Palabras clave — Central foto-voltaica, PVsyst, Estabilidad angular, Powerfactory, LCOE.

Abstract

The thesis addresses the feasibility study and design of a 150 MW photovoltaic solar power plant connected to the SEIN. It begins by analyzing the demand projection and observing the main power requirements for new and expansion projects in large industry and/or mining, then we will locate the renewable energy resource with the help of tools that offer meteorological and environmental data for at least 10 years. Subsequently, a demand projection is made in the implementation area and the new plant is designed, sizing the main components such as panels, inverters, transformers, switchyard and transmission line, taking as a reference the guidelines of PR-20, as well as the connection to the 220kV grid, for which the PARIÑAS 220A/B plant will be reconditioned. To validate the energy production and the components of the photovoltaic system, the PVSyst software is used. Basic electrical studies, such as short-circuit analysis, N-1 contingency and stability, are developed at Powerfactory, using the SEIN database. Although the COES requires complementary studies, the thesis focuses on the main ones, which are key to assessing the feasibility of connection to the SEIN. It is determined that a 150MW photovoltaic plant significantly influences the inertia of the system and that the effect of progressive insertion of %RER generation definitely affects the stability of the system. Finally, an economic-financial analysis is carried out, calculating the LCOE and comparing it with the current marginal prices of recent auctions and tenders.

Keywords — Photovoltaic Power Plant, PVSyst, Angular stability, Powerfactory, LCOE.

Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen	v
Abstract	vi
Introducción	xxv
Capítulo I. Antecedentes referenciales	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Planteamiento del problema	3
1.2.1 Problema general	7
1.2.2 Problemas específicos	7
1.3 Objetivos del estudio	7
1.3.1 Objetivo general	7
1.3.2 Objetivos específicos	7
1.4 Formulación de la hipótesis	8
1.4.1 Hipótesis general.....	8
1.4.2 Hipótesis específicas.....	8
1.5 Antecedentes investigativos	8
1.5.1 Central solar Majes	9
1.5.2 Central Solar Repartición	9
1.5.3 Central solar Tacna	10
1.5.4 Central Moquegua FV	10
1.5.5 Central Rubí.....	11
1.5.6 Central Intipampa	12
1.5.7 Central proyectada las Dunas	13
Capítulo II. Marco teórico	14
2.1 Energía solar	14
2.1.1 Tipos de energía	14
2.1.2 El efecto fotoeléctrico	15

2.1.3	Tipos de materiales	16
2.1.4	Materiales semiconductores	17
2.1.5	Unión pn.....	18
2.1.6	Celda fotovoltaica.....	20
2.1.7	Radiación solar	21
2.1.8	Parámetros de la celda fotovoltaica.....	23
2.1.9	Tecnología de fabricación de paneles	24
2.2	Componentes de una central solar	25
2.2.1	Paneles fotovoltaicos	25
2.2.2	Seguidores de un eje N-S	27
2.2.3	Inversores	29
2.2.4	Transformador elevador de potencia	31
2.2.5	Centro de transformación	32
2.2.6	Equipos de compensación reactiva.	33
2.2.7	Líneas de transmisión	34
2.2.8	Línea subterránea de media tensión	34
2.2.9	Cables eléctricos	35
2.2.10	Subestación elevadora de potencia e interconexión.....	35
2.2.11	Sistema de supervisión y control	36
Capítulo III.	Desarrollo metodológico	38
3.1	Dimensionamiento de una central solar	38
3.1.1	Datos históricos de irradiación.....	38
3.1.2	Calculo de energía producida por la planta solar.....	39
3.1.3	Condiciones de servicio para el sistema eléctrico.....	41
3.1.4	Dimensionamiento del generador FV y del inversor	43
3.1.5	Arquitectura del sistema de la planta solar	48
3.1.6	Dimensionamiento de las baterías	52
3.1.7	Calculo de la batería	52

3.1.8	Sistema de control de potencia reactiva (STATCOM)	53
3.1.9	Equipamiento de protección y conexión requerido en el proyecto	57
3.1.10	Sistema de protección	59
3.1.11	Sistemas de comunicaciones	63
3.2	Criterios de diseño eléctrico según PR-20	64
3.2.1	Criterios de conexión.....	64
3.2.2	Criterios de diseño de subestaciones	64
3.2.3	Líneas de transmisión	65
3.2.4	Subestaciones.....	65
3.2.5	Conexión de nuevas instalaciones a subestaciones.....	67
3.2.6	Equipamiento de alta tensión	67
3.2.7	Entorno físico	70
3.2.8	Factor de potencia.....	71
3.2.9	Niveles de armónicos	71
3.3	Seguridad del sistema de potencia	71
3.3.1	Interconexión de los sistemas de potencia	71
3.3.2	Necesidad de seguridad de los sistemas de potencia	72
3.3.3	Estados de operación.....	72
3.3.4	Definición del análisis de contingencias	73
3.3.5	Definiciones para análisis de estabilidad	76
3.4	Herramientas de simulación	83
3.4.1	Programa de simulación de sistema fotovoltaico PVsyst.	83
3.4.2	Programa de simulación análisis de sistemas eléctricos	86
3.5	Simulación y validación de la potencia instalada.....	87
3.5.1	Datos requeridos para realizar la simulación	87
3.5.2	Datos de irradiación solar.....	88
3.5.3	Cálculos previos de dimensionamiento	89
3.5.4	Ingreso de base datos de meteonorm	90

3.5.5	Ingreso de modulo FV	90
3.5.6	Ingreso Inversor de red	91
3.6	Ingeniería del proyecto	93
3.6.1	Operación en estado estacionario	93
3.6.2	Estudio de Flujo de Carga.	94
3.6.3	Criterios para el estudio de contingencias	112
3.6.4	Simulación de contingencias en estado estacionario.....	116
3.6.5	Simulación de contingencias simples (N-1) en el tiempo	116
3.6.6	Análisis de contingencia con PowerFactory.....	117
3.6.7	Estudio de cortocircuito	132
3.6.8	Estudio de estabilidad	171
3.6.9	Diagrama unifilar del sistema	185
3.6.10	Diagrama de planta solar incluyendo STATCOM	186
3.7	Costo y presupuesto base	189
3.7.1	Metrado de equipamiento.....	189
3.7.2	Análisis riesgo.	192
3.7.3	Impacto de medio ambiente	195
3.7.4	Presupuesto base	198
3.7.5	Análisis de sensibilidad	203
3.8	Evaluación económica y financiera.....	205
3.8.1	Conceptos básicos de ingeniería económica.....	205
3.8.2	Financiamiento del proyecto.....	209
3.8.3	Evaluación financiera y cálculo del LCOE para la central solar Cáceres. ..	211
Capítulo IV.	Presentación y análisis de resultados	217
4.1	Resultados análisis de flujo de carga.....	217
4.2	Resultado de análisis de contingencia N-1	220
4.2.1	Resultado de análisis de contingencia para año 2025 estiaje medio	221
4.2.2	Resultado de análisis de contingencia para año 2026 avenida media	222

4.2.3	Resultado de análisis de contingencia para año 2026 estiaje media	222
4.2.4	Resultado de análisis de contingencia para año 2027 avenida media	222
4.2.5	Resultado de análisis de contingencia para año 2027 estiaje media	222
4.3	Resultado de análisis de cortocircuito.....	222
4.4	Resultado análisis de estabilidad	226
4.4.1	Análisis de estabilidad variando la generación RER, cuando se presenta un cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B.....	228
4.4.2	Análisis de estabilidad, cuando se presenta un cortocircuito trifásico en la línea LT_PARSOL_CACERES150 (Falla al 50%)	236
4.4.3	Conclusiones del estudio de estabilidad, % penetración RER al SEIN	244
Conclusiones		247
Recomendaciones		249
Referencias bibliográficas.....		251
Anexos		254

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: <i>Características de la clasificación de la Generación Distribuida</i>	1
Tabla 2: <i>Proyección de la demanda global del SEIN del 2019 – 2030</i>	3
Tabla 3: <i>Comparación entre tipos de generación</i>	6
Tabla 4: <i>Especificación General de una celda Fotovoltaica</i>	23
Tabla 5: <i>Características mínimas del transformador del centro de transformación</i>	31
Tabla 6: <i>Datos de la ubicación y condiciones ambientales de la central solar</i>	38
Tabla 7: <i>Tabla de datos meteorológicos del sitio- Cortesía Meteonorm</i>	39
Tabla 8: <i>Especificaciones eléctricas en 220kV</i>	42
Tabla 9: <i>Especificaciones eléctricas en 22.9kV</i>	42
Tabla 10: <i>Especificación del transformador de CT</i>	49
Tabla 11: <i>Niveles de comunicación a implementar</i>	63
Tabla 12: <i>Niveles Mínimos de corriente de cortocircuito</i>	64
Tabla 13: <i>Capacidades de Transmisión por Límite Térmico de las Líneas Troncales</i>	65
Tabla 14: <i>Transformador de Potencia tipo banco monofásico - 1</i>	69
Tabla 15: <i>Transformador de Potencia tipo banco monofásico - 2</i>	70
Tabla 16: <i>Número de Celdas a Considerar en el Diseño de Subestaciones</i>	70
Tabla 17: <i>Programa de Obras de Generación 2021 - 2032</i>	97
Tabla 18: <i>Relación de Equipos de eléctricos que se realizara estudio de contingencia</i>	115
Tabla 19: <i>Lista de generadores que están próximos al proyecto</i>	171
Tabla 20: <i>Resumen de pruebas</i>	188
Tabla 21: <i>Zona de planta ubicación de strings de paneles</i>	189
Tabla 22: <i>Lista de equipos para reacondicionamiento de SE Pariñas</i>	190
Tabla 23: <i>Lista de equipos para nueva SE Cáceres</i>	191
Tabla 24: <i>Análisis de riesgo</i>	192
Tabla 25: <i>Cuadro de principales ítems que puede afectar el tiempo y costo del Proyecto</i>	204

Tabla 26: <i>Calculo de costo nivelado de energía LCOE, para la central Fotovoltaica de 150MW.</i>	214
Tabla 27: <i>Resultados de Cargabilidad Año 2025 (con proyecto).</i>	217
Tabla 28: <i>Resultados de Cargabilidad Año 2025 (sin proyecto).</i>	218
Tabla 29: <i>Resultados de Cargabilidad Año 2026 (sin proyecto).</i>	219
Tabla 30: <i>Resultados de Cargabilidad Año 2026 (con proyecto).</i>	220
Tabla 31: <i>Diferencia de cargabilidad en T16-261.</i>	221
Tabla 32: <i>Prueba de cortocircuito, en barra PARIÑAS 220A/B-Estiaje Media 2025.</i>	223
Tabla 33: <i>Prueba de cortocircuito, en barra PARIÑAS 220A/B-Avenida Media 2026.</i>	224
Tabla 34: <i>Prueba de cortocircuito, en barra PARIÑAS 220A/B-Estiaje Media 2026.</i>	224
Tabla 35: <i>Prueba de cortocircuito, en barra PARIÑAS 220A/B-Avenida Media 2027.</i>	225
Tabla 36: <i>Prueba de cortocircuito, en barra PARIÑAS 220A/B-Estiaje Media 2027.</i>	225
Tabla 37: <i>Análisis de estabilidad en Generadores, debido a L-2161, PARIÑAS220A/B y LT_PARSOL_CACERES150.</i>	227
Tabla 38: <i>Constante de inercia de generadores para estudio de estabilidad.</i>	228
Tabla 39: <i>Generadores que participan en el análisis de estabilidad para una falla en LT_PARSOL_CACERES150.</i>	236
Tabla 40: <i>Resultado de análisis de estabilidad cuando se despacha potencia hacia la red y ocurre una contingencia o falla y como repercute en el generador más próximo.</i>	245

Lista de Figuras

Figura 1: <i>Reducción sostenida en los costos de una central solar</i>	2
Figura 2: <i>Tendencia en la generación eléctrica solar</i>	2
Figura 3: <i>Esquema de un Generador fotovoltaico</i>	4
Figura 4: <i>Generador de Inducción doblemente alimentado (DFIG)</i>	5
Figura 5: <i>Central Solar Majes.</i>	9
Figura 6: <i>Central Solar Repartición.</i>	10
Figura 7: <i>Central Solar Tacna.</i>	10
Figura 8: <i>Central Solar Moquegua.</i>	11
Figura 9: <i>Central Solar Rubi.</i>	12
Figura 10: <i>Central Solar Inti pampa.</i>	12
Figura 11: <i>Central Solar Las Dunas.</i>	13
Figura 12: <i>Efecto fotovoltaico.</i>	16
Figura 13: <i>Material semiconductor usado en una celda FV.</i>	17
Figura 14: <i>Unión P-N con electrón libre, en una celda FV.</i>	18
Figura 15: <i>Unión P-N, con hueco, en una celda FV.</i>	19
Figura 16: <i>Movimiento de electrones en la unión</i>	20
Figura 17: <i>Conformación de una celda fotovoltaica</i>	20
Figura 18: <i>Principio de operación de la celda FV</i>	21
Figura 19: <i>Componentes de la radiación solar</i>	22
Figura 20: <i>Resumen de tecnologías de paneles</i>	25
Figura 21: <i>Ejemplo de un módulo fotovoltaico Mono facial Si-poly.</i>	26
Figura 22: <i>Ejemplo de un seguidor de un eje.</i>	27
Figura 23: <i>Ficha Técnica Schletter FS Uno.</i>	29
Figura 24: <i>Ejemplo de un inversor de Fronius.</i>	30
Figura 25: <i>Transformador de potencia</i>	31
Figura 26: <i>Centro de transformación con su transformador y celdas de media tensión.</i> ..	32
Figura 27: <i>Sistema de inyección de potencia reactiva STATCOM</i>	33

Figura 28: Red de media tensión tendido en una zanja de una Central Solar	35
Figura 29: Subestación Elevadora de la Central Solar	36
Figura 30: Operación, telecontrol y automatización de una central- cortesía de Siemens	37
Figura 31: PVGIS Herramienta para obtener datos climatológicos y evaluar en un % la producción de una planta.	40
Figura 32: Resultados obtenidos de la producción de energía de un lugar con potencia del recurso primario.....	41
Figura 33: Especificación del panel fotovoltaico	43
Figura 34: Especificación del inversor.....	46
Figura 35: Distribución de paneles fotovoltaicos llegada a inversor de 250kW.....	48
Figura 36: Centro de transformación conformado por 8 inversores y transformador de 2MVA	49
Figura 37: Distribución de Celdas llegada y salidas de centros transformación	50
Figura 38: Nueva SSEE Central Solar 150MW	50
Figura 39: Sistema de Protección de la planta solar 150MW	51
Figura 40: Estructura del STATCOM y característica de voltaje-corriente	54
Figura 41: Principio de operación del STATCOM.....	55
Figura 42: Diagrama de sistema BESS.....	56
Figura 43: Documento N° RP-LT-03, Sistemas de protección para LT de 220kV.....	61
Figura 44: Estados de operación de un sistema de potencia (DyLiacco)	73
Figura 45: Análisis de contingencia N-1	75
Figura 46: Estabilidad para pequeña perturbación	77
Figura 47: Estabilidad para grandes perturbaciones	78
Figura 48: Pérdida de Sincronismo	79
Figura 49: Desincronización de generadores	80
Figura 50: Clasificación de la estabilidad	81
Figura 51: Evolución del análisis de estabilidad angular	82

Figura 52: <i>Software de Simulación para diseño de Sistemas Fotovoltaicos</i>	83
Figura 53: <i>Pantalla de inicio PVSyst</i>	85
Figura 54: <i>Software de simulacion Power Factory 2021</i>	86
Figura 55: <i>Menú principal para ingreso al sistema PVsyst.</i>	88
Figura 56: <i>Base de datos meteorológico Meteonorm</i>	89
Figura 57: <i>Opción del PVSyst para Obtener datos meteorológicos</i>	90
Figura 58: <i>Selección del tipo de panel solar para el proyecto.</i>	91
Figura 59: <i>Selección de Inversor</i>	92
Figura 60: <i>Diagrama unifilar de la nueva central solar de 150MW</i>	95
Figura 61: <i>Programas de Obras de Generación 2020 – 2026.</i>	96
Figura 62: <i>Flujo de carga en temporada de Estiaje Máximo año 2025 sin Proyecto</i>	98
Figura 63: <i>Flujo de carga en temporada de Estiaje Medio 2025 sin Proyecto.</i>	99
Figura 64: <i>Flujo de carga en temporada de Estiaje Mínimo 2025 sin Proyecto.</i>	100
Figura 65: <i>Flujo de carga en temporada de Estiaje Máximo año 2025 con Proyecto.</i> ..	101
Figura 66: <i>Flujo de carga en temporada de Estiaje Medio año 2025 con Proyecto.</i>	101
Figura 67: <i>Flujo de carga en temporada de Estiaje Mínimo año 2025 con Proyecto.</i> ...	102
Figura 68: <i>Flujo de carga en temporada de Avenida Máxima año 2026 sin Proyecto.</i> .	103
Figura 69: <i>Flujo de carga en temporada de Avenida Media año 2026 sin Proyecto.</i>	104
Figura 70: <i>Flujo de carga en temporada de Avenida Mínima año 2026 sin Proyecto.</i> ..	105
Figura 71: <i>Flujo de carga en temporada de Estiaje Máxima año 2026 sin Proyecto</i>	106
Figura 72: <i>Flujo de carga en temporada de Estiaje Media año 2026 sin Proyecto.</i>	107
Figura 73: <i>Flujo de carga en temporada de Estiaje Mínima año 2026 sin Proyecto.</i>	108
Figura 74: <i>Flujo de carga en temporada de Avenida Máxima año 2026 con Proyecto.</i> .	109
Figura 75: <i>Flujo de carga en temporada de Avenida Media año 2026 con Proyecto.</i> ...	109
Figura 76: <i>Flujo de carga en temporada de Avenida Mínima año 2026 con Proyecto.</i> ..	110
Figura 77: <i>Flujo de carga en temporada de Estiaje Máxima año 2026 con Proyecto.</i> ..	110
Figura 78: <i>Flujo de carga en temporada de Estiaje Media año 2026 con Proyecto.</i>	111
Figura 79: <i>Flujo de carga en temporada de Estiaje Mínimo año 2026 con Proyecto.</i> ...	111

Figura 80: <i>Ubicación física de las centrales más cercanas.</i>	112
Figura 81: <i>Area Costa Norte1-Ubicacion de centrales cercanas al proyecto.</i>	113
Figura 82: <i>Configuración para aplicación de sensibilidad en la Barra PARIÑAS220A/B.</i>	114
Figura 83: <i>Resultado de aplicación de sensibilidad a la barra de PARIÑAS 220A/B.</i> ...	114
Figura 84: <i>Equipos que ingresan al PowerFactory para análisis de contingencia N-1.</i> ..	118
Figura 85: <i>Ingreso de datos para 2025_EstMedCP, que cumple los requisitos del PR-20.</i>	119
Figura 86: <i>Resultado de análisis de contingencia N-1, 2025_EstMedCP.</i>	119
Figura 87: <i>Ingreso de datos para 2025_EstMedSP, que cumple los requisitos del PR-20.</i>	120
Figura 88: <i>Resultado de análisis de contingencia N-1, 2025_EstMedSP.</i>	121
Figura 89: <i>Comparación de contingencias con y sin proyecto año 2025 estiaje medio.</i>	122
Figura 90: <i>Ingreso de datos para 2026_AveMedCP, que cumple los requisitos del</i> <i>PR-20.</i>	122
Figura 91: <i>Resultado de análisis de contingencia N-1, 2026_AveMedCP.</i>	123
Figura 92: <i>Ingreso de datos para 2026_AveMedSP, que cumple los requisitos del</i> <i>PR-20.</i>	123
Figura 93: <i>Resultado de análisis de contingencia N-1, 2026_AveMedSP.</i>	124
Figura 94: <i>Comparación de contingencias con y sin proyecto año 2026 avenida media.</i>	124
Figura 95: <i>Ingreso de datos para 2026_EstMedCP, que cumple los requisitos del</i> <i>PR-20.</i>	125
Figura 96: <i>Resultado de análisis de contingencia N-1, 2026_EstMedCP.</i>	125
Figura 97: <i>Ingreso de datos para 2026_EstMedSP, que cumple los requisitos del PR-20.</i>	126
Figura 98: <i>Resultado de análisis de contingencia N-1, 2026_EstMedSP.</i>	126

Figura 99: Comparación de contingencias con y sin proyecto año 2026 estiaje medio.	127
Figura 100: Ingreso de datos para 2027_AveMedCP, que cumple los requisitos del PR-20.	127
Figura 101: Resultado de análisis de contingencia N-1, 2027_AveMedCP.	128
Figura 102: Ingreso de datos para 2027_AveMedSP, que cumple los requisitos del PR-20.	128
Figura 103: Resultado de análisis de contingencia N-1, 2027_AveMedSP.	129
Figura 104: Comparación de contingencias con y sin proyecto año 2027 avenida media.	129
Figura 105: Ingreso de datos para 2027_EstMedCP, que cumple los requisitos del PR-20.	130
Figura 106: Resultado de análisis de contingencia N-1, 2027_EstMedCP.	130
Figura 107: Ingreso de datos para 2027_EstMedSP, que cumple los requisitos del PR-20.	131
Figura 108: Resultado de análisis de contingencia N-1, 2027_EstMedSP.	131
Figura 109: Comparación de contingencias con y sin proyecto año 2027 estiaje media.	132
Figura 110: Calculo cortocircuito trifásico 2025_EstMedCP.	133
Figura 111: Calculo cortocircuito bifásico 2025_EstMedCP.	134
Figura 112: Calculo cortocircuito monofásico 2025_EstMedCP.	135
Figura 113: Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2025_EstMedCP.	136
Figura 114: Calculo cortocircuito trifásico 2026_AveMedCP.	137
Figura 115: Calculo cortocircuito bifásico 2026_AveMedCP.	138
Figura 116: Calculo cortocircuito monofásico 2026_AveMedCP.	139
Figura 117: Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2026_AveMedCP.	140
Figura 118: Calculo cortocircuito trifásico 2026_EstMedCP.	141
Figura 119: Calculo cortocircuito bifásico 2026_EstMedCP.	142

Figura 120:	<i>Calculo cortocircuito monofásico 2026_EstMedCP.</i>	143
Figura 121:	<i>Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2026_EstMedCP.</i>	144
Figura 122:	<i>Calculo cortocircuito trifásico 2027_AveMedCP.</i>	145
Figura 123:	<i>Calculo cortocircuito bifásico 2027_AveMedCP.</i>	146
Figura 124:	<i>Calculo cortocircuito monofásico 2027_AveMedCP.</i>	147
Figura 125:	<i>Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2027_AveMedCP.</i>	148
Figura 126:	<i>Calculo cortocircuito trifásico 2027_EstMedCP.</i>	149
Figura 127:	<i>Calculo cortocircuito bifásico 2027_EstMedCP.</i>	150
Figura 128:	<i>Calculo cortocircuito monofásico 2027_EstMedCP.</i>	151
Figura 129:	<i>Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2027_EstMedCP.</i>	152
Figura 130:	<i>Calculo cortocircuito trifásico 2025_EstMedSP.</i>	153
Figura 131:	<i>Calculo cortocircuito bifásico 2025_EstMedSP.</i>	154
Figura 132:	<i>Calculo cortocircuito monofásico 2025_EstMedSP.</i>	155
Figura 133:	<i>Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2025_EstMedSP.</i>	156
Figura 134:	<i>Calculo cortocircuito trifásico 2026_AveMedSP.</i>	157
Figura 135:	<i>Calculo cortocircuito bifásico 2026_AveMedSP.</i>	158
Figura 136:	<i>Calculo cortocircuito monofásico 2026_AveMedSP.</i>	159
Figura 137:	<i>Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2026_AveMedSP.</i>	160
Figura 138:	<i>Calculo cortocircuito trifásico 2026_EstMedSP.</i>	161
Figura 139:	<i>Calculo cortocircuito bifásico 2026_EstMedSP.</i>	162
Figura 140:	<i>Calculo cortocircuito monofásico 2026_EstMedSP.</i>	163
Figura 141:	<i>Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2026_EstMedSP.</i>	164
Figura 142:	<i>Calculo cortocircuito trifásico 2027_AveMedSP.</i>	165
Figura 143:	<i>Calculo cortocircuito bifásico 2027_AveMedSP.</i>	166
Figura 144:	<i>Calculo cortocircuito monofásico 2027_AveMedSP.</i>	167
Figura 145:	<i>Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2027_AveMedSP.</i>	168
Figura 146:	<i>Calculo cortocircuito trifásico 2027 estiaje medio sin proyecto.</i>	169
Figura 147:	<i>Calculo cortocircuito bifásico 2027 estiaje medio sin proyecto.</i>	169

Figura 148:	<i>Calculo cortocircuito fase a tierra 2027 estiaje medio sin proyecto.....</i>	170
Figura 149:	<i>Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2027 estiaje medio sin proyecto.</i>	170
Figura 150:	<i>Contingencia en línea L-2161-area costa Norte 1 (simulación en 2025_EstMedCP).</i>	172
Figura 151:	<i>Contingencia en Línea L-2161, área SE Pariñas220A/B (simulación en 2025_EstMedCP).</i>	173
Figura 152:	<i>Configuración de generadores para estudio de estabilidad (estación 2025_EstMedCP).</i>	173
Figura 153:	<i>Simulación switch event para contingencia L-2161, en t=1s y queda abierto (2025_EstMedCP).</i>	174
Figura 154:	<i>Estabilidad en generadores, mostrando P, Q, frecuencia, ángulo de rotor, contingencia en L-2161 en t=1s, queda abierto (2025_EstMedCP).</i>	174
Figura 155:	<i>Simulación contingencia L-2161, en t=1s y tdespeje = 100ms, cuando se está inyectando 100% de CSF Caceres 150MW, en temporada (2025_EstMedCP).</i>	175
Figura 156:	<i>Análisis de estabilidad en generadores, falla trifásica en barra PARIÑAS220A/B, en t=1s, despeje de falla después de t=100ms (2025_EstMedCP).</i>	176
Figura 157:	<i>Análisis de estabilidad en generadores, falla en barra PARIÑAS220A/B, en t=1s despeje de falla después de t=220ms (2025_EstMedCP).</i>	177
Figura 158:	<i>Análisis de estabilidad en generadores, falla en barra PARIÑAS220A/B, en t=1s despeje de falla después de t=300ms (2025_EstMedCP).</i>	177
Figura 159:	<i>Contingencia en la línea L-2161 (2027_AveMedCP) - 1</i>	178
Figura 160:	<i>Contingencia en la Línea L-2161 (2027_AveMedCP) - 2.....</i>	178
Figura 161:	<i>Simulación contingencia L-2161, en t=1s y tdespeje = 100ms, cuando se está inyectando 100% de CSF Caceres 150MW, en temporada (2027_AveMedCP).</i>	179

Figura 162: <i>Análisis de estabilidad en generadores, falla en barra PARIÑAS220A/B, en $t=1s$ despeje de falla después de $t=100ms$ (2027_AveMedCP).....</i>	179
Figura 163: <i>Esquema contingencia en L-2161 Area Costa_Norte_1 (2027_EstMedCP).</i>	180
Figura 164: <i>Contingencia en la Línea L-2161, Area del proyecto (2027_EstMedCP)...</i>	181
Figura 165: <i>Resultado de estabilidad en generadores, falla en L-2161presentando P, Q, frecuencia, ángulo de rotor (2027_EstMedCP).....</i>	181
Figura 166: <i>Análisis de estabilidad en generadores, falla trifásica en PARIÑAS220A/B, en $t=1s$, despeje de falla después de $t=100ms$ (2027_EstMedCP).....</i>	182
Figura 167: <i>Esquema unifilar de central solar cáceres conexión con subestación PARIÑAS220A/B mediante LT_PARSOL_CACERES150.</i>	183
Figura 168: <i>Análisis de estabilidad en generadores, falla cortocircuito al 50% en línea LT_PARSOL_CACERES150, en $t=1s$, despeje de falla después de $t=100ms$ (2025_EstMedCP).....</i>	183
Figura 169: <i>Análisis de estabilidad en generadores, falla cortocircuito al 50% en línea LT_PARSOL_CACERES150, en $t=1s$, despeje de falla después de $t=100ms$ (2027-AveMedCP).....</i>	184
Figura 170: <i>Análisis de estabilidad en generadores, falla cortocircuito al 50% en línea LT_PARSOL_CACERES150, en $t=1s$, despeje de falla después de $t=100ms$ (2027-EstMedCP).....</i>	185
Figura 171: <i>Diagrama unifilar y punto de conexión de la central solar CACERES de 150MW.....</i>	186
Figura 172: <i>Diagrama unifilar incluyendo STATCOM.....</i>	187
Figura 173: <i>Solución de inestabilidad, conexión de STATCOM a PARIÑAS 220A/B, para un tiempo de despeje 200ms, el sistema no pierde sincronismo.</i>	188
Figura 174: <i>Actividades del proyecto por etapas.....</i>	193
Figura 175: <i>Factores ambientales.....</i>	194
Figura 176: <i>Identificación de riesgos e impacto ambiental.</i>	195

Figura 177: <i>Matriz de verificación de impactos ambientales del Proyecto.</i>	197
Figura 178: <i>Partes Involucradas en el Project.</i>	210
Figura 179: <i>Costo nivelado de energía por tecnología en el mundo.</i>	211
Figura 180: <i>Costo de inversión y costo unitario de inversión por tecnología.</i>	212
Figura 181: <i>Costo nivelado de energía por tecnología</i>	212
Figura 182: <i>Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=230ms$, oscilación en la frecuencia. Se llega inevitablemente a la inestabilidad y perdida de sincronismo.</i>	229
Figura 183: <i>Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67%RER, cuando se realiza un cortocircuito trifásico en la Barra PARIÑAS 220A/B, tiempo de despeje $t=230ms$, se recupera la frecuencia, ángulo de rotor, sistema estable.</i>	230
Figura 184: <i>Resultado cuando se tiene un despacho del 24%RER, cuando se realiza un cortocircuito trifásico en la Barra PARIÑAS 220A/B, tiempo de despeje $t=230ms$, frecuencia, ángulo de rotor, P, Q y tensión estable.</i>	231
Figura 185: <i>Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=230ms$, oscilación en la frecuencia. Se lleva inevitablemente a la inestabilidad y perdida de sincronismo.</i>	232
Figura 186: <i>Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67%RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=230ms$, sistema con estabilidad.</i>	233
Figura 187: <i>Resultado cuando se tiene un despacho del 16%RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=230ms$, sistema con estabilidad.</i>	233
Figura 188: <i>Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=220ms$, oscilación</i>	

	<i>en la frecuencia. Se lleva inevitablemente a la inestabilidad y perdida de sincronismo.</i>	<i>234</i>
Figura 189:	<i>Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67%RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje t=220ms, sistema estable.</i>	<i>235</i>
Figura 190:	<i>Resultado cuando se tiene un despacho del 48%RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje t=220ms, sistema estable.</i>	<i>235</i>
Figura 191:	<i>Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, falla Línea LT_PARSOL_CACERES150, es estable todas las variables del generador TG1_Ref_Talara, MalacG4, QuitaracsaG2, CpatoG1, CarhqG2.</i>	<i>237</i>
Figura 192:	<i>Resultado cuando se tiene un despacho del 2.67%RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, es estable la frecuencia y las demás variables.....</i>	<i>238</i>
Figura 193:	<i>Resultado cuando se tiene un despacho del 100% RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, perdida de sincronismo en TG1_Ref_Talara.</i>	<i>239</i>
Figura 194:	<i>Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67%RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, la frecuencia y tensión estable, ángulo de rotor sincronizado.</i>	<i>239</i>
Figura 195:	<i>Resultado cuando se tiene un despacho del 81.33% RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, sistema estable en frecuencia, tensión y ángulo rotor.</i>	<i>240</i>
Figura 196:	<i>Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, la frecuencia y tensión estable, ángulo de rotor sincronizado.</i>	<i>241</i>
Figura 197:	<i>Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67%RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, la frecuencia y tensión estable, ángulo de rotor sincronizado.</i>	<i>242</i>

Figura 198: <i>Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67%RER, falla en la Línea</i>	
<i>LT_PARSOL_CACERES150, t=260ms, perdida de sincronismo.....</i>	<i>242</i>
Figura 199: <i>Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, falla en la Línea</i>	
<i>LT_PARSOL_CACERES150, t=260ms, perdida de estabilidad y</i>	
<i>sincronismo</i>	<i>243</i>

Introducción

Se espera que para el 2030, el 35% de la generación eléctrica en el mundo, provenga de energías renovables, por lo tanto, el futuro de la energía solar fotovoltaica es prometedor, y representa una alternativa sostenible, limpia y de fácil mantenimiento, pero también tiene algunas consideraciones que se debe tomar en cuenta al realizar la conexión a la red. El Perú cuenta con este recurso renovable que debemos aprovechar, pero lamentablemente estos últimos años ha sido bajo el crecimiento, por lo que debemos tomar acciones correctivas para mejorar nuestro desarrollo energético utilizando estos recursos naturales.

El presente estudio está alineado con el D.L. 1002, ley que promueve la inversión de la generación de eléctrica, mediante con el uso de energías renovables RER, se tiene que evaluar el comportamiento de los equipos que conforman el sistema eléctrico de potencia, debido a la penetración de generación RER no convencional, en específico una central fotovoltaica de 150 MW, la producción de energía será inyectada al SEIN mediante una subestación que se conectará a la LT de 220 kV.

En el presente estudio, se analizará una generación solar que se ubicará en la costa del Perú, donde la disponibilidad del recurso primario es suficiente para producir la potencia de 150MW, en el norte del país, departamento de PIURA-TALARA, se tiene una buena distribución del mapa solar, utilizaremos el SOLARGIS, como referencia para obtener los parámetros que midan la mayor productividad de la energía solar.

Así también, se requiere de una gran área plana considerable para la instalación de los paneles y la ubicación de la central eléctrica el cual se deberá conectar a la subestación eléctrica más próxima, para nuestro propósito utilizaremos la central eléctrica de Pariñas - PIURA, cuya barra es de 220kV, la cual se encuentra a 20km. De la ubicación de proyectada para este sistema.

Capítulo I. Antecedentes referenciales

1.1 Generalidades

Actualmente, en el país, no se cuenta con normativa aprobada que regule la generación distribuida, en el 2006 se definió su concepto (Ley N°28832) y también en el 2015, en el Decreto Legislativo N°12213. Recién en 2018, con la RM N°292-2018, se publicó un proyecto sobre el reglamento de generación distribuida, el cual está pendiente de aprobación. En esta ley se clasifica en Mediana Generación Distribuida (MGD) y Micro generación Distribuida (MCD), aquí un resumen:

Tabla 1:

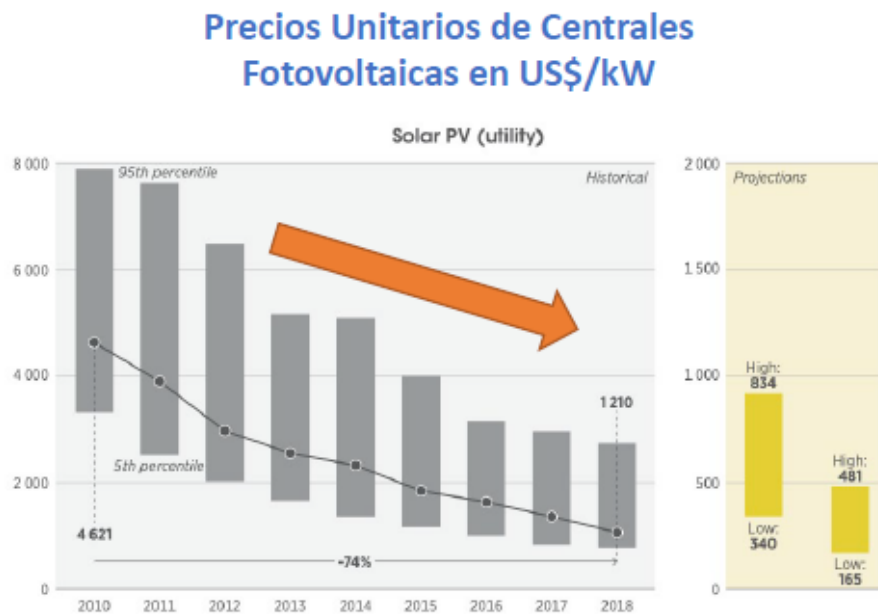
Características de la clasificación de la Generación Distribuida

	MGD	MCD
Objetivo	Suministrar la producción eléctrica a la red de distribución.	Los usuarios generan energía eléctrica para su propio consumo.
Marco Legal	Ley N°28832, ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.	DL N°1221, regulación eficiente de la distribución eléctrica y promueve el acceso a la energía eléctrica en el Perú.
Capacidad	Mayor a 200 kW y menor o igual a 10 MW.	Menor a 200 kW.
Conexión	A la red de MT, previa aprobación de un estudio de conexión. Los costos de adaptación de la red los asume el productor de MGD.	A la red de Baja Tensión (BT) o Media Tensión (MT), previa solicitud de factibilidad de conexión. El MCD asume los costos de conexión y lo paga en el recibo.
Condiciones de operación	Se deben cumplir las disposiciones de la distribuidora, el cual coordina la GD.	Genera libremente sin la necesidad de un coordinador de despacho.
Régimen Comercial y Tarifario	● Contrato de suministro con empresas distribuidoras (a precio en barra) o usuarios libres (a precio acordado entre las partes). ● Contratos de suministro con usuarios libres. ● Licitaciones de suministro en el marco de la Ley N°28832. ● Inyección de la energía de los excedentes en el mercado mayorista, si es integrante del COES.	La generación de energía eléctrica, se destina al consumo propio, siendo los excedentes inyectados a la red de MT. Esto representa un crédito de energía a favor del propietario de la MCD, la que será utilizada en los meses siguientes (hasta un año). Se tiene que pagar los peajes y cargos tarifarios correspondientes según las normas vigentes.

Fuente: Resolución Ministerial N°292-2018-MEM/DM. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Figura 1:

Reducción sostenida en los costos de una central solar

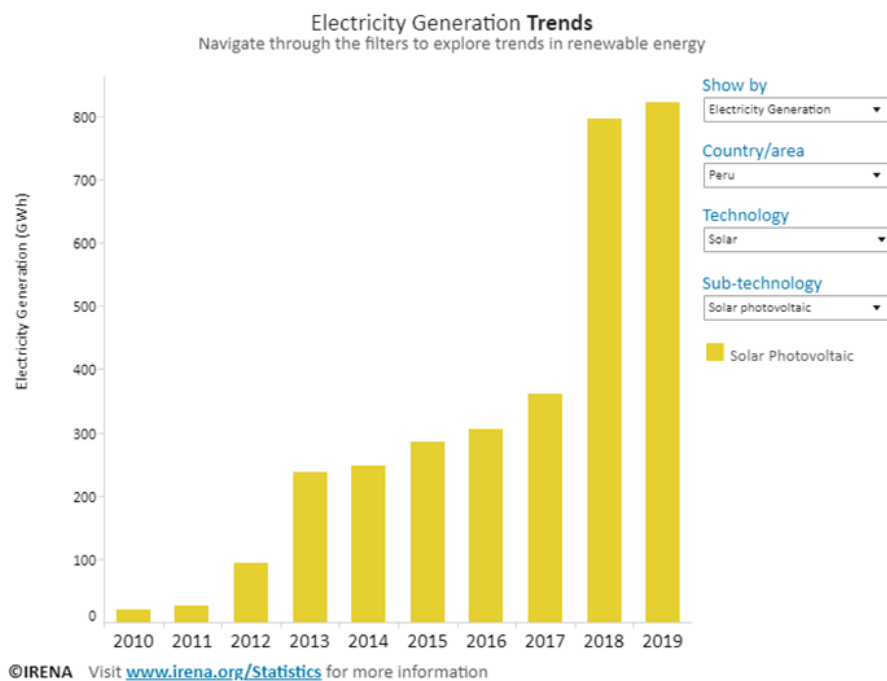


Fuente: Obtenida de la página de IRENA, en el 2017, hay un aumento en el uso de sistemas Fotovoltaicos.

Figura 2:

Tendencia en la generación eléctrica solar

Solar Energy Data



Fuente: Grafica obtenida de la página web de IRENA

1.2 Planteamiento del problema

Las exigencias medio ambientales, tienen como objeto disminuir la emisión de gases de efecto invernadero, que está relacionado al calentamiento global, los menores precios de las fuentes de electricidad de recurso renovable no convencional, pueden ayudar a satisfacer la proyección de demanda de energía y cuidar el medio ambiente, las centrales de generación que causan contaminación están conectadas al sistema eléctrico, estas serán remplazadas por las nuevas tecnologías de generación que no cuentan con inercia y esto puede afectar al sistema eléctrico, para el presente estudio utilizaremos el recurso energético solar disponible en el país, se realizará los estudios técnicos y económicos de factibilidad para la inserción de una central de generación solar al sistema interconectado (SEIN), el cual ayudara a la demanda proyectada hasta el 2030, implementándose en un tiempo y costo menor que otras tecnologías de generación, cumpliendo los requerimientos del procedimiento técnico (PR-20).

Tabla 2:

Proyección de la demanda global del SEIN del 2019 – 2030

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWH	%	MW	%
2018 ⁽¹⁾	50 817		6 885	
2019	52 889	4.1%	7 085	2.9%
2020	55 299	4.6%	7 432	4.9%
2021	58 169	5.2%	7 750	4.3%
2022	60 433	3.9%	8 048	3.8%
2023	62 735	3.8%	8 423	4.7%
2024	66 564	6.1%	9 030	7.2%
2025	70 906	6.5%	9 475	4.9%
2026	75 029	5.8%	9 977	5.3%
2027	78 089	4.1%	10 397	4.2%
2028	81 935	4.9%	10 864	4.5%
2029	84 892	3.6%	11 297	4.0%
2030	87 266	2.8%	11 612	2.8%
% CRECIMIENTO PROMEDIO 2019-2030	4.62%		4.46%	

Notas:

(1): Año histórico es el 2018

(2): Demanda a nivel de generadores COES

(3): Fuente: Proyección de la demanda en escenario base utilizada en el Informe de Diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN, periodo 2021-2030

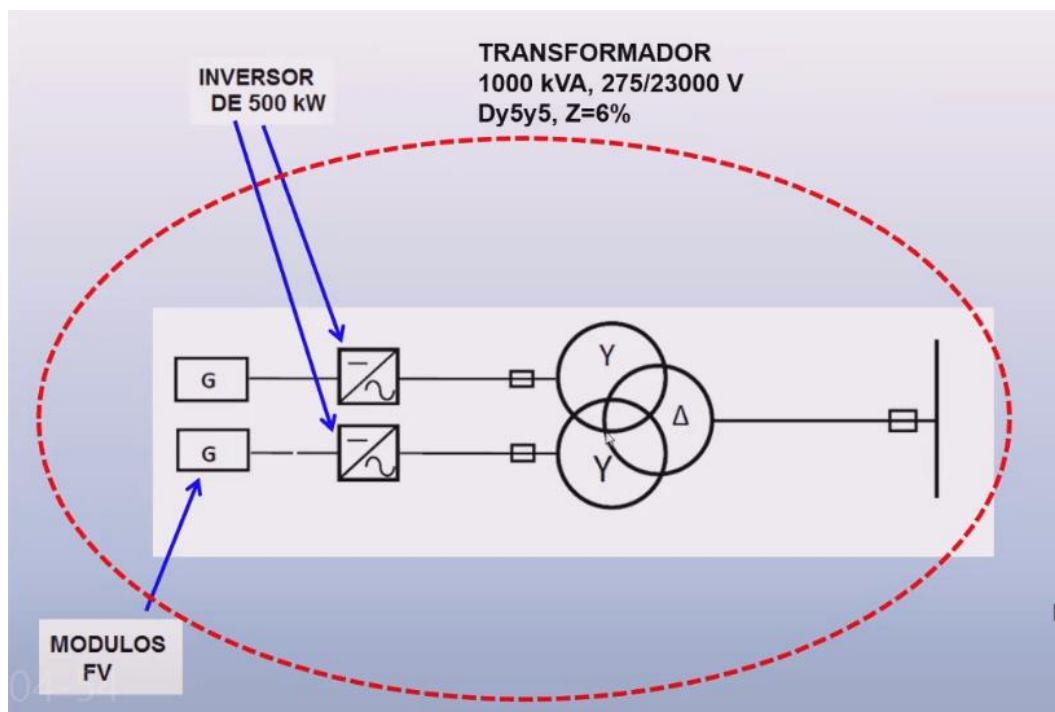
Por otro lado, las exigencias medio ambientales obligan a que los países e industria reduzcan su huella de carbono, resultante de su consumo energético.

Tenemos que tener en cuenta los esquemas de GENC tanto solar como eólica, ya que no cuentan con la potencia reactiva, para hacer el control de la tensión.

Por otro lado, estas fuentes de generación renovable son intermitentes y tenemos que analizarlas para que no afecte a la red, ante la presencia de alguna falla o contingencia se puede presentar una inestabilidad en el sistema, porque no se tiene inercia rotante, como se observa en los siguientes esquemas.

Figura 3:

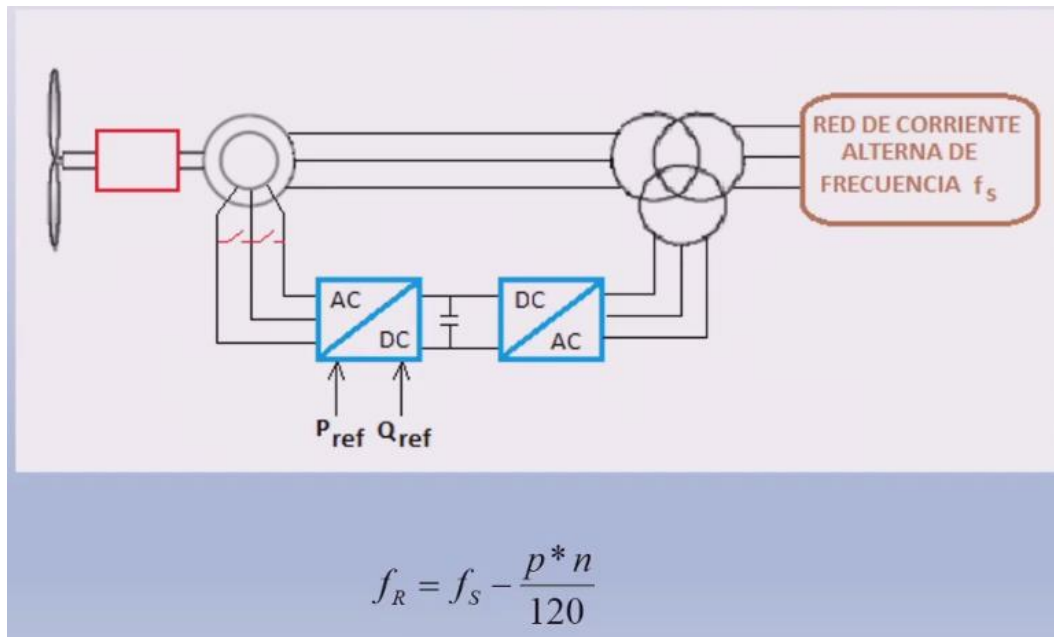
Esquema de un Generador fotovoltaico



Fuente: Curso estabilidad sistemas de potencia EE375-UNI (pág. 18)

Figura 4:

Generador de Inducción doblemente alimentado (DFIG)



Fuente: Curso estabilidad sistemas de potencia EE375-UNI (pág. 10)

El generador síncrono está conectado rígidamente al sistema de energía y exhibe una respuesta inherentemente oscilatoria a una perturbación porque su potencia de salida es aproximadamente proporcional al seno del ángulo del rotor. Para valores pequeños del ángulo del rotor, la potencia es proporcional al ángulo mismo que produce oscilaciones tipo resorte (Kundur, 1993).

Se presenta, un cuadro resumen sobre las ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías de generación eléctrica, indicando si dicha tecnología utiliza maquina rotante, ya que esto es muy importante en el análisis de estabilidad del sistema.

Tabla 3:**Comparación entre tipos de generación**

Tipo	Generador Síncrono conectado a la red.	ventajas	desventajas
Hidro-eléctrica	SI	costos bajos de producción a largo plazo	10 años para su desarrollo
Térmica	SI	costos medios de producción a mediano plazo	2-4 años para su desarrollo
Biomasa	SI	costos bajos de producción a corto plazo	Pequeña Producción de generación
Geotérmica	SI	costos altos de producción a mediano plazo	
Solar o Eólica (Generación RER no convencional)	NO	Muy bajos costos de producción	Solo en equipos de control más costosos inyectan potencia reactiva.
		Menor Tiempo de implementación 6 a 18 meses	Por el momento no puede realizar Control Primario.
		Cumple con los objetivos de las exigencias medio ambientales Protocolo de Kyoto, acuerdos de Paris COP21	La disponibilidad de energía es variable y depende de las condiciones atmosféricas
			En cuanto a la solar es limitada a la disponibilidad de la radiación solar.

Fuente: Elaboración propia.

1.2.1 Problema general

¿Será factible, técnica y económicamente la implementación de una central solar fotovoltaica de 150MW, conectada al sistema interconecto (SEIN), de tal manera que pueda cubrir la proyección de la demanda hasta el año 2030?

1.2.2 Problemas específicos

- ✓ ¿Ubicar el recurso energético solar disponible, que pueda satisfacer la proyección de la demanda en el Perú hasta 2030?
- ✓ ¿Cuál es la influencia de una central de generación solar fotovoltaica de 150MW conectada al sistema interconectado (SEIN)?
- ✓ ¿Cuál es el efecto de la inserción progresiva de generación eléctrica solar (% de penetración RER), que puede afectar al sistema?
- ✓ ¿Es factible económicamente la implementación de una central de generación fotovoltaica de 150MW?

1.3 Objetivos del estudio

1.3.1 Objetivo general

Realizar la factibilidad técnico – económica, para la implementación de una central de generación solar fotovoltaica de 150MW, conectada al sistema eléctrico interconectado Nacional (SEIN).

1.3.2 Objetivos específicos

- ✓ Analizar la proyección global de la demanda en el Perú, para ubicar el recurso energético solar disponible, que pueda satisfacer dicha demanda.
- ✓ Conocer la influencia de una central de generación solar fotovoltaica de 150MW, conectada al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN).

- ✓ Determinar el efecto de inserción progresiva de generación eléctrica solar (% de penetración RER), que puede afectar al sistema.
- ✓ Realizar un análisis financiero, para determinar la factibilidad económica, con el fin de verificar la rentabilidad de la implementación de una central de generación fotovoltaica de 150MW.

1.4 Formulación de la hipótesis

Un sistema de generación fotovoltaico, satisface la demanda proyectada, es económicamente rentable y cumple los requerimientos del PR-20, para su conexión al sistema interconectado (SEIN).

1.4.1 Hipótesis general

Es factible, técnica y económicamente, la conexión de una central de generación solar fotovoltaico de 150MW, al sistema interconectado (SEIN).

1.4.2 Hipótesis específicas

- ✓ Se cuenta con el recurso energético solar disponible en la zona norte del país que permite satisfacer la proyección de la demanda.
- ✓ Una central de Generación solar fotovoltaica de 150MW, influye significativamente en la inercia del sistema, cuando se presente una contingencia.
- ✓ Se confirma el efecto de la inserción progresiva de generación eléctrica solar (% de penetración RER) afecta definitivamente la estabilidad del sistema.
- ✓ Se determina la factibilidad económica y se confirma la rentabilidad de la implementación de una central de generación fotovoltaica de 150MW.

1.5 Antecedentes investigativos

Actualmente en el Perú, contamos con 7 centrales de generación solar fotovoltaicas, con una capacidad instalada de 284,48 MW conectadas al SEIN, además se

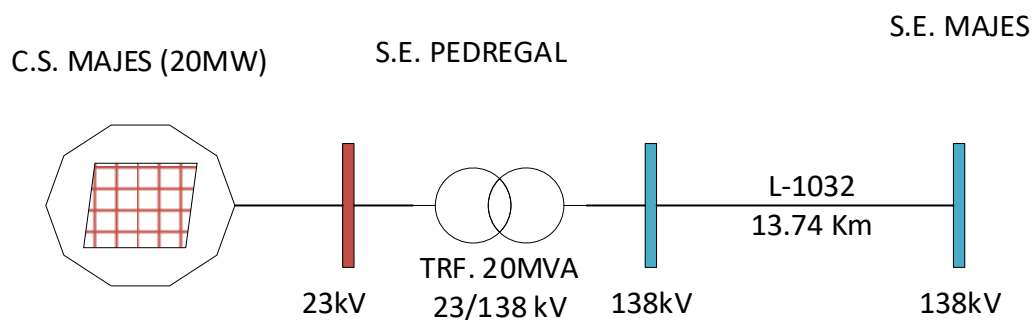
tiene previsto una nueva central solar de 150MW, llamada “Las Dunas”, como antecedentes de los proyectos en operación, realizaremos un resumen de cada uno de ellos hasta el 2024. (Voltaika, 2021)

1.5.1 Central solar Majes

Ubicada a 1.680 msnm, en la región arequipeña de Caylloma, fue inaugurada oficialmente el 31 de octubre de 2012. Con una producción anual de energía contratada de 37,63 GWh y una potencia nominal de 20 MWp, se vende al sistema a un precio de oferta de 0,22 \$/KWh y requiere una inversión de 76,3 MM USD. (Voltaika, 2021)

Figura 5:

Central Solar Majes.



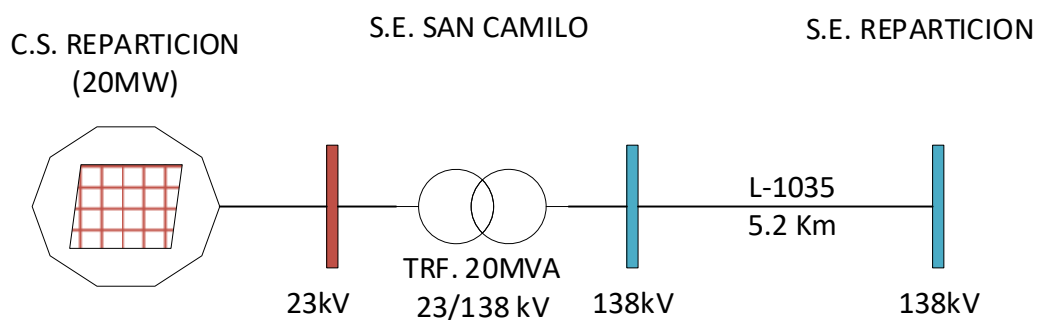
Fuente: Proyectos relevantes de centrales de generación (OSINERGMIN), elaboración propia

1.5.2 Central Solar Repartición

También en Caylloma, Arequipa. Comparte las mismas características que Majes Solar (20 MWp) y se puso en servicio el mismo día (31/10/2012). 37,44 GWh es la producción anual contratada. con una inversión de 73,5 millones de USD y un precio de venta al sistema de 0,22 \$/KWh. (Voltaika, 2021)

Figura 6:

Central Solar Repartición.



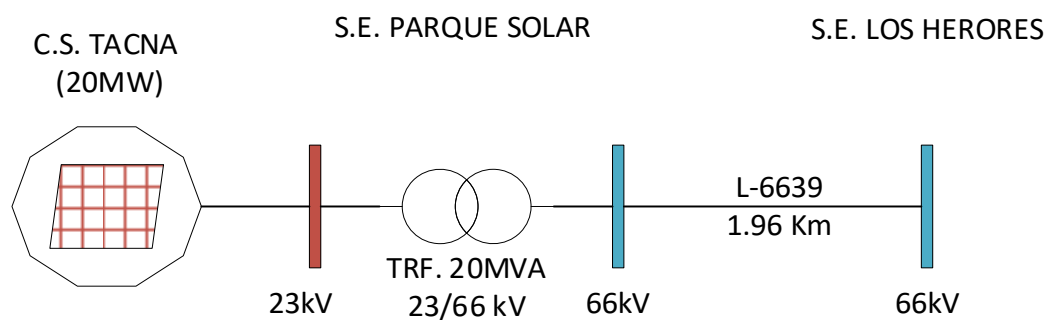
Fuente: Proyectos relevantes de centrales de generación (OSINERGMIN), elaboración propia

1.5.3 Central solar Tacna

Con una capacidad nominal de 20 MWp, esta instalación en Tacna, comenzó a funcionar oficialmente el 31 de octubre de 2012. Se estimó una generación de 47.196 GWh al año, con un costo de energía de 0,22 \$/KWh y una inversión de 94,6 MM USD. (Voltaika, 2021)

Figura 7:

Central Solar Tacna.



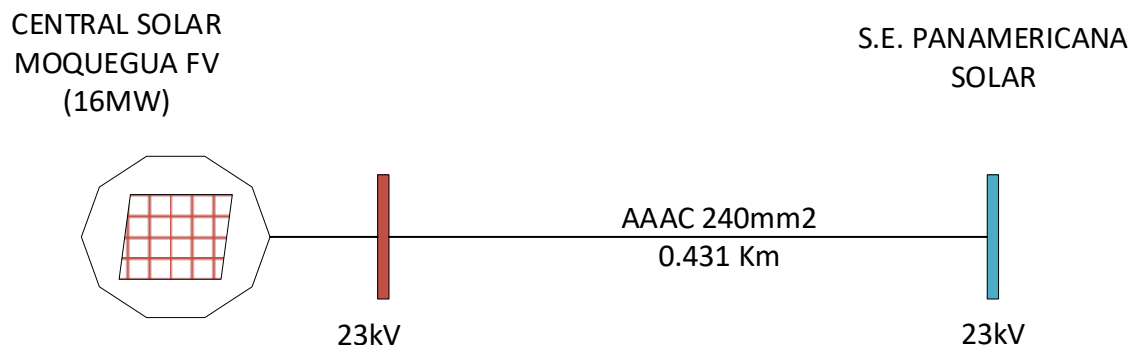
Fuente: Proyectos relevantes de centrales de generación (OSINERGMIN), elaboración propia

1.5.4 Central Moquegua FV

Moquegua, which is also in Mariscal Nieto, was opened on December 31, 2014, two years later. With a nominal capacity of 16 MWp, it is expected to generate 43 GW annually. with a 43 MM USD investment and a bid price of 0.12 \$/KWh for sale to the system. (Voltaika, 2021)

Figura 8:

Central Solar Moquegua.



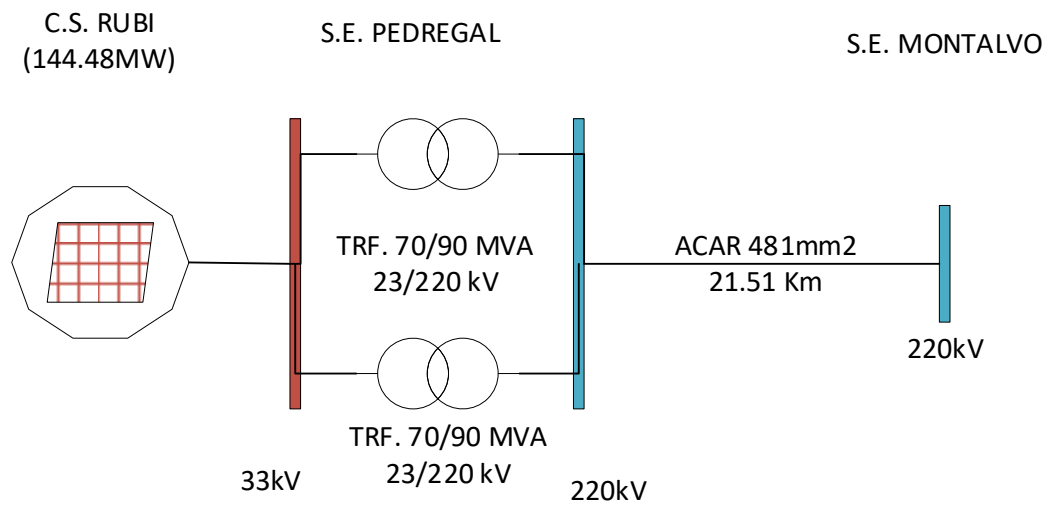
Fuente: Proyectos relevantes de centrales de generación (OSINERGMIN), elaboración propia

1.5.5 Central Rubí

Fue construida a 1,410 msnm en Mariscal Nieto, Moquegua, y puesta en servicio formalmente el 31 de enero de 2018 (el arranque de producción se realizó el 16 de noviembre de 2017). Su producción anual prevista es de 415 GWh, con una potencia oficial de 144,48 MWp. Según algunos periódicos, tiene una capacidad instalada de 179,48 MWp, lo que la convierte en la mayor central solar del país. con una inversión de 165 millones de dólares y un precio de oferta de 0,048 dólares/KWh para la venta al sistema. Con 560.000 paneles solares fotovoltaicos instalados, la central solar de Rubí, puede proporcionar unos 145 MWp de potencia. Se usaron 41 subestaciones eléctricas.que convierten los 33 KV a 220 KV (70/90 MVA), que luego se introducen en la red nacional para suministrar energía a unas 350.000 residencias cercanas. (Voltaika, 2021)

Figura 9:

Central Solar Rubi



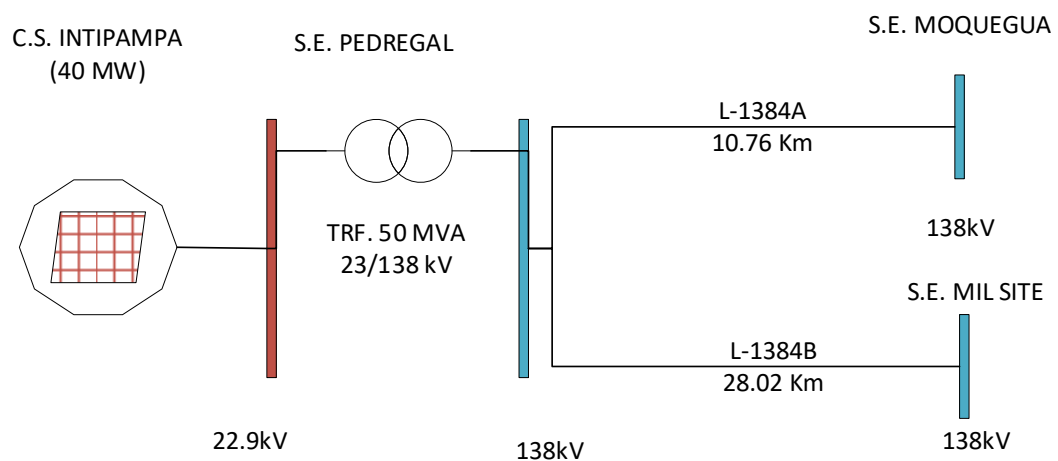
Fuente: Proyectos relevantes de centrales de generación (OSINERGMIN), elaboración propia

1.5.6 Central Intipampa

Las operaciones oficiales de esta central comenzaron el 31 de marzo de 2018. Con una producción (oferta) de 108,40 GWh, cuenta con 40 MWp. con una inversión de 52,3 MM USD y un precio de oferta de 0,049 \$/KWh vendido al sistema. (Voltaika, 2021)

Figura 10:

Central Solar Inti pampa.



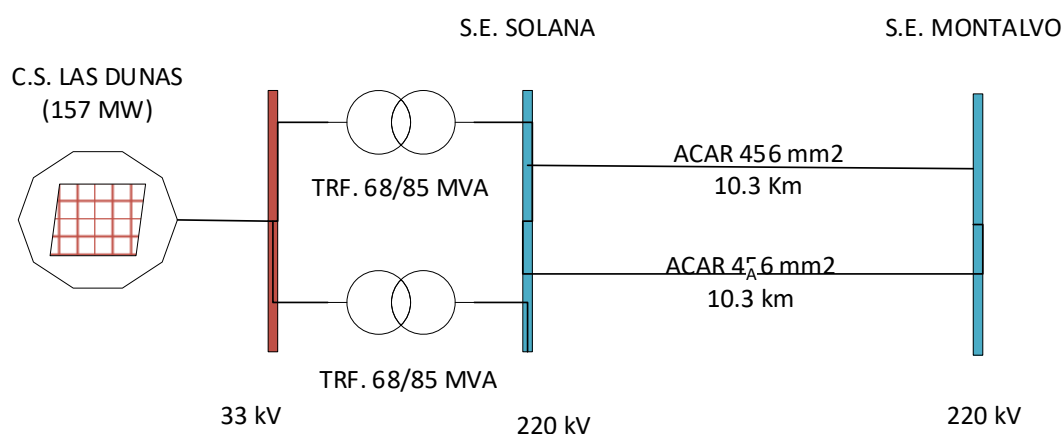
Fuente: Proyectos relevantes de centrales de generación (OSINERGMIN), elaboración propia

1.5.7 Central proyectada las Dunas

Con una potencia estimada de 157 MWp para lo cual se requerirá 534.000 paneles solares en 398 hectáreas, se ubicará en Ica y requerirá 215 millones de dólares de inversión. La proyecto tiene estimado una construcción de 1 año y 2 meses, para una vida útil de 20 años, fue ofrecida por Bow Power, una empresa conjunta establecida por la firma de inversiones Global Infrastructure Partners (GIP) y el Grupo ACS, asociado al conglomerado español Cobra. Podría ser la mayor instalación solar de Perú si se autoriza. (Voltaika, 2021)

Figura 11:

Central Solar Las Dunas.



Fuente: Proyectos relevantes de centrales de generación (OSINERGMIN), elaboración propia

Capítulo II. Marco teórico

2.1 Energía solar

Es la energía obtenida del sol, sin transformar, que emite calor y luz, para utilizarla se requiere de sistemas de captación y almacenamiento de esta forma se puede aprovechar la radiación del sol. Esta energía se puede usar utilizando conversión térmica o conversión fotovoltaica. (SOLARGIS, 2021)

2.1.1 Tipos de energía

Podemos definir dos tipos de fuentes de energías primarias y secundarias. Las energías primarias se obtienen directamente del recurso, son espontaneas. En cambio, la energía secundaria, es aquella que ha sido transformado desde una energía primaria. (Mendez & Cuervo, 2015)

2.1.1.1 Energía Solar Fotovoltaica. Se describe como la tecnología que utiliza células fotovoltaicas, captura la radiación solar y la convierte en energía eléctrica, utilizando las características de los semiconductores. Estos semiconductores, de los cuales el silicio es el material más utilizado, se caracteriza por tener variaciones de conductividad con respecto a la temperatura. (Mendez & Cuervo, 2015)

Ventajas y desventajas:

- ✓ La energía solar es limpia y no cuesta nada.
- ✓ Disminuye los costos de mantenimiento en líneas eléctricas en zonas aisladas.
- ✓ Su instalación es sencilla y modulable.
- ✓ Tiene un riesgo de avería muy bajo.
- ✓ Instalación sencilla.
- ✓ Requiere mayor área extensión para producir grandes potencias.
- ✓ Solo está disponible en el día, se puede almacenar en batería, pero en bajas potencias

2.1.1.2 Energía solar térmica.

Otra forma de energía, es la solar térmica. Su definición es la conversión de la radiación solar en energía térmica. Mediante paneles solares instalados direccionalmente, el agua se calienta directamente por energía solar térmica a temperaturas de entre 40 y 50 grados. El agua caliente se conserva para su uso posterior en secaderos, refrigeración, calefacción de espacios, calentamiento de piscinas, aplicaciones industriales y calentamiento de agua sanitaria. (Carta, Calero, Colmenar, & Castro Gil, 2009)

2.1.2 El efecto fotoeléctrico

El proceso de convertir la luz solar en energía, se conoce como efecto fotovoltaico o fotoeléctrico. En este proceso se utilizan determinados materiales que tienen la capacidad de absorber fotones y liberar electrones. Los electrones libres, quedan atrapados, se genera una corriente eléctrica.

Los átomos, que constituyen la materia, se componen de dos partes separadas:

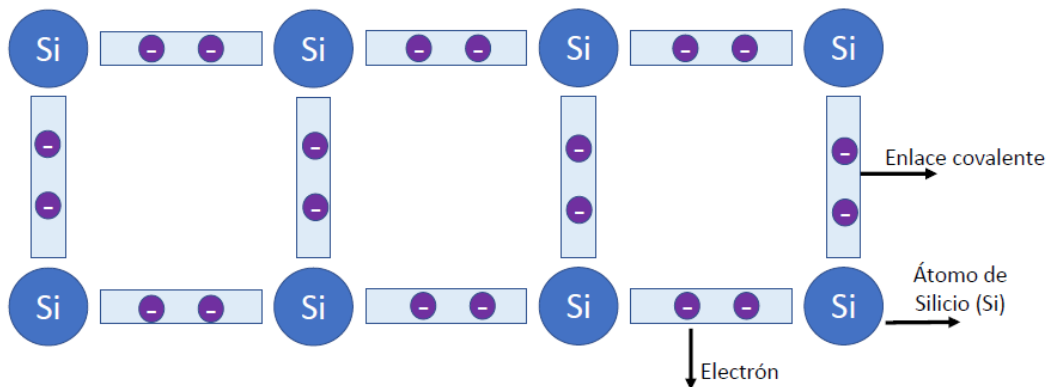
- ✓ Carga eléctrica positiva en el núcleo.
- ✓ Los electrones están cargados negativamente.

Para equilibrar la carga positiva del núcleo y crear un conjunto estable y eléctricamente neutro, los electrones lo orbitan en varias bandas de energía.

Una red cristalina está formada por las interacciones de los electrones de valencia, estos son los electrones de la última capa, con otros electrones de naturaleza similar. (Castejon & Santamaria, 2010)

Figura 12:

Efecto fotovoltaico



Fuente: Curso centrales eléctricas 1, EE676-UNI (presentación 1, pág. 23)

2.1.3 Tipos de materiales

Los materiales con electrones que se mueven libremente se denominan conductores. Estos se utilizan en la construcción de circuitos eléctricos.

Los materiales como la cerámica, el vidrio, los plásticos en general, el papel, la madera, etc. son ejemplos de aislantes, materiales en los que los electrones no pueden fluir libremente. La corriente eléctrica no fluye a través de estos materiales.

Las características eléctricas de los semiconductores, como el silicio o el germanio, se sitúan entre los conductores y los aislantes. Su función principal es la fabricación de componentes de un circuito electrónico.

Los semiconductores se utilizan en la fabricación de las células solares. (Mendez & Cuervo, 2015)

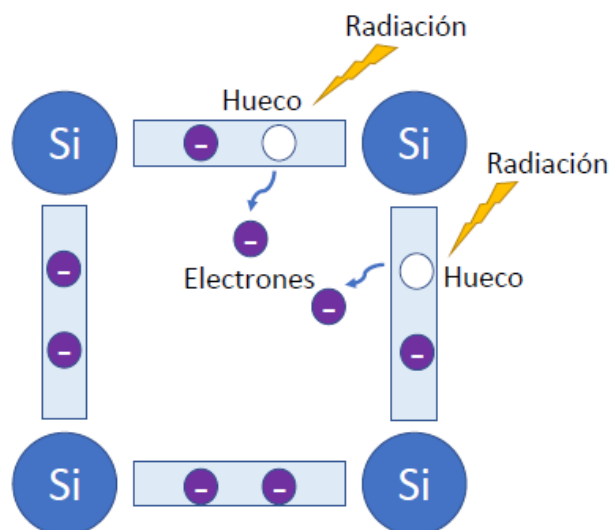
2.1.4 Materiales semiconductores

La energía procedente de los fotones, partículas que contienen energía. componen los rayos del sol, es comparable a la energía que une los electrones de valencia a sus núcleos. Se rompen los vínculos entre los electrones de valencia y el núcleo. cuando la luz solar toca el material semiconductor, lo que permite a los electrones moverse libremente por el semiconductor. Cuando un electrón se desplaza, deja tras de sí un espacio conocido como agujero, que posee una carga eléctrica positiva (similar a la del electrón, pero de carácter contrario).

Los electrones y huecos libres, provocadas por la radiación suelen recombinarse y volverse menos activos. Es imprescindible generar un campo eléctrico dentro del semiconductor para prevenir este suceso y aprovechar esta libertad de electrones. El silicio, que posee cuatro electrones de valencia, es el material más empleado en la producción de células solares. (Castejon & Santamaria, 2010)

Figura 13:

Material semiconductor usado en una celda FV



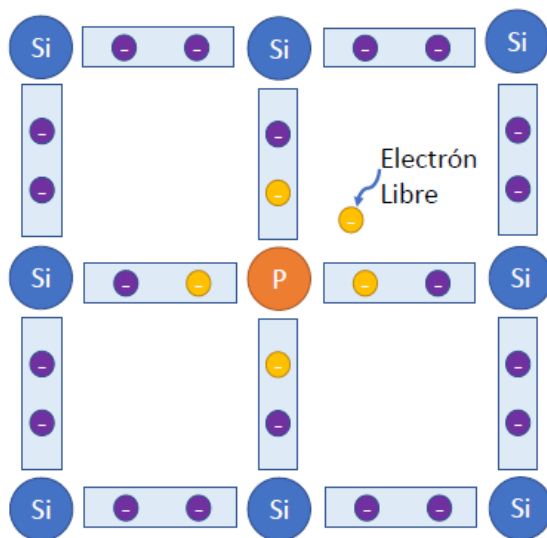
Fuente: Curso centrales eléctricas 1, EE676-UNI (presentación 1, pág. 25)

2.1.5 Unión pn

Para obtener un semiconductor de silicio de tipo "n", algunos átomos del silicio son reemplazados por átomos de fósforo, que posee cinco electrones de valencia. Dado que se requieren cuatro electrones para establecer los enlaces con los átomos próximos, se deja un electrón libre. (Castejon & Santamaria, 2010)

Figura 14:

Unión P-N con electrón libre, en una celda FV

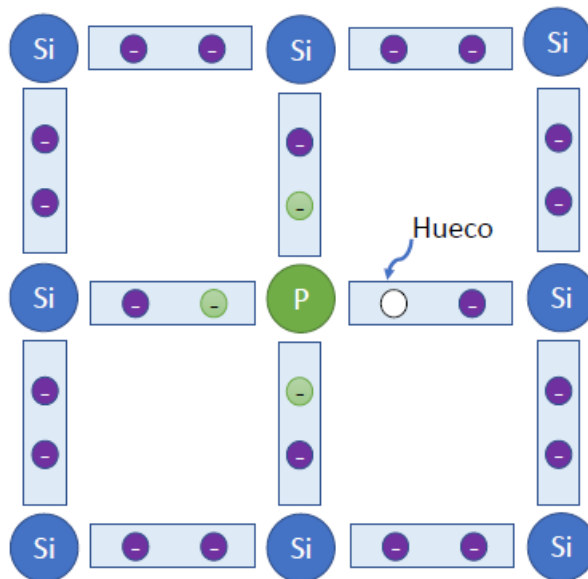


Fuente: Curso centrales eléctricas 1, EE676-UNI (presentación 1, pág. 27)

De manera similar, si se reemplazan átomos de silicio por átomos de boro con tres electrones de valencia, se obtiene un semiconductor de tipo "p". Al igual que en el escenario previo, al establecer los enlaces, falta un electrón, o en otras palabras, existe un espacio libre disponible. (Castejon & Santamaria, 2010)

Figura 15:

Unión P-N, con hueco, en una celda FV.

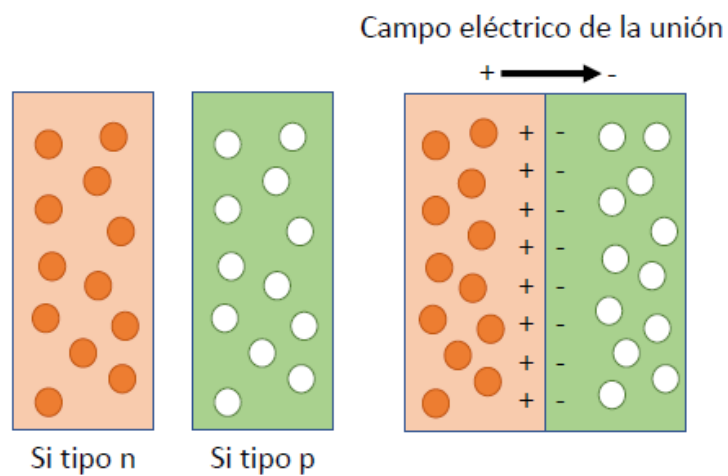


Fuente: Curso centrales eléctricas 1, EE676-UNI (presentación 1, pág. 28)

Una superficie semiconductora de tipo "n" interactúa con otra de tipo "p" para generar una unión de tipo "p-n". Conforme los electrones y los huecos se expanden hacia lados contrarios, los electrones de tipo "n" del material de tipo "p" suelen llenar los huecos y a la inversa, generando un campo eléctrico creciente. Sin la intervención de campos eléctricos externos, el proceso se prolonga hasta que no se puedan intercambiar más electrones y huecos, generando así un campo eléctrico constante. (Castejon & Santamaria, 2010)

Figura 16:

Movimiento de electrones en la unión



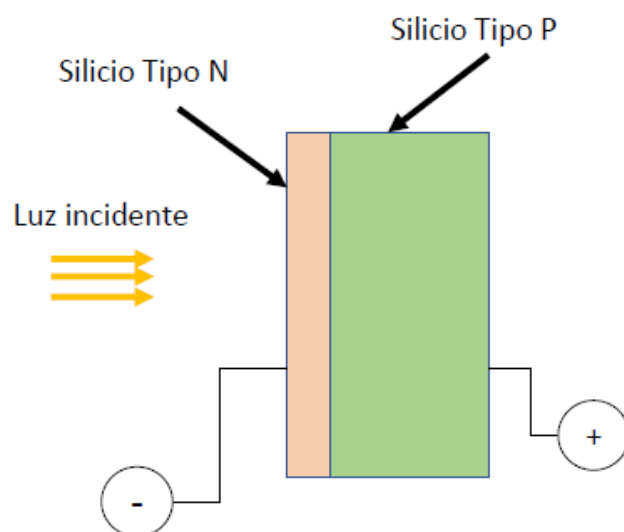
Fuente: Curso centrales eléctricas 1, EE676-UNI (presentación 1, pág. 29)

2.1.6 Celda fotovoltaica

Cada célula fotovoltaica está formada por una capa fina de material de tipo "n" y otra de mayor grosor de material de tipo "p". Las dos capas individuales son eléctricamente neutras, y al unirse, se produce un campo eléctrico en la unión "p-n". (Castejon & Santamaria, 2010)

Figura 17

Conformación de una celda fotovoltaica

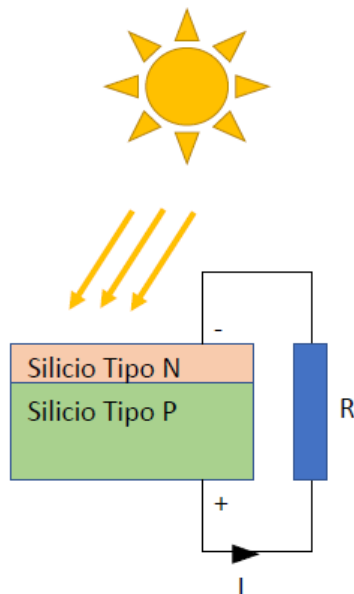


Fuente: Curso centrales eléctricas 1, EE676-UNI (presentación 1, pág. 30)

Cuando la luz ingresa a la célula, los fotones destruyen el par entre el electrón y el hueco. Los electrones son transportados a la zona "n" y los huecos a la zona "p" a través del campo eléctrico de la unión, lo que los separa y evita que se recombinen. Las capas negativa y positiva se vinculan mediante un conductor externo, lo que causa un movimiento de electrones (corriente eléctrica) desde la zona "p" hasta la zona "n". La superficie iluminada corresponde a la zona "n". La corriente eléctrica se propagará durante el impacto de la luz en la célula, y su intensidad variará en función de la cantidad de luz que absorba. (Castejon & Santamaria, 2010)

Figura 18:

Principio de operación de la celda FV



Fuente: Curso centrales eléctricas 1, EE676-UNI (presentación 1, pág. 31)

2.1.7 Radiación solar

Se define como la energía aportada a la superficie terrestre en forma de radiación electromagnética. Durante el trayecto, la radiación se refleja al entrar en la atmósfera debido a la existencia de nubes, vapor de agua, etc. También se dispersa por las moléculas de agua y polvo suspendido. Por lo tanto, la radiación solar se segmenta en tres secciones:

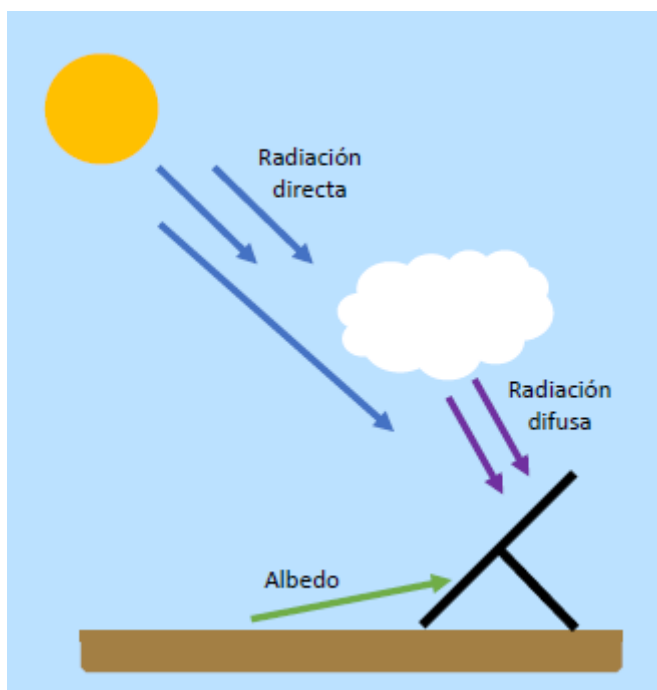
2.1.7.1 Radiación directa (B). Es la radiación directa, es la que no toca nada, sin modificar su rumbo, es la más relevante en un día de sol. (Castejon & Santamaria, 2010)

2.1.7.2 Radiación difusa (D). Se refiere a la radiación que afecta de manera indirecta, como reflejo de la radiación solar que es absorbida por el polvo y el ambiente. La difusión ocurre cuando los rayos del sol se desvían, provocada por partículas sólidas y moléculas, como el vapor de agua, presentes en la atmósfera. (Castejon & Santamaria, 2010)

2.1.7.3 Radiación reflejada o albedo (R). Es la radiación originada por la reflexión directa de la radiación en los componentes del ambiente (es relevante cerca del mar y de las áreas con nieve).. (Castejon & Santamaria, 2010)

Figura 19:

Componentes de la radiación solar



Fuente: Curso centrales eléctricas 1, EE676-UNI (presentación 1, pág. 4)

2.1.8 Parámetros de la celda fotovoltaica

Para el presente estudio vamos a considerar que la celda de panel FV, que tenga por lo menos las siguientes características:

Tabla 4:

Especificación General de una celda Fotovoltaica

CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Características principales	
Modelo	cualquier
Fabricante	cualquier
Tecnología	Si-poly
Tipo de módulo	Mono facial
Máxima tensión	1500 V
Standard test conditions (STC)	
Potencia máxima	355.0 ~450.0 W
Eficiencia	Min 18 %
Tensión MPP	40 V
Corriente MPP	10 A
Tensión a circuito abierto	48.6 V
Corriente de cortocircuito	11.35 A
Coeficientes de temperatura	
Coeficiente de potencia	-0.370 %/°C
Coeficiente de tensión	-0.290 %/°C
Coeficiente de corriente	0.050 %/°C
Características mecánicas	
Largo	2108.0 mm
Ancho	1048.0 mm
Grosor	0.0 mm
Peso	24.9 kg

Fuente: Catálogo general Jinko solar

2.1.9 Tecnología de fabricación de paneles

Desde que la energía solar fotovoltaica se ha generalizado, se han desarrollado tecnologías que permiten su aprovechamiento. Entre estos métodos novedosos se encuentran las plantas de concentración fotovoltaica, que utilizan nuevos materiales reflectantes o refractantes en lugar de semiconductores para lograr concentraciones de hasta 1000. También hay que mejorar los sistemas de seguimiento para hacerlos más precisos y permitir una mejor captación de la energía solar durante el día. Un sistema de energía alternativa debe ser económicamente viable para poder diseñarse con vistas a su aplicación industrial. Gracias a la mejora de las técnicas de producción, las células de silicio cristalino son cada vez más baratas (por KWh).

Los sistemas cuentan con una durabilidad de 30 años y un periodo promedio de amortización de 20 años. Esto permite un margen de beneficio operativo de diez años. Esto es cierto dadas las técnicas de fabricación existentes, pero el margen de beneficio podría aumentar a medida que avancen los materiales o las tecnologías. Además, la producción de paneles solares es cada vez menos costosa. Esto da lugar al desarrollo de un procedimiento que permite definir económicamente los sistemas de generación de energía a nivel industrial.

El concepto de tecnologías emergentes no solo incluye el uso de materiales innovadores, sino también el diseño y uso de sistemas y procedimientos ya existentes que puedan emplearse de manera más apropiada en el sector industrial.

La célula fotovoltaica es el componente fundamental del sistema; está formada por una película semiconductor y metales que se han depositado sobre un sustrato conocido como "capa fina". Además, se están utilizando materiales orgánicos en experimentos de laboratorio. Para hacer un bloque aislante, resistente a la humedad y transparente, la lámina se envuelve en una sustancia plástica transparente. (Castejon & Santamaria, 2010)

Figura 20:

Resumen de tecnologías de paneles

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocrystalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocrystalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Fuente: Curso centrales eléctricas 1, EE676-UNI (presentación 1, pág. 38)

2.2 Componentes de una central solar

El objetivo del sistema de energía eléctrica solar, es proveer a todos los consumidores de la forma más lucrativa, en la cantidad necesaria y con un nivel adecuado de calidad, seguridad y confiabilidad.

La serie de infraestructuras y equipos empleados para producir, trasladar y distribuir energía eléctrica a los habitantes de una ciudad, región o país. A continuación, se muestra los componentes principales que conforman un central solar. (Castejon & Santamaria, 2010)

2.2.1 Paneles fotovoltaicos

Para incrementar el nivel de tensión de salida hasta el objetivo requerido (normalmente entre 12V y 36V), una red de células conectadas en serie conforma el módulo fotovoltaico, que se encarga de captar la radiación solar y convertirla en electricidad. Diversas redes se unen en un circuito paralelo para incrementar la corriente eléctrica que el aparato puede suministrar. Las células que se venden comercialmente tienen una eficiencia de conversión media de alrededor del dieciséis por ciento. La corriente continua es el tipo de corriente eléctrica suministrada, y la vida útil típica a pleno rendimiento es de unos 25 años. Después, la potencia suministrada disminuye.

Tradicionalmente, los paneles monocristalinos, policristalinos y amorfos se clasificaban en función del método de procesamiento utilizado para crear el silicio. En la actualidad, las nuevas tecnologías de producción de paneles están revolucionando los siguientes tipos de generación de energía fotovoltaica: (Castejon & Santamaria, 2010)

- ✓ Celdas Esféricas: se forman de diminutos fragmentos de silicio, similares a gotas de silicio, y se componen de una matriz de pequeñas células solares esféricas capaces de absorber la radiación solar en cualquier ángulo.
- ✓ Celdas Monocristalinas: están formadas por fragmentos de un solo cristal de silicio (identificados por su forma circular o hexagonal).
- ✓ Celdas Policristalinas: cuando se componen de diminutas partículas en forma de cristal.
- ✓ Celdas Amorfos: cuando no se ha cristalizado el silicio.

Figura 21:

Ejemplo de un módulo fotovoltaico Mono facial Si-poly



Fuente: Catalogo Jinko solar <https://www.jinkosolar.com/en/>)

2.2.2 Seguidores de un eje N-S

Para crear una estructura pegada al suelo, Los paneles solares fotovoltaicos se colocarán en seguidores solares de una sola dirección, dirigidos de norte a sur, e integrados en estructuras metálicas de aluminio y elementos de acero galvanizado. En la **Figura 22**, se puede observar un seguidor de un eje. (Castejon & Santamaria, 2010)

Figura 22:

Ejemplo de un seguidor de un eje.



Fuente: Sistema de seguimiento (<https://www.schletter-group.com/>)

Para la facilidad de instalación y el mantenimiento de la mismas a lo largo de los años. Se ha planteado una estructura de sujeción de módulos estándar y probada en otras instalaciones fotovoltaicas. (Schletter, 2024)

- ✓ El diseño consiste en una estructura metálica con inclinación de 20°.
- ✓ La marca SCHLETTER o similar, es muy reconocida en la fabricación y diseño de la estructura que posee los certificados estándares internacionales ISO 9000, controlado por BVQI. Y certificados ISO 14000.
- ✓ El sistema de estructura proyectado consta de perfiles moldeados en frío. Todos los componentes estructurales se vinculan a través de tornillos, sin tener

soldadura en la estructura. El material puede ser galvanizado o inoxidable, dependiendo de la calidad del mismo.

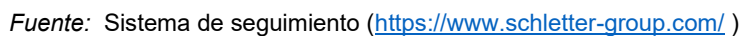
- ✓ Durante la instalación no se deben efectuar soldaduras para prevenir la pérdida de la protección de zinc que los elementos obtienen durante el proceso de galvanización.
- ✓ Se presupone que la adherencia de la estructura al terreno se llevará a cabo a través de un embudo de 1,5m (100% de las estructuras). El diseño definitivo se modificará tras la ejecución del estudio geotécnico. Todos los elementos que conforman la estructura, así como la tornillería se suministrarán del tipo galvanizado en caliente por inmersión según norma UNE-EN ISO 1461.
- ✓ Las distancias entre las estructuras empleadas en la implantación fotovoltaica: Eje N-S: serán de 6 m. de separación entre filas.

Los seguidores de un eje se diseñan con el objetivo de reducir el ángulo de incidencia entre los rayos solares y la superficie del panel solar. El sistema de monitoreo es un aparato electrónico que puede rastrear el sol durante el día. Las características fundamentales del sistema de seguimiento se sintetizan en la Figura 23: (Schletter, 2024)

Considerar los siguientes periodos de estaciones:

- ✓ Primavera del 22 y 24 de setiembre.
- ✓ Verano del 21 y 22 diciembre.
- ✓ Otoño 20 y 21 marzo.
- ✓ Inverno 21 y 22 junio.

Ficha Técnica Schletter FS Uno



El aparato que transforma la corriente continua (CC) proporcionada por el generador fotovoltaico (FV) en corriente alterna (CA) con el objetivo de suministrarse a la red del sistema eléctrico totalmente automatizado se denomina inversor. La electrónica de control inicia la conversión CC/CA en cuanto el generador fotovoltaico produce suficiente potencia para excitar el inversor. Por otro lado, la conversión CC/CA cesa cuando la potencia de entrada cae por debajo del punto de excitación del inversor. (Castejon & Santamaria, 2010)

- ✓ Alta eficiencia.
- ✓ Modular y de diseño compacto.

- ✓ Control de potencia reactiva.
- ✓ Limitación de potencia activa.
- ✓ Restricción de la potencia activa debido al exceso de frecuencia de la red.
- ✓ Limitación de potencia activa a partir de sobretensión en la red.
- ✓ Rampa de potencia activa tras una falla en la red.
- ✓ Modo Sleep.
- ✓ Funcionamiento frente a hueco de tensión (LVRT).
- ✓ Función anti-isla.

Los inversores se ubicarán en los centros de transformación (container) prefabricados. En la **Figura 24**, se muestra un inversor típico que se usa comúnmente en proyectos fotovoltaicos.

Figura 24:

Ejemplo de un inversor de Fronius



Fuente: Catalogo de inversores Fronius (<https://www.fronius.com/es/latin-america>)

2.2.4 Transformador elevador de potencia

Para conseguir una transmisión más eficaz en las líneas de tensión media de la planta solar fotovoltaica, el transformador de potencia incrementa la tensión de salida de corriente alterna del inversor **Figura 25**, muestra un ejemplo de transformador de potencia. (Ras Oliva, 1991)

Figura 25:

Transformador de potencia



Fuente: Catalogo de transformadores (<https://new.abb.com/es>)

Tabla 5:

Características mínimas del transformador del centro de transformación

Ítem	Característica	Valor
1	Potencia nominal	2MVA
2	Relación de transformación	0.8/22.9kV
3	Sistema de refrigeración	ONAN
4	Cambiador de tomas	+/- 2x2.5%,
5	Corto circuito (Xcc)	3%

Fuente: Elaboración propia.

2.2.5 Centro de transformación

El transformador elevador de media tensión y la aparamenta de media tensión son dos elementos esenciales que constituyen el centro de transformación.

Su tarea principal consiste en incrementar los niveles de tensión de salida de los inversores desde baja (hasta 1 kV) hasta alta (hasta 33 kV).

Equipo Interruptor de media tensión: Este equipo de conmutación se conecta directamente al transformador elevador de media tensión. El tablero eléctrico alberga los dispositivos de maniobra (interruptores de potencia extraíbles, seccionadores, etc.), de medición (transformadores de corriente y tensión, etc.) y, si es necesario, los dispositivos de control y protección instalados en uno o varios compartimentos ubicados en una estructura metálica externa. (Castejon & Santamaria, 2010)

Figura 26:

Centro de transformación con su transformador y celdas de media tensión



Fuente: página de fabricante (<https://www.ectricol.com/product/centro-de-transformacion-electrico-fotovoltaico/>)

2.2.6 Equipos de compensación reactiva.

Aparatos que generan energía reactiva para el control de voltaje, la regulación del factor de potencia o la estabilidad, incluyendo bancos de condensadores, reactores, condensador sincrónico, compensador síncrono estático, FACTS, entre otros. (COES, 2021)

Figura 27:

Sistema de inyección de potencia reactiva STATCOM



Fuente: Obtenido de página fabricante (<https://www.reinhausen.com/>)

El suministro debe ser validado con un estudio de calidad de energía, para comprobar que con esa potencia reactiva se dé cumplimiento a los requerimientos del COES, Al mismo tiempo se debe comprobar que dichos bancos de condensadores no

provoquen un aumento de la distorsión armónica ni que se generen resonancias en el sistema. (COES, 2021)

2.2.7 Líneas de transmisión

Se compone de aparatos que llevan energía eléctrica entre dos lugares. Son los componentes responsables de enviar la energía eléctrica, desde las estaciones de producción hasta los lugares de consumo, mediante diversas fases de transformación de tensión, que se vinculan al sistema eléctrico de potencia interconectado. Las tensiones de transmisión de alta tensión empleadas varían, algunas de ellas son: 138, 220 y 500 kV. Una de las maneras de categorizar las líneas de transmisión se basa en su longitud, lo que resulta en una clasificación longitudinal.: (COES, 2021)

- ✓ Línea corta: menos de 80 Km.
- ✓ Línea media entre 80 y 240 Km.
- ✓ Línea larga: 240 Km. o más.

2.2.8 Línea subterránea de media tensión

La energía producida por los paneles solares, después de ser transformada a corriente alterna debe transportarse desde las subestaciones transformadoras hasta la subestación elevadora mediante redes de media tensión. Se instalarán pozo de registro o arquetas en los puntos de empalme, y estos cables se tenderán en zanjas directamente enterradas. (ISOTRON, 2020)

Figura 28:

Red de media tensión tendido en una zanja de una Central Solar



Fuente: Obra de tendido de cable la Joya - Arequipa

2.2.9 Cables eléctricos

No se utilizan alambres, sino cables. Para el apantallamiento (cables de blindaje) y las fases, se pueden utilizar diversos conductores. Pueden estar aislados o desnudos. Los materiales más utilizados son el acero galvanizado (SS), el cobre (CU), el aluminio (AA) y sus aleaciones o mezclas, como el copperweld, el alumoweld (AW), el ACSR y el ACSR/AW.

Los cables aislados pueden ser unipolares, bipolares, tripolares, tríplex, blindados o blindados, y pueden tener o no un neutro concéntrico.(ISOTRON, 2020)

2.2.10 Subestación elevadora de potencia e interconexión

La subestación de elevación es responsable de recoger la energía producida en las plantas fotovoltaicas en tensión media y convertirla a alta tensión para su transmisión, y posteriormente realizar la interconexión con el sistema eléctrico.

La subestación se compone en su mayoría de equipos eléctricos como: transformadores de potencia, seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión y pararrayos; estos aparatos se utilizan para la medición, protección y control de la subestación de potencia. (COES, 2021)

Figura 29:

Subestación Elevadora de la Central Solar.



Fuente: Subestación 220kV Alto Melipilla – Chile (<https://www.isastur.com/es/isotron/activity/view/13>)

2.2.11 Sistema de supervisión y control

Los aparatos eléctricos que constituyen la generación y la transformación necesitan un sistema de control e instrumentación. Es necesario establecer controles operativos enfocados en mejorar el rendimiento de la central. El centro de control, generalmente se encuentra en la sala eléctrica de la subestación. Este centro de control llevará a cabo la comunicación en tiempo real hacia el centro de control del COES de forma redundante, mediante un operador de comunicaciones que el dueño contratará. El sistema de control y supervisión, debe ser ubicado en el área de generación y estará conectada vía fibra óptica. (COES, 2021)

Para la transferencia de datos entre el centro de control de la compañía y los centros de control del COES, se seguirá las directrices establecidas en la normativa técnica de Intercambio de información en tiempo real para el funcionamiento del SEIN (NTIITR). Este objetivo es disponer de un sistema de comunicación que facilite el envío de información en tiempo real al COES, tal como indica la NTCOTR (Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados). (COES, 2021)

Adicionalmente, se enviará siguiente información:

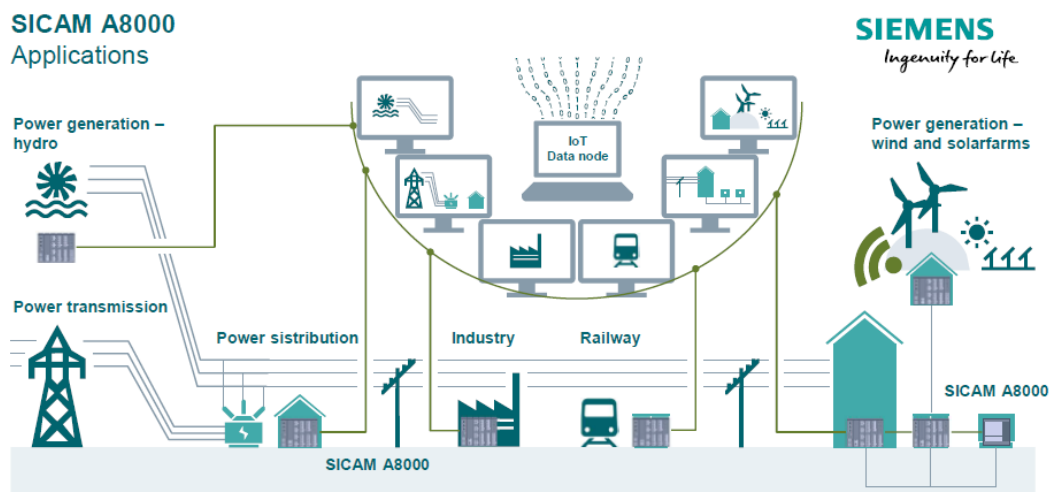
- ✓ Radiación solar.
- ✓ Temperatura de las células.

Se deberá instalar un sistema de redundancia, que permita la disponibilidad de la información, cumpliendo la norma NTIITR, que establece, los componentes que deben ser considerados para un sistema de redundancia son: (COES, 2021)

- ✓ Sistemas de adquisición de Datos (SCADA.)
- ✓ Equipos de comunicaciones, Redes (routers, switches, líneas dedicadas, entre otros), Servidores ICCP, Servidores de Base de Datos

Figura 30:

Operación, telecontrol y automatización de una central- cortesía de Siemens



Fuente: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/substation-automation.html>

Capítulo III. Desarrollo metodológico

3.1 Dimensionamiento de una central solar

Para dimensionar la central solar primero debemos tener la capacidad del recurso primario, para lo cual en el sitio designado deberemos contar con el historial de datos ambientales tales como, irradiación solar, temperatura, y viento.

Datos del sitio.

Tabla 6:

Datos de la ubicación y condiciones ambientales de la central solar

UBICACION	PIURA- PARIÑAS
CORDENADAS	LAT. -4.565222° LONG: -81.199153°
CLIMA	Subtropical y desértico soleado
ALTITUD	94m
TEMPERATURA	18.9°C ~ 25.5°C
HUMEDAD RELAT.	67%
VIENTO	4.8 m/s

Fuente: Elaboración propia.

3.1.1 Datos históricos de irradiación

Estos datos podemos obtenerlo de la base de datos de Meteonorm 8.0, indicando la ubicación del sitio obtenemos los siguientes datos:

Tabla 7:*Tabla de datos meteorológicos del sitio- Cortesía Meteonorm*

	Gh	Dh	Bn	Ta	Td	FF		
	kWh/m2	kWh/m2	kWh/m2	°C	°C	m/s	DIAS	HSP
Enero	192	76	169	24.2	19.6	5.1	31	6.19
Febrero	174	70	144	25.4	20.7	4.6	28	6.21
Marzo	200	74	177	25.5	20.5	4.6	31	6.45
Abril	189	65	177	24.5	19.7	4.6	30	6.30
Mayo	177	68	162	22.6	18.1	5.1	31	5.71
Junio	163	62	154	20.9	17.5	4.6	30	5.43
Julio	163	66	148	19.6	16.6	4.6	31	5.26
Agosto	173	77	136	19	16.3	5.1	31	5.58
Setiembre	182	69	158	18.9	16.4	5.1	30	6.07
Octubre	198	83	157	19.4	17	5.1	31	6.39
Noviembre	186	67	169	20.4	17	5.1	30	6.20
Diciembre	197	74	175	22.1	18.5	4.6	31	6.35

Fuente: Base de datos meteonorm 8, <https://meteonorm.com/en/>

3.1.2 Cálculo de energía producida por la planta solar

Para calcular la energía producida por la planta, vamos aplicar, el criterio que durante todo el año se considera la mínima irradiación solar en el día, para nuestro caso lo tenemos en el mes de Julio, con un valor de 5,26 kWh/m2, es cual será equivalente a las horas solares pico, por lo que aplicaremos la siguiente formula:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{CEM}} \quad (1)$$

Donde:

E_p = Energía Producida por día [$\frac{kWh}{dia}$]

$(G_{dm}(\alpha, \beta))$ = Valor medio anual de la irradiación global diaria ($\frac{kWh}{m^2 \times dia}$)

P_{mp} = Potencia del Generador F.V. (W)

PR = Performance Rate (0,7~0,78) depende de todas las perdidas, así como la tecnología del panel, la eficiencia del inversor.

$$G_{CEM} = 1\,000 \frac{W}{m^2} = \text{constante de irradiancia en STC}$$

$$E_p = \frac{\frac{5.26 kWh}{\frac{m^2}{día}} * 150 MW * 0.7}{1000 W/m^2} = 552.3 \frac{MWh}{día} = 201.5 \frac{GWh}{año}$$

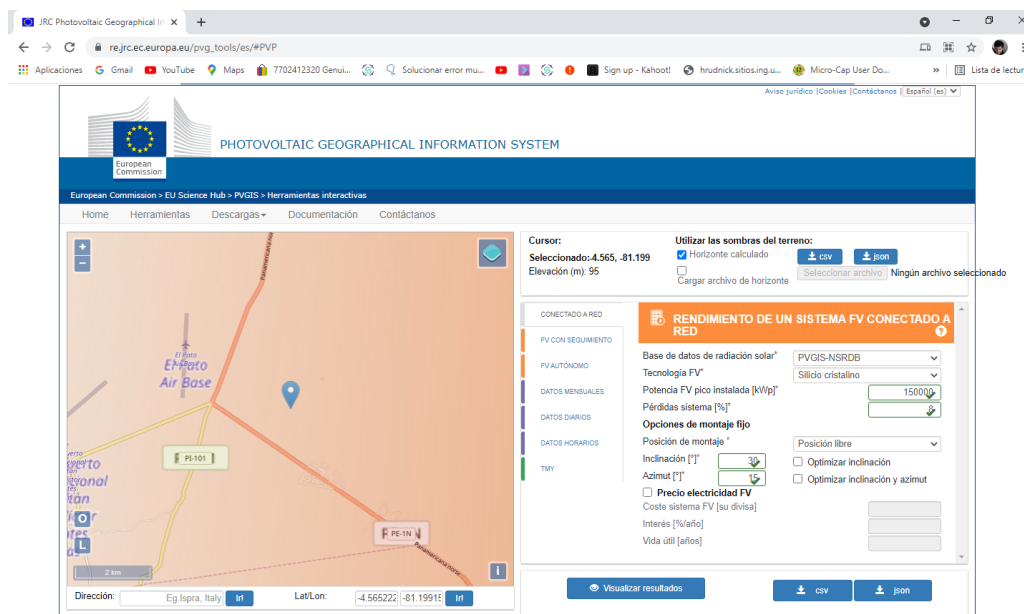
Esto también lo podemos calcular, ingresando al siguiente sitio:

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP

En esta página cargamos los datos de ubicación del sitio, las coordenadas latitud y longitud, asumimos las perdidas promedio del 8%, un ángulo de inclinación de 30°, tal como se observa en la siguiente figura.

Figura 31:

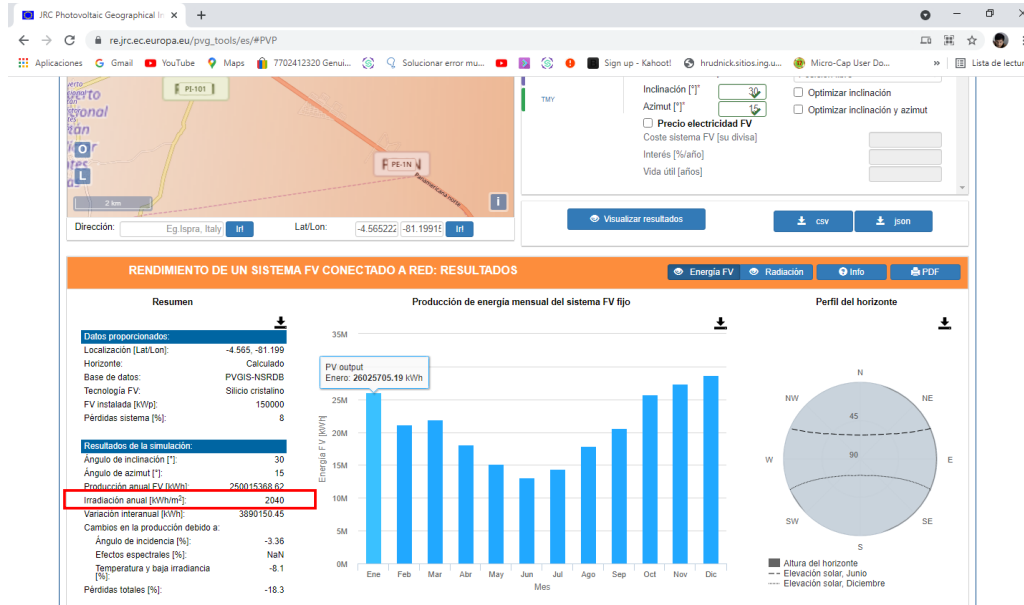
PVGIS Herramienta para obtener datos climatológicos y evaluar en un % la producción de una planta.



Fuente: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP

Figura 32:

Resultados obtenidos de la producción de energía de un lugar con potencia del recurso primario.



Fuente: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP

Se observa en los resultados en el lado izquierdo, en la línea producción anual FV(kWh): 250.01GWh. el cual comparado a nuestro resultado manual esta un 24% por encima, debido a que se está considerando el valor de irradiación menor durante el año, y un factor de sombra igual a cero, con lo cual es aceptable el valor calculado.

3.1.3 Condiciones de servicio para el sistema eléctrico

El sistema eléctrico para la subestación del proyecto, tendrá las siguientes especificaciones:

Tabla 8:**Especificaciones eléctricas en 220kV**

DESCRIPCIÓN PARA 220kV		VALOR
Tensión nominal del Sistema	:	220kV
Tensión máxima de operación	:	245 kV
Tensión máxima en equipos	:	245 kV
Frecuencia de operación	:	60 Hz
Número de fases	:	3
Nivel de Aislamiento	:	1050 kVp
Tensión soportada de corta duración	:	460 kV
Capacidad de ruptura por cortocircuito	:	40 kA
Tiempo de despeje del cortocircuito	:	0,5 seg.
Designación de fases	:	R, S, T
Conexión	:	Estrella, neutro directo a tierra
Altitud	:	94 msnm

Fuente: Especificaciones técnicas del PR20

Tabla 9:**Especificaciones eléctricas en 22.9kV**

DESCRIPCIÓN PARA 22.9kV		VALOR
Tensión nominal del Sistema	:	22.9kV
Tensión máxima de operación	:	24 kV
Tensión máxima en equipos	:	24 kV
Frecuencia de operación	:	60 Hz
Número de fases	:	3
Nivel de Aislamiento	:	125 kVp
Tensión soportada de corta duración	:	50 kV
Capacidad de ruptura por cortocircuito	:	31.5 kA
Tiempo de despeje del cortocircuito	:	0,5 seg.
Designación de fases	:	R, S, T
Conexión	:	a tierra mediante trafo zigzag
Altitud	:	94 msnm

Fuente: Especificaciones técnicas del PR20

3.1.4 Dimensionamiento del generador FV y del inversor

Lo primero que vamos a definir es el panel fotovoltaico, el cual deberá contar con ciertas prestaciones, utilizaremos un modelo eficiente mayor al 20% y que sea comercialmente rentable para nuestro presupuesto aprobado para la potencia de diseño, se recomienda el uso de paneles del tipo P mono cristalino, con tecnología Tiling Ribbon (TR), conformado por 156(2x78) celdas, dimensiones 2411x1134x35mm. Con una garantía de 12 años de una degradación lineal de 0.55%, hasta una vida útil de 25 años, la tecnología TR, es más eficiente y reduce el área de instalación, estamos hablando de la marca JINKO SOLAR, específicamente del modelo JKM580M, su especificación se muestra a continuación (Jinko Solar, 2024)

Figura 33:
Especificación del panel fotovoltaico

ESPECIFICACION TECNICA		
Module Type	JKM580M-7RL4-V	
	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	580Wp	432Wp
Maximum Power voltage (Vmp)	44.78V	40.97V
Maximum Power current (Imp)	12.96A	10.53A
Open circuit voltage (Voc)	53.30V	50.31V
Short circuit current (Isc)	13.82A	11.16A
Module Efficiency STC (%)	21.21%	
Operating temperature (°C)	-40°C +85°C	
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)	
Maximum series fuse rating	25A	
Power tolerance	+/- 3%	
Temperature Coefficients of Pmax	-0.35%/°C	
Temperature Coefficients of Voc	-0.28%/°C	
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C	
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45 +/- 2 °C	

Fuente: Catalogo de Jinko solar modelo JKM580M

Para el análisis requerimos de sus datos de fábrica, ya que la selección dependerá de la temperatura en el sitio, por lo cual necesitaremos la temperaturas mínimas y máximas históricas en el punto de instalación. Para tal efecto utilizaremos la siguiente relación:

$$T_m = T_a + \left[\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right] * G \quad (2)$$

Donde:

T_m = Temperatura de módulo en °C.

T_a = Temperatura ambiente en °C.

TONC= Es la temperatura nominal de operación de la célula (45°C)

G=Irradiación $\left[\frac{W}{m^2} \right]$, peor condición.

Calculo de la máxima y mínima tensión de salida del panel FV, se tiene:

$$U_{pmp} = U_{pmpCEM} + \alpha_U (T_m - T_{CEM}) \quad (3)$$

Donde:

U_{pmp} = Tensión en el punto de máximo potencia (V)

U_{pmpCEM} = Tensión en el punto de máxima potencia a condiciones estándar de prueba (V)

$$\alpha_U = \left(Coef. \frac{\%V}{^{\circ}C} \right) * \frac{V_{oc}}{100} \quad (4)$$

$\left(Coef. \frac{\%V}{^{\circ}C} \right)$ = coeficiente temperatura a V_{oc}

Calculando la tensión máxima que entrega el panel, aplicando las ecuaciones (2) y (3) anteriores con los datos indicados.

$$T_m = 14.66 + \left[\frac{45 - 20}{800} \right] * 100 = 17.785^{\circ}C$$

$$U_{pmp} = 44.78V + (-0.1492) \cdot (17.785 - 35) = 45.86V$$

Se obtiene un $V_{max} = U_{pmp} = 45.86V$ (para una temperatura Ambiente histórico según la página de la nasa $14.66^{\circ}C$)

De igual forma vamos a calcular $V_{min} = U_{pmp} = 38.54V$ (para una temperatura ambiente máxima histórica $35.58^{\circ}C$), se observa la gran diferencia de tensión debido a la variación de temperatura.

El rango de tensión del inversor, determina cuántos componentes deben conectarse en serie para seguir el punto de máxima potencia, por lo que será

$$\min \frac{U_{pmp}}{U_{pmp \ Tmax}} \leq N_s \leq \max \frac{U_{pmp}}{U_{pmp \ Tmin}} \quad (5)$$

$N_s = N^{\circ}$ de paneles en serie.

Figura 34:*Especificación del inversor*

Parameters: SG250HX	
Input DC	
Max. PV input voltage	1500V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600V/600V
Nominal input voltage	1080V
MPP voltage range	600V -1500V
MPP voltage range for nominal power	600V -1500V
No of independent MPP inputs	12
Max. PV input current	26A x12
Max. current for input connector	30A
Max. DC short-circuit current	50A x12
Max. inverter backfeed current to the array	0A
Output AC	
AC out power	250KVA@30°C / 225KVA@40°C/ 200KVA@50°C
Max. AC output current	180.5A
Max. Inrush current (peak value /duration)	
Nominal AC voltage	3/ PE, 800V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50Hz / 45~55Hz, 60Hz/57~63Hz
Total harmonic distortion (THD)	< 3% (at nominal power
DC current injection	< 0.5% In
Power factor	
	>0.99
Adjustable power factor	0.8 leading ~lagging
Feed- in phases / Connection phases	3/3
Efficiency	
Max. Efficiency	99.0%
CEC Efficiency	98.5%

Fuente: Catalogo de inversores Sungrow, modelo SG250HX

Luego:

$$\frac{600}{38.54} \leq N_s \leq \frac{1500}{45.86}$$

Por lo tanto, tenemos que:

$$15.57 \leq N_s \leq 32.71$$

A continuación, se realiza el análisis. Con una irradiación de 1000 W/m² y una temperatura de 25°C, la tensión en circuito abierto (U_{oc}) de la cadena fotovoltaica debe ser menor a la tensión de entrada máxima del inversor y la tensión máxima permitida del sistema de los módulos fotovoltaicos, a fin de cumplir la condición límite de la tensión de entrada máxima al inversor. (Jinko Solar, 2024)

$$U_{oc} = U_{ocCEM} + \alpha_U(T_m - T_{CEM}) \quad (6)$$

Donde:

U_{oc} =Tensión vacío en modulo máximo

U_{ocCEM} =Tensión vacío a condición estándar (se obtiene del catálogo)

α_U =coeficiente ya calculado.

T_m =Temp. del módulo (temp. ambiente mínimo histórica en el día $T=17.78$ °C)

T_{CEM} =Temp. Estándar de prueba 25°C

$$U_{oc} = 54.38V$$

En condiciones de irradiancia máxima, como la irradiancia máxima del emplazamiento y la temperatura máxima histórica, la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico debe ser menor a la corriente máxima permitida de entrada del inversor. (Jinko Solar, 2024)

$$I_{cc} = I_{ccCEM} * \frac{G}{1000} + \alpha_I(T_m - T_{CEM}) \quad (7)$$

Luego:

$$\alpha_I = \left(Coef. \frac{\%I}{^{\circ}C} \right) * \frac{I_{cc}}{100} \quad (8)$$

Reemplazando datos del fabricante del panel, obtenemos

$$\alpha_I = 0.0066 \text{ A/}^{\circ}\text{C}$$

$$I_{cc} = 13.82 * \frac{1000}{1000} + \alpha_I(66.83 - 25) = 14.10A$$

$$N_S \leq \frac{\min(U_{inv-max}, U_{mod-max})}{U_{OC mod-max}} \leq 27.59$$

$$N_P \leq \frac{I_{inv-max}}{I_{CC mod-max}} \leq 3.55$$

Por lo tanto, seleccionamos $N_S = 27$ y $N_P=2$

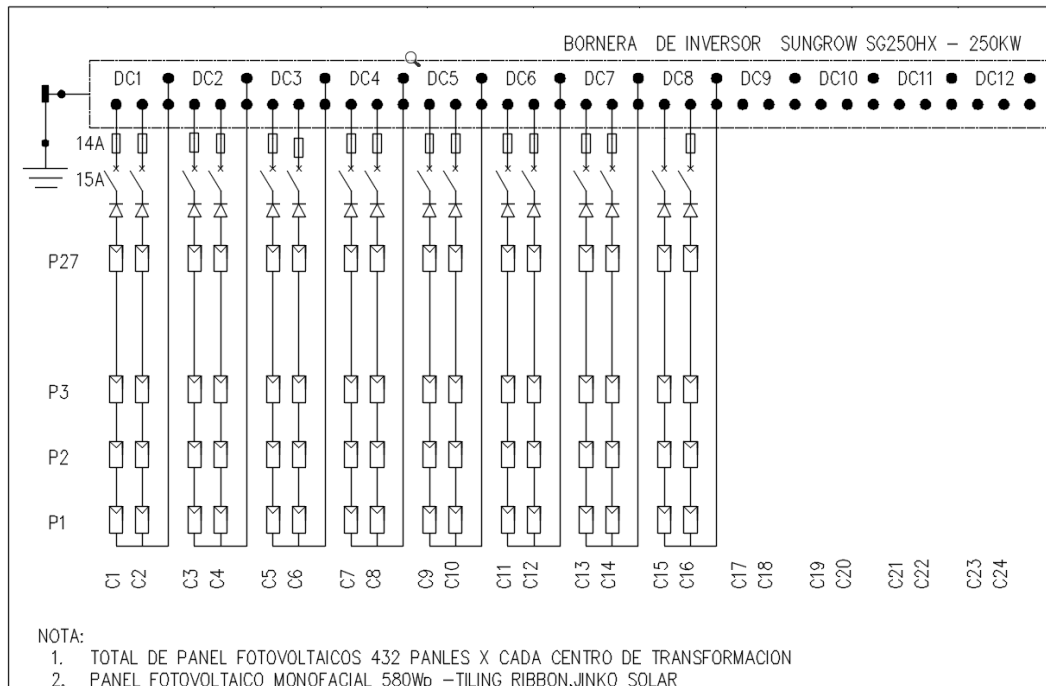
3.1.5 Arquitectura del sistema de la planta solar

De acuerdo a los cálculos realizados anteriormente se tienen los siguientes diagramas:

3.1.5.1 Sistema Array de paneles fotovoltaico.

Figura 35:

Distribución de paneles fotovoltaicos llegada a inversor de 250kW



Fuente: Distribución de borneras obtenida de catálogo de Sungrow invertir
Elaboración esquemática Propia

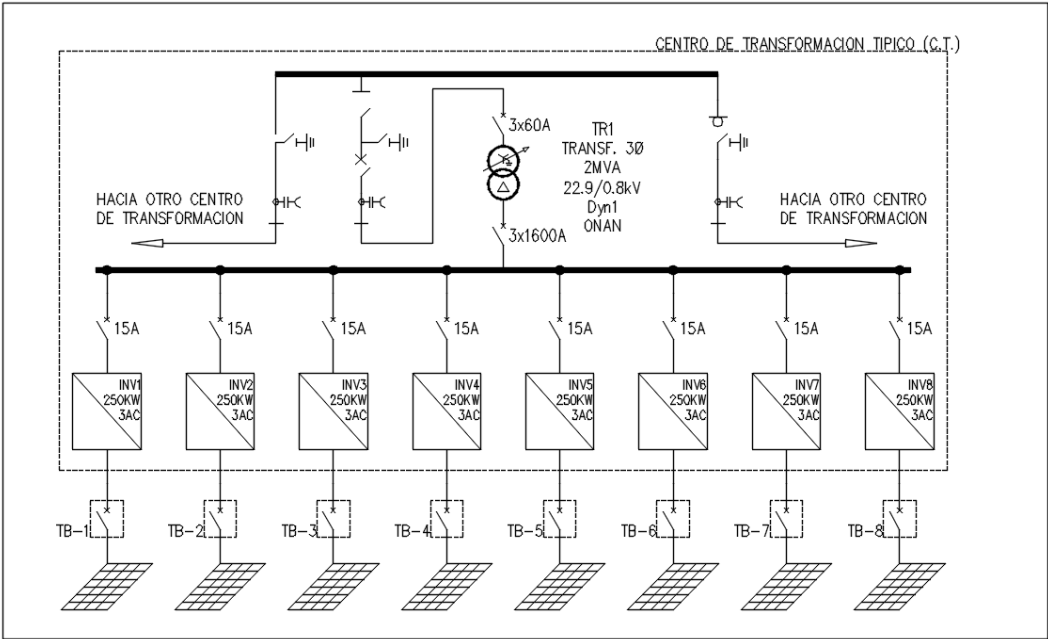
3.1.5.2 Arquitectura centro de transformación. En cada centro de transformación tenemos 8 inversores de 250kW, con lo cual necesitaríamos un transformador elevador de 2MVA, el transformador tendrá las siguientes características:

Tabla 10:
Especificación del transformador de CT

Ítem	CARACTERISTICAS	Valor
1	Potencia nominal	2MVA
2	Relación de transformación	0.8/22.9kV
3	Sistema de refrigeración	ONAN
4	Cambiador de tomas	+/- 2x2.5%,
5	Corto circuito (Xcc)	3%

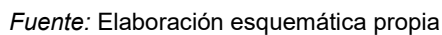
Fuente: Especificaciones técnicas del PR20

Figura 36:
Centro de transformación conformado por 8 inversores y transformador de 2MVA



Fuente: Elaboración esquemática propia

Distribución de Celdas Llegada y salidas de centros transformación



Nueva SSE Central Solar 150MW

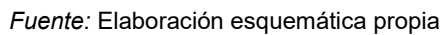
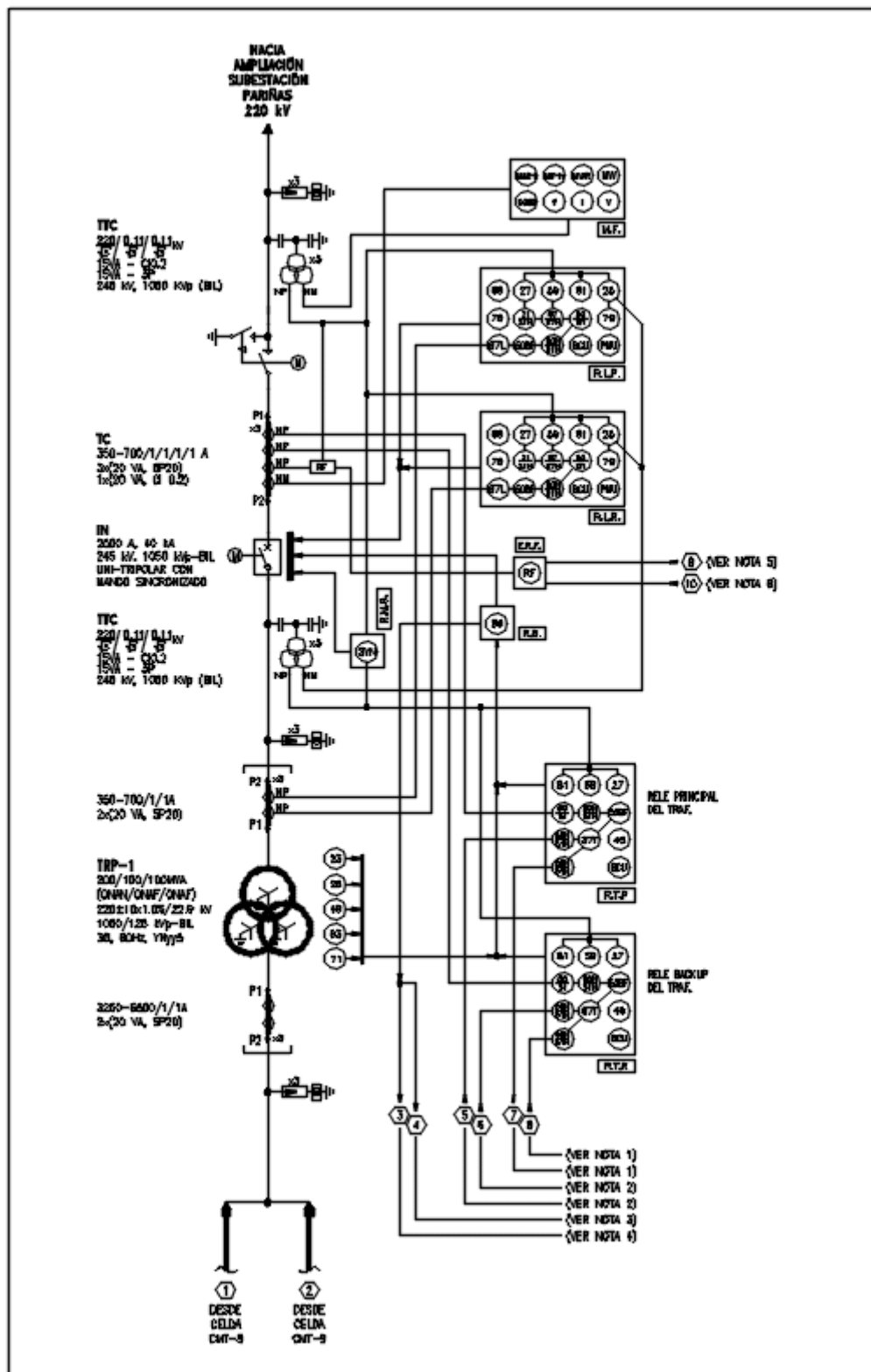


Figura 39:

Sistema de Protección de la planta solar 150MW



Fuente: Elaboración esquemática propia

3.1.6 Dimensionamiento de las baterías

Primero debemos conocer los siguientes términos:

3.1.6.1 Capacidad (Ah).

Se define, como la máxima corriente que entrega una batería a una carga fija, en forma continua en un tiempo (horas), ejemplo de baterías, 60Ah, 75Ah, 130Ah, 230Ah, todas estas a 12Vdc, pero si son de 600Ah, 1200Ah, son de 2Vdc.

3.1.6.2 Régimen de carga (o descarga). Se refiere a la habilidad de proporcionar energía durante horas, por ejemplo, una batería de 600Ah a C100 (utilización solar), la batería se desprende en 100h a una corriente de 6A.

3.1.6.3 DOD (profundidad de descarga), Se refiere a los amperio-hora, cuando una batería, totalmente cargada expresada en porcentaje de la capacidad nominal, puede resistir sin sufrir daños repetitivos. (Castejon & Santamaria, 2010)

3.1.6.4 La vida útil. Es la cantidad máxima de ciclos tanto de carga como de descarga de la batería. Baterías solares de 3000 ciclos con un DOD del 20%, si a esta batería le extraemos el 80% de la carga durara $3000/365=8.2$ años. Si descargo más de 80% su vida se reducirá considerablemente.

3.1.7 Calculo de la batería

Tenemos que tener un criterio para calcular la batería, debido a que es un sistema ON Grid, el cual entrega energía a la red en un periodo de tiempo y no realiza RPF (regulación primaria de frecuencia), para cumplir los requerimientos del COES (PR-21) lo más aconsejable y rentable seria implementar un sistema de almacenamiento BESS el cual ayudaría a realizar RPF, durante el día y de noche estaría en servicio de carga, pero en la reglamentación actual se indica que esta tecnología deberá estar instalado dentro del área de la generadora a menos que se compruebe que por motivos técnicos no puede realizar

regulación primaria. En este caso deberá concertar con el servicio que brinda el sistema BESS. No se puede aplicar la siguiente formula: (Castejon & Santamaria, 2010)

$$Capacidad(Ah) = \frac{Consumo \left(\frac{Wh}{dia} \right) \times Autonomia (dias)}{V_{bateria}(V) \times DOD} \quad (9)$$

Debido a que la potencia es muy grande y no la tenemos disponible todo el día. Por el contrario, podemos implementar el sistema BESS, que nos ayudaría a realizar una regulación primaria de frecuencia (RPF) y tener un ingreso adicional al proyecto.

En la publicación del PERUANO, para realizar la RPF, requerida por el SEIN, Según el margen de reserva, se necesita un 2.1% durante el periodo de avenida de enero a mayo y diciembre de 2024; y un 2.5% durante el periodo de estiaje de junio a noviembre de 2024.

Para nuestro caso vamos a considera del 3%, por lo cual nuestro BESS tendrá una capacidad de 4.5MW.

Tendremos que utilizar inversores bidireccionales(rectificadores), transformadores para adaptación a la red de 220KV y 22.9KV, sistema de control BESS, banco de baterías con lo cual esquematizamos el siguiente diagrama de arquitectura, lo cual puede ser parte de otro proyecto de tesis.

3.1.8 Sistema de control de potencia reactiva (STATCOM)

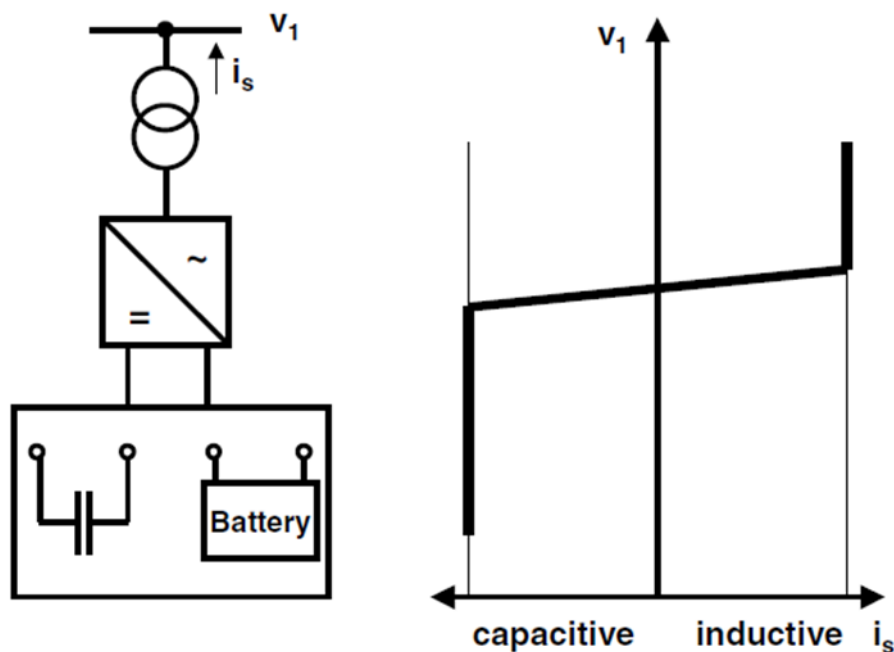
Es un dispositivo basado en electrónica de potencia que está constituido por un transformador de acoplamiento asociado a un convertidor de fuente de voltaje (VSC) cuya entrada consiste en una señal de voltaje de corriente directa, mientras que la salida es una señal trifásica de voltaje.

En 1999 se lanzó el primer STATCOM (STATic COMPensator). El STATCOM tiene la característica similar al condensador síncrono, pero como sistema electrónico no posee inercia, pero tiene mejores características que un condensador síncrono, mejor dinámica, menor costo de inversión y menor costo de operación y mantenimiento.

Un STATCOM, está conformado por IGBT's. La estructura y característica operativa se muestra en la Figura 40. La línea estática entre las limitaciones actuales tiene cierta pendiente que determina la característica de control de la tensión. El STATCOM, entrega potencia reactiva, independiente de la tensión en el punto de conexión. Esto se puede ver en el diagrama de las corrientes máximas, siendo independiente del voltaje en comparación con el SVC. Esto significa que incluso durante las contingencias más severas, el STATCOM mantiene su plena capacidad.

Figura 40:

Estructura del STATCOM y característica de voltaje-corriente



Fuente: Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control STATCOM (Xiao-Ping Zhang, Christian Rehtanz, and Bikash Pal)

En el sector de la energía distribuida, es una práctica común hoy en día, el uso de convertidores de fuente de voltaje para la interconexión a la red.

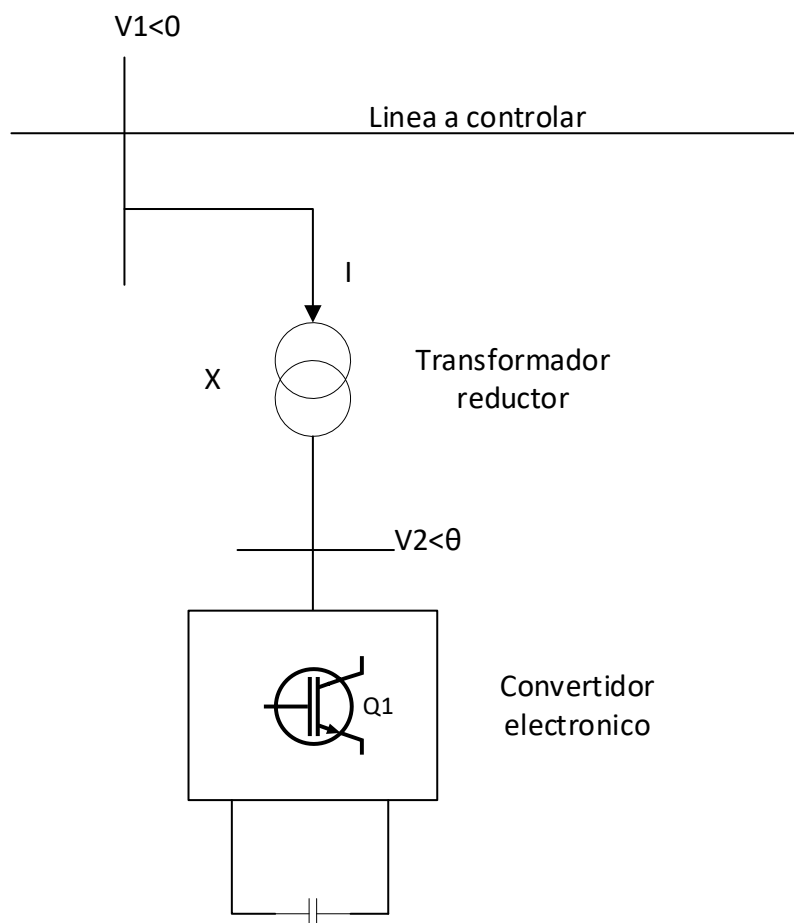
El siguiente paso en el STATCOM, es la combinación con baterías de energía en el lado de CC. El desempeño para la calidad de la energía y el funcionamiento equilibrado de la red se puede mejorar mucho más con la combinación de potencia activa y reactiva.

(IEEE Guide for specification of Transmission Static Synchronous Compensator (STATCOM) Systems, 2019)

3.1.8.1 Principio de operación. El STATCOM, proporciona de manera continua potencia reactiva variable en respuesta a las variaciones de voltaje, ver **Figura 41**, Apoyando la estabilidad de la red, de la siguiente manera: Si la tensión $V_2 > V_1$, la corriente "I" se adelanta a V_1 , el STATCOM entrega potencia reactiva al nodo de conexión y el convertidor se comporta como un gran capacitor. Si la tensión $V_2 < V_1$, la corriente "I" se atrasa de V_1 , entonces el STATCOM absorbe potencia reactiva del nodo y el convertidor se comporta como un reactor.

Figura 41:

Principio de operación del STATCOM



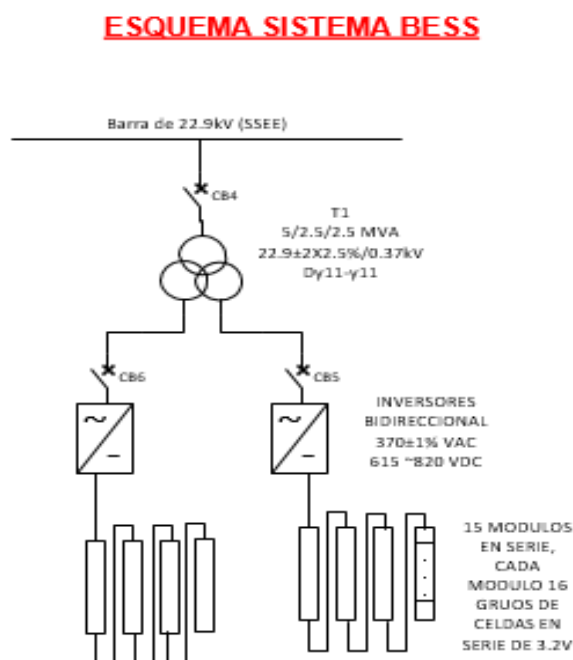
Fuente: Elaboración esquemática propia

3.1.8.2 STATCOM mejorado. Combina la tecnología de un STATCOM estándar con una, o una serie de super capacitores, que hacen de este un equipo capaz de contribuir potencia activa y reactiva a un sistema, todo en una sola herramienta. De forma dinámica, el dispositivo debe ser capaz de abordar y contrarrestar las fallas presentadas por la baja inercia, y contribuir a suplir la creciente demanda en calidad de transmisión que requieren los nuevos sistemas.

3.1.8.3 Inercia virtual. La inercia virtual surge como una herramienta que se incorpora en sistemas de generación mediante fuentes renovables, para compensar la falta de robustez frente a variaciones en la potencia y frecuencia que presentan este tipo de sistemas frente a sus contrapartes tradicionales. Dada la falta de rotores o grandes masas móviles en este tipo de sistemas, la inercia virtual se genera a partir de grandes bancos de baterías u otros métodos de almacenamiento de energías, para actuar en el momento de una desconexión o falla que afecte la estabilidad del sistema.

Figura 42:

Diagrama de sistema BESS



Fuente: Elaboración esquemática propia

3.1.9 Equipamiento de protección y conexión requerido en el proyecto

De acuerdo con sus fichas técnicas individuales, los equipos elegidos para la ejecución del proyecto cumplen con las normas COES PR-20, así como con las restricciones adicionales particulares para cada equipo.

Para las infraestructuras proyectadas, se pondrá en marcha un sistema de control, resguardo y evaluación que se adhiera a las regulaciones nacionales e internacionales., así como las establecidas por organismos como el COES y OSINERGMIN.

En la región designada para esta central, se implantará la nueva subestación solar de 150 MW. Para ello, se tendrá en cuenta un sistema de aparamenta aislada en SF6 de 22,9 kV (también conocido como configuración de “barra simple”) y una configuración de tipo “línea de transformación” en 220 kV.

En los equipos de 220kV, bahía de la línea de transmisión (expansión de la subestación eléctrica de Pariñas) se emplearán dispositivos tradicionales que poseen las mismas propiedades de la subestación de Pariñas. El diseño de la nueva subestación solar fotovoltaica de 150 MW incluirá equipos tales como transformadores de tensión tipo pedestal, seccionadores tipo doble apertura de línea y disyuntores tipo tanque vivo.

Adicionalmente, está proyectado la instalación de un transformador de potencia trifásico de 3 devanados con capacidad de 200/100/100 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2), 220/22,9 kV, y regulación automática bajo carga en el lado de alta tensión.

Los servicios auxiliares, los tableros de control y protección de las instalaciones previstas, en las celdas de MT clase 24kV, serán aisladas en gas, los cuadros de regulación automática del transformador de potencia y el transformador en zigzag son algunos de los equipos que se alojarán en una sala eléctrica (situada en el patio de llaves) como parte de la construcción de la subestación.

Para el presente proyecto se consideran las siguientes instalaciones eléctricas:

- ✓ Bahía para línea transmisión de 220kV, hacia la ampliación de la SE Pariñas.
- ✓ Transformador trifásico de tres devanados de 200/100/100 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2), 220/22.9kV.

Los equipos de patio utilizados para la subestación serán de la clase convencional para condiciones climáticas adversas (AIS). A continuación, se enumera el equipo principal que se proyecta para esta subestación: Un interruptor de potencia tipo tanque vivo en SF6 de 245 kV, 2500 A, 40 kA, 1050 kVp-BIL con apertura uni – tripolar y mando sincronizado.

- ✓ Un seccionador de línea tripolar de doble apertura con cuchilla de conexión a tierra de 245 kV, 2500 A, 40 kA, 1050 kVp-BIL.
- ✓ Tres convertidores de voltaje 245 kV, 1050 kVp-BIL, 350-700/1/1/1/1 A, 3x(20VA - 5P20), 1x(20VA - Cl.0.2).
- ✓ Seis transformadores capacitivos de $\frac{220}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0.11}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0.11}{\sqrt{3}}$ kV, (15VA - Cl.0.2),
- ✓ Seis pararrayos equipados con contador de descargas, Ur=198 kV, Uc=156 kV, 10kA, Categoría 3.
- ✓ Transformador de potencia trifásico de 3 devanados de 200/100/100MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2) 220±10x1.0%/22.9 kV, 1050/125 kVp-BIL, 3Ø, 60Hz, YNd5, con control automático bajo carga en la zona de alta tensión y con transformadores de corriente de tipo toroidal instalados en bushings, en el lado de alta 220kV: 350-700/1/1 A, 2x(20 VA – 5P20), media tensión (22.9kV): 3250-6500/1/1 A, 2x(20 VA – 5P20).
- ✓ Las estructuras de apoyo de la línea y los pórticos de llegada de los equipos serán de celosía.

También, se implementará los tableros de servicios auxiliares y los tableros control, comunicaciones, protección y medición, regulación automática bajo carga, celdas de media tensión clase 24kV aisladas en gas SF6 (entre otros) y el transformador zig-zag de 400kVA dentro de la sala eléctrica proyectada. Adicionalmente, En el patio de llaves (cerca de la tensión media del transformador de potencia), se contemplan 3 pararrayos exteriores con las siguientes especificaciones 21 kV, 10 kA, Clase 3, transformador zig-zag 24kV.

3.1.10 Sistema de protección

De acuerdo a las especificaciones del procedimiento PR-20, punto 3.1.2 (Protecciones Eléctricas), se debe implementar, de manera similar, para la línea de transmisión de 220kV (hacia la expansión de la SE Pariñas), también se pondrá en marcha un sistema redundante de protección diferencial de línea 87L. Los relés numéricos multifunción de tecnología digital extremadamente fiable constituirán cada uno de estos sistemas. Además de medir y controlar, estos relés numéricos multifunción deben poder ejecutar operaciones lógicas programables en relación con la implantación de esquemas de automatización de subestaciones. Los relés de tipo empotrado deben tener cubiertas desmontables, deben ser a prueba de polvo y tener botones de control, pantallas y alarmas. También tendrán dos puertos ethernet, con protocolos de comunicación DNP3 e IEC 61850. Un sistema integrado de autosupervisión verificará continuamente el desempeño del software y el estado del hardware de los relés, agrupando sus funciones de protección en función de su confiabilidad y funcionalidad. (COES, 2021).

3.1.10.1 Protecciones del Transformador de Potencia. Debido a que el transformador es un equipo muy importante se deberá utilizar los sistemas de protección estándar se indica en PR-20 y otras si fueran necesarias, para este de tipo de instalación, ya que en dicho documento no se especifica de uso exclusivo u obligatorio para plantas de generación solar. En los transformadores, cada relé diferencial captará las señales provenientes de los transformadores de corriente de 220kV (de tipo pedestal) y de los transformadores de corriente de llegada de 22.9kV. Las tareas fundamentales de cada relé multifuncional en el transformador de potencia serán las siguientes: (COES, 2021)

- ✓ Protección diferencial del transformador (87T).
- ✓ Protección de frecuencia (81).
- ✓ Protección de sub tensión (27).
- ✓ Protección de corriente de secuencia negativa (46).

- ✓ Protección de sobre corriente instantánea de fase (50).
- ✓ Protección de sobre corriente temporizada de fase (51).
- ✓ Protección de sobre corriente instantánea a tierra (50N).
- ✓ Protección de sobre corriente temporizada a tierra (51N).
- ✓ Protección de sobretensión (59).
- ✓ Protección de falla del interruptor (50BF).
- ✓ Protección de sobre corriente direccional de fase (67).
- ✓ Protección de sobre corriente direccional a tierra (67N).

También dentro de las protecciones intrínsecas del transformador se deberá considerar lo siguiente:

- ✓ Temperatura del aceite (26).
- ✓ Dispositivo de control de temperatura (23).
- ✓ Resguardo contra sobrecarga (49).
- ✓ Relé Buchholz (63).
- ✓ Salvaguarda del nivel más bajo de aceite (71).

También se usará relé de bloqueo al final (86T) para el transformador de potencia.

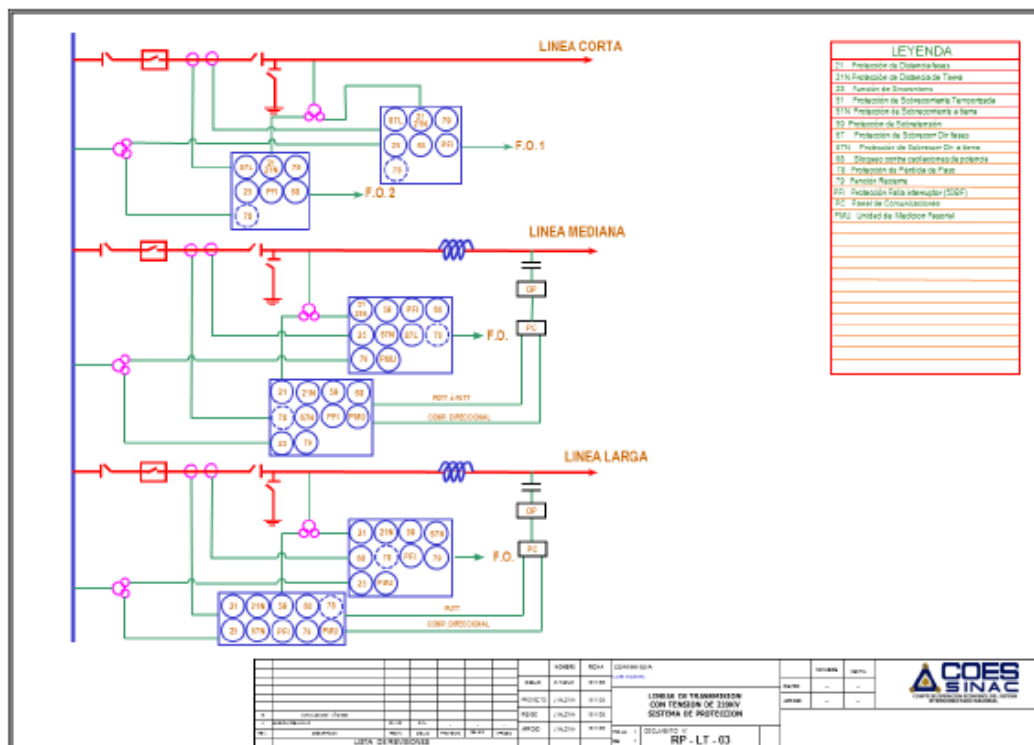
3.1.10.2 Protección de la línea 220kV. Las funciones clave del relé numérico multifunción para la protección de la línea 220kV hacia la expansión de la subestación Pariñas incluyen: (COES, 2021)

- ✓ Relé de frecuencia (81).
- ✓ Protección diferencial de línea (87L).
- ✓ Protección de distancia de fases (21).
- ✓ Protección de distancia a tierra (21N).
- ✓ Función de sincronismo (25).
- ✓ Protección de sub tensión (27).
- ✓ Protección de sobretensión (59).

- ✓ Protección de falla del interruptor (50BF).
- ✓ Protección de sobre corriente instantánea de fase (50).
- ✓ Protección de sobre corriente temporizada de fase (51).
- ✓ Protección de sobre corriente instantánea a tierra (50N).
- ✓ Protección de sobre corriente temporizada a tierra (51N).
- ✓ Protección de sobre corriente direccional de fase (67).
- ✓ Bloqueo por oscilaciones de potencia (68).
- ✓ Protección de sobre corriente direccional a tierra (67N).
- ✓ Protección por pérdida de sincronismo (78).
- ✓ Re cierre automático (79).
- ✓ Unidad de Medición Fasorial PMU.

Figura 43:

Documento N° RP-LT-03, Sistemas de protección para LT de 220kV



Fuente: Procedimiento técnico PR-20 / protección para LT de 220kV, documento RP-LT-03

3.1.10.3 Otras protecciones. Tanto las instalaciones de 220 kV de la nueva subestación solar de 150 MW como las celdas de entrada de 22,9 kV del transformador de potencia utilizarán un registrador de averías distribuido. El esquema unifilar de protección y medida de la subestación así lo ilustra. Para los procedimientos de energización del transformador de potencia, también se instalará un relé de control sincronizado para el disyuntor de 220 kV (COES, 2021)

3.1.10.4 Sistema de protección para descargas atmosféricas. Se tendrá en cuenta el nivel isocerámico de la región del proyecto al evaluar la necesidad de proteger la subestación de las descargas atmosféricas. En caso sea necesario, se empleará un sistema de pantalla que abarque todas las instalaciones, para implantar este sistema de protección, se utilizarán cables de guarda, que se conectarán a la malla de tierra profunda de la subestación del proyecto. Se creará un sistema de apantallamiento para las salas eléctricas del proyecto mediante cables de protección o piquetas tipo Franklin. (COES, 2021)

3.1.10.5 Sistema de puesta a tierra. Se utilizarán conductores de cobre desnudo para crear una red de puesta a tierra profunda y superficial. La norma IEEE.80-2000 "Guide for safety in AC Substation Grounding CA", debe aplicarse en el diseño, y la norma IEEE Std.81, "IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System", debe seguirse en las mediciones de resistividad de la tierra. El valor de la resistencia de la red de tierra profunda debe ser inferior a 1Ω . Además, debe confirmarse (una vez colocada la red) que las tensiones de contacto y de paso generadas durante las situaciones de avería se ajustan a los niveles aceptables de seguridad humana. (COES, 2021)

3.1.10.6 Sistema contra incendios. Como medida de seguridad, ya que se encuentra en lugar alejado de la ciudad. En el caso de que ocurra un incendio se deberá construir, un sistema de detección y extinción contra incendio, el cual contará con

sensores de temperatura y detectores de humo, en los ambientes de la sala eléctrica. También se debe considerar en lo posible, en las edificaciones eléctricas (sistema de detección temprana) y en patio de llaves se implementarán extintores portátiles de CO₂, ubicados en lugares estratégicos. Para el transformador de potencia, es necesario tener en cuenta un sistema de protección contra explosión y fuego a través de la inyección automática de nitrógeno líquido. (NFPA 850, 2020)

3.1.11 Sistemas de comunicaciones

Debido a la magnitud de la energía que se producirá, será necesario implementar un sistema de control, defensa y evaluación que se adhiera a las regulaciones nacionales e internacionales., así como las de organizaciones como el COES y OSINERGMIN. La fibra óptica de OPGW se utilizará para crear el sistema de comunicación y tele protección de las subestaciones del proyecto, permitiendo la integración de diversos dispositivos de protección, control y medida (IDE). En las instalaciones de comunicación LAN del proyecto se utilizará fibra óptica multimodo.

Se han tenido en cuenta los siguientes niveles de control para las instalaciones de la nueva subestación solar de 150 MW: (COES, 2021)

Tabla 11:

Niveles de comunicación a implementar

Nivel 0	Mando desde los tableros de los equipos en patio.
Nivel 1	Control y mando desde las unidades de control de bahía (BCU's) y relés
Nivel 2 y 3	Control y mando desde las unidades de control de subestación (UCS')

Fuente: Procedimiento técnico PR-20 / Modos de control en las Subestaciones

La sala eléctrica de la nueva subestación solar de 150 MW, albergará las nuevas celdas eléctricas para el proyecto, que incluyen el reacondicionamiento de la SE Pariñas, la nueva subestación solar de 150 MW y el parque de producción fotovoltaica. A través de un operador de comunicaciones contratado por el propietario, para comunicación con el

centro de control del COES se realizará de forma redundante desde este centro de control utilizando el protocolo ICCP. (COES, 2021)

3.2 Criterios de diseño eléctrico según PR-20

3.2.1 Criterios de conexión

Los equipos de las líneas de transmisión, en el punto de conexión, que impliquen grandes cargas, deben cumplir las especificaciones de diseño. El equipo de las instalaciones de transporte, que es un componente del STL, debe ajustarse al tamaño específico de la instalación entre el punto de conexión y el punto de carga. (COES, 2021)

3.2.2 Criterios de diseño de subestaciones

En la planificación de una expansión, se deben tener en cuenta los estándares de diseño de la instalación actual o mejorarlas conforme a las nuevas. (COES, 2021)

3.2.2.1 Niveles de corriente de cortocircuito. Las instalaciones y el equipo deben ser diseñados para resistir al menos los niveles de corriente de cortocircuito definidos en la Tabla 12. (COES, 2021)

Tabla 12:

Niveles Mínimos de corriente de cortocircuito.

Tensión Nominal (kV)	Troncal Nacional	Troncal Regional	Local
500	40kA(*)	---	---
220	40kA(**)	31.5kA	(***)
138	---	31.5kA	(***)
60	---	---	(***)

Fuente: Procedimiento técnico PR-20 / criterios de diseño de subestaciones

Notas:

(*)	Para el diseño de la malla de puesta a tierra en subestaciones de 500 kV se considerará una corriente de cortocircuito de 40 kA o el valor estimado en los estudios eléctricos en un horizonte no menor a 25 años.
(**)	Podrán considerarse niveles superiores solo en caso las condiciones particulares, como parte de la expansión del sistema, así lo requieran
(***)	Las capacidades que correspondan al STL serán adaptadas al tamaño de la instalación excepto en el Punto de Conexión, en la que deberá cumplir con los criterios de diseño establecidos en este punto.

3.2.3 Líneas de transmisión

Las potencias de transmisión, por límite térmico, en las líneas del STTN y STTR se muestran en la Tabla 13. (COES, 2021)

Tabla 13:

Capacidades de Transmisión por Límite Térmico de las Líneas Troncales

Tensión Nominal (kV)	Capacidad de Transmisión (MVA /terna
500	1400
220	450
138	150

Fuente: Procedimiento técnico PR-20 / criterios para el diseño de líneas de transmisión

En situaciones de urgencia, durante un lapso de hasta treinta (30) minutos, las líneas del STTN y STTR deben resistir una sobrecarga que no exceda el 30% de la capacidad de transmisión por límite térmico. Las capacidades de las líneas que correspondan al STL serán adaptadas al tamaño de la instalación. Todas las líneas de transmisión, tendrán al menos un cable de guarda del tipo OPGW (Optical Ground Wire), D.S. N°034-2010-MTC.

3.2.4 Subestaciones

La capacidad de corriente nominal de los dispositivos de patio del STTN y STTR debe ser compatible con la capacidad de transmisión de la línea, conforme a lo estipulado en la Tabla 13. Las capacidades relacionadas con el STL necesitan adaptarse al tamaño de la instalación., a excepción de las subestaciones conectadas al punto de conexión, en las que deben seguirse las especificaciones de diseño indicadas anteriormente. Para el dimensionamiento del sistema de barras deben tenerse en cuenta los siguientes criterios.: (COES, 2021)

Cada subestación debe examinarse de forma independiente, teniendo en cuenta las fases para su implementación, así como el flujo de cargas en condiciones normales y

durante las emergencias del sistema, ya que es imposible generalizar la capacidad de barras de una subestación porque cada subestación es única en cuanto al flujo de corriente en sus barras y circuitos. (COES, 2021)

Los circuitos de las subestaciones suelen tener flujos de carga específicos, lo que significa que la energía se mueve de una parte del sistema a otra a través de las subestaciones; estos flujos de energía pueden fluctuar periódicamente o proceder siempre en la misma dirección. En función de esto, los circuitos pueden conectarse a las barras colectoras de la subestación de forma que se minimice su capacidad; como resultado, se hacen las siguientes sugerencias sobre cómo deben conectarse los circuitos a las barras colectoras: (COES, 2021)

Conectar los circuitos generadores al centro de la barra colectora de la subestación. Conmutar los circuitos de carga (es decir, los circuitos que transportan la energía fuera de la subestación) con los circuitos generadores si es posible. Para evitar flujos significativos entre circuitos conectados en extremos opuestos, coloque circuitos de interconexión en los extremos de la subestación. Es importante asegurarse de que los flujos de potencia en subestaciones con dos circuitos por diámetro (interruptor y medio, por ejemplo) sean opuestos al bus.

Debe preverse que no habrá flujos de energía significativos de una barra a otra cuando los circuitos se conecten alternativamente a las barras en subestaciones con configuraciones de doble barra. Las sugerencias esbozadas en los puntos anteriores deben tenerse en cuenta al conectar un circuito a una o más barras. Dado que la barra de transferencia no es una barra, debe tratarse como una barra de campo. Las subestaciones con configuraciones en anillo tienen un anillo colector formado por equipos en lugar de una barra colectora como en otras configuraciones.

A continuación, se repite este proceso en las ubicaciones de los demás disyuntores para obtener la corriente máxima que circularía independientemente de la apertura del anillo. Es importante confirmar que la conexión de los circuitos a las barras es adecuada

para situaciones de emergencia después de haberla elegido para condiciones de flujo típicas.

Determine la corriente máxima que podría pasar por cualquier parte del bus después de decidir cómo conectar los circuitos a las barras. Para tener en cuenta estas circunstancias, se recomienda utilizar un factor de seguridad de 1,15. La capacidad de las barras colectoras de los equipos de campo de acoplamiento en configuraciones de barras colectoras dobles debe ser igual. (COES, 2021)

3.2.5 *Conexión de nuevas instalaciones a subestaciones*

Para mantener la fiabilidad del sistema de transmisión troncal y local, los trabajos de expansión y adaptación que se lleven a cabo en la subestación Pariñas, deben respetar todos los estándares de diseño de las instalaciones eléctricas, especificados en este capítulo.

El nivel de tensión escogido, para conectar una nueva demanda al sistema de transmisión troncal, se determinará por la cantidad de la carga, que no podrá ser inferior al 15% de las capacidades de transmisión señaladas en la Tabla 13. En el STL no se toman en cuenta restricciones. (COES, 2021)

3.2.6 *Equipamiento de alta tensión*

Todo equipo instalado por un STTN y STTR, cumplirán los requisitos y especificaciones generales indicadas en esta sección. Otros factores serán evaluados en el estudio preoperacional, podrán ser propuestos por los integrantes del STL. Sólo en circunstancias específicas que deberán justificarse en el estudio preoperacional o mediante una directiva específica se permitirá la operación de subestaciones con celdas encapsuladas en SF6 en los sistemas troncales. (COES, 2021)

a. Interruptores

- ✓ Medio de Interrupción. - El concepto de soplado térmico se utilizará para autogenerar la presión de soplado, que interrumpirá la corriente y extinguirá el arco. (COES, 2021)
- ✓ Sistema de Accionamiento. - El sistema de accionamiento por resorte, debe emplearse para la carga, un motor eléctrico u otro sistema de accionamiento con más ventajas operativas. Los interruptores deben tener una bobina de cierre y dos bobinas de apertura completamente separadas. (COES, 2021)
- ✓ Seccionadores y Cuchillas de Puesta a Tierra. La capacidad de abrir y cerrar circuitos con corrientes residuales es un requisito indispensable para los seccionadores. Los seccionadores de 500 kV incluyen pantógrafos verticales, cuchillas de corte verticales y semi pantógrafos horizontales o verticales. La cuchilla principal de cada polo se acciona de forma independiente mediante un control motorizado. El propio seccionador puede ser la única fuente de alimentación, para el mecanismo de puesta a tierra, puede ser motorizada o manual, según la situación. Para las tres fases conectadas mecánicamente, solo los seccionadores con tensiones de 220 y 138 kV pueden tener un solo actuador. (COES, 2021)
- ✓ Transformadores de corriente. - Para garantizar la reflexión no saturada de las corrientes no periódicas en los niveles de cortocircuito, las propiedades de linealidad de los núcleos, deben presentar una buena respuesta transitoria. Según el equipo de protección y medición recomendado, la cantidad de núcleos de protección y medición y sus clases de precisión serán las necesarias. (COES, 2021)
- ✓ Transformadores de tensión. - Los transformadores de tensión pueden ser capacitivos o inductivos. Para 500 kV, se emplearán transformadores de tensión capacitivos. Para descartar fenómeno de ferro- resonancia, el estudio preoperativo del proyecto confirmará el uso de transformadores inductivos. (COES, 2021)

- ✓ Descargadores de Sobretensión. - Los dispositivos de descarga de sobretensión deberán ser de Oxido de Zinc y deberán colocarse lo más próximo posible al equipo que se va a proteger. (COES, 2021)
- ✓ Transformadores de Potencia. - Los transformadores requieren tres devanados. Los servicios auxiliares de la subestación se alimentarán a través del devanado terciario, que debe estar conectado en delta. En caso de fallo de una unidad, los transformadores de potencia STTN deben ser bancos monofásicos, con un polo de respaldo. Los transformadores deben contar con aislamiento en aceite, ONAN/ONAF/OFAF, refrigeración natural o forzada, y cambiadores de tomas en carga con reguladores automáticos de tensión. Se debe contar con un mecanismo para evitar incendios y explosiones, así como con un sistema de bombeo para la recuperación de aceite en caso de fuga. Para separar los transformadores entre sí, también debe considerarse la instalación de un cortafuegos. Para reducir la corriente de energización, deben contar con un dispositivo de conmutación sincronizada en ambos devanados. Según las simulaciones de energización de transformadores del estudio preoperacional, los interruptores de conexión de transformadores de potencia con una tensión primaria de 220 kV, también tendrán un mecanismo de conmutación de sincronización. Los interruptores deben ser actuadores de uno o tres polos. (COES, 2021)

Tabla 14:

Transformador de Potencia tipo banco monofásico - 1

Módulos de Transformación tensión primaria de 220 kV	
3 x 30/30/10 MVA	
Tipo Banco de Unidades	3 x 50/50/15 MVA
Monofásicas	3 x 100/100/30 MVA

Fuente: Procedimiento técnico PR-20 / Modulo de transformación

Tabla 15:***Trasformador de Potencia tipo banco monofásico - 2***

Módulos de Transformación tensión primaria de 220 kV	
	50/50/30 MVA
Tipo trifásico	100/100/30 MVA

Fuente: Procedimiento técnico PR-20 / equipamiento de alta tensión

3.2.7 Entorno físico

En función de la expansión del sistema de transmisión, del cual forma parte la subestación, se debe elegir el sitio que soporte la infraestructura del proyecto, así como cualquier ampliación futura. Los proyectos listados en el plan de transmisión, junto con las restricciones mínimas y máximas del número de celdas que se tomarán en cuenta en el diseño de las subestaciones vinculadas a la STTN y la STTR, señaladas en la Tabla 16, se tomarán en cuenta para la provisión de espacios futuros en la subestación de un Sistema de Transmisión Troncal. (COES, 2021)

Tabla 16:***Número de Celdas a Considerar en el Diseño de Subestaciones***

Nº de Celdas	138kV	220kV	500kV
Límite inferior	4	6	4
Límite superior	8	16	10

Fuente: Procedimiento técnico PR-20 / Numero de Celdas

Dependiendo del espacio disponible en el sitio, el límite superior determinará un área máxima, para la expansión de la construcción en la fase final, mientras que el límite inferior, determinará el área mínima para el desarrollo de la subestación en su fase inicial. Tanto en circunstancias actuales como futuras, las celdas del patio deben estar dispuestas para proporcionar salidas adecuadas para las líneas que convergen en la subestación. Las

áreas especificadas en el Plan de Expansión del Propietario deben estar disponibles para subestaciones STL. (COES, 2021)

3.2.8 *Factor de potencia*

El factor de potencia para grandes cargas, en el punto de conexión al SEIN no deberá superar los siguientes valores:

- ✓ 0.95 en niveles de alta tensión menores a 220 kV.
- ✓ 0.98 en niveles de tensión de 220 y 500 kV.

3.2.9 *Niveles de armónicos*

Para no alterar la distorsión armónica existente en el punto de conexión, el nivel de armónicos producido por los proyectos asociados a grandes cargas deberá cumplir con las tolerancias establecidas en la NTCSE.

Para determinar la distorsión armónica en el punto de conexión, generada por las instalaciones existentes en las inmediaciones, se debe incorporar un programa de medición de armónicos al análisis preoperacional del proyecto. El propietario debe entonces, según el proyecto, medir el contenido armónico en el punto de conexión y enviar los resultados al COES para su evaluación dentro de los 30 días posteriores al inicio de la operación en condiciones nominales. (COES, 2021)

3.3 Seguridad del sistema de potencia

3.3.1 *Interconexión de los sistemas de potencia*

Inicialmente, los sistemas eléctricos se componían de varios generadores que suministraban electricidad a diversas cargas locales. Relativamente fácil de gestionar y supervisar, esta configuración ha evolucionado hacia sistemas en red. La red de transmisión de alta tensión que conecta los numerosos generadores y centros de consumo de estos sistemas es compleja tanto por su estructura como por la variedad de sus componentes. (COES, 2021)

3.3.2 Necesidad de seguridad de los sistemas de potencia

Los siguientes elementos son cruciales:

- ✓ Centros de operación, que recolectan los datos disponibles y llevan a cabo las labores de supervisión y control requeridas.
- ✓ Personal técnico calificado, que garantiza el suministro eléctrico, en la operación y planificación.
- ✓ Será necesario definir los conceptos, procedimientos e instrumentos para la gestión del sistema eléctrico, en el marco de los sistemas de gestión de la energía, con especial atención a los instrumentos para la resolución de problemas en la red de transmisión.
- ✓ Se discutirán técnicas de análisis de contingencias. Para determinar el nivel de seguridad del sistema eléctrico, sirven como base para los análisis de la red eléctrica. (COES, 2021)

3.3.3 Estados de operación

3.3.3.1 Estado normal. Se define como estado normal cuando se presenta las siguientes condiciones:

- ✓ Cuando se satisfacen las restricciones de demanda, esto significa que los generadores y los demás equipos de la red eléctrica, se encuentran dentro de sus parámetros operativos, el sistema se encuentra en un estado normal. (COES, 2021)
- ✓ Debido a la posibilidad que se pueda presentar una contingencia y este lleve a las variables a los límites operativos, la condición habitual del sistema no garantiza su seguridad. (COES, 2021)
- ✓ Un estado seguro se produce cuando las variables del sistema están restringidas y se cumplen ciertos criterios de seguridad. En la cual se garantiza de que ninguna posible contingencia, pueda resultar en la violación de los límites de las variables. (COES, 2021)

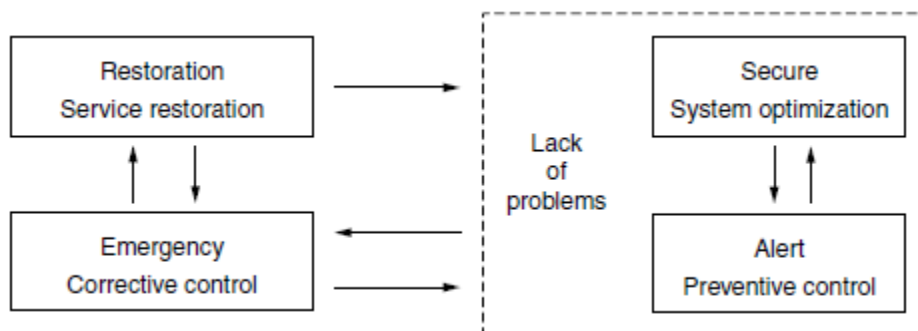
- ✓ Si no se producen valores límites de operación y no se llega a cumplir los requisitos de seguridad, entonces se considera una operación en alerta. (COES, 2021)

3.3.3.2 Estado de emergencia. Se debe eliminar, los valores límites operativos y llevar al sistema a la normalidad, si se convierte en una emergencia cuando existen variables fuera de los límites operativos, ya sea como resultado de una contingencia o como resultado de un cambio en la demanda. (COES, 2021)

3.3.3.3 Estado restaurativo. El servicio a los usuarios puede suspenderse en situaciones específicas, ya sea por las protecciones o porque el operador interviene para evitar repercusiones adicionales (desconexión de la carga). Este nuevo estado se conoce como estado de restauración, ya que el control se centrará en restaurar el servicio interrumpido. (COES, 2021)

Figura 44:

Estados de operación de un sistema de potencia (DyLiacco)



Fuente: Curso análisis de sistemas de potencia EE354-UNI (pág. 7)

3.3.4 Definición del análisis de contingencias

La falla simultánea de dos componentes cualesquiera del sistema eléctrico se toma frecuentemente en cuenta en los estudios de planificación del sistema de transmisión, que

son más críticos para la seguridad que la operación real (criterio N-2). (DigSILENT Power System Solutions, 2021)

- ✓ Confiabilidad o adecuación La base de los análisis de sistemas eléctricos, de gran ayuda en las tareas de planificación, es un examen exhaustivo del sistema en caso de falla de uno o más componentes, utilizando las probabilidades correspondientes. (DigSILENT Power System Solutions, 2021)
- ✓ El análisis de contingencia, implica esencialmente realizar varios estudios de flujo de carga, para determinar la condición de la red eléctrica, después de la falla de uno o más componentes del sistema eléctrico. (DigSILENT Power System Solutions, 2021)

Para el análisis de contingencias, se debe realizar flujos de cargas, para cada una de las contingencias.

- ✓ El desafío consiste, en decidir qué contingencias, se deben examinar exhaustivamente para reducir los tiempos de ejecución y garantizar que no se pase por alto ninguna contingencia problemática y que el tiempo de ejecución se mantenga siempre dentro de las limitaciones establecidas por las condiciones de la operación en tiempo real. (DigSILENT Power System Solutions, 2021)

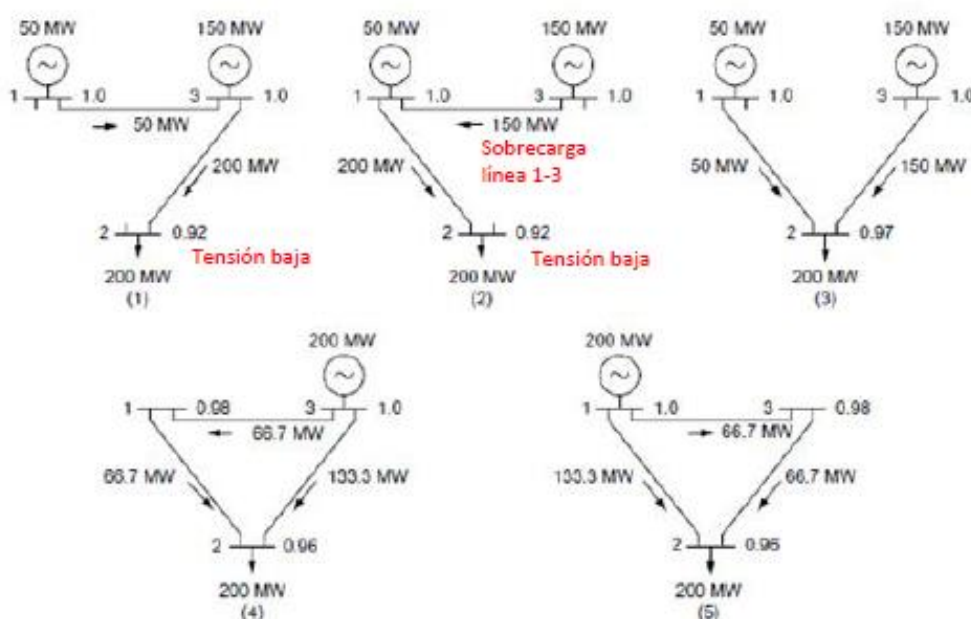
3.3.4.1 Metodologías para análisis de contingencias. Incluso con los algoritmos de flujo de carga más rápidos y las computadoras más potentes, es ampliamente conocido que se requiere un tiempo considerable, para la simulación en tiempo real. Aún se emplean diversos métodos para preseleccionar las contingencias para el análisis, aunque esta creencia está comenzando a desvanecerse con el desarrollo de computadoras cada vez más rápidas. La selección y preselección de escenarios basada en aproximaciones de criterios es el método actual utilizado en los sistemas de análisis de contingencias. Mediante un método de flujo de carga —típicamente un algoritmo de desacoplamiento rápido debido a su mayor velocidad que otros

algoritmos—, la clasificación examina exhaustivamente las situaciones clasificadas como problemáticas. (DigSILENT Power System Solutions, 2021)

Ejemplo 1, Realizar el análisis de contingencias (N-1), del sistema del ejemplo 1. Par el análisis de contingencia (N-1), se analiza la pérdida de n elementos individualmente, 5 elementos en este ejemplo (2 generadores y 3 líneas), se tiene que analizar los cinco casos, tal como se muestra a continuación.

Figura 45:

Análisis de contingencia N-1



Fuente: Curso análisis de sistemas de potencia EE354-UNI (pág. 19)

Se observa en la **Figura 45**, en el estado 1 y 2, la tensión baja en la barra 2, además en la línea 1-3 se presenta una sobrecarga, en el resto casos aparentemente podría operar, pero tenemos que tener en cuenta el despacho económico, tal vez el despacho obligado por la contingencia no es rentable, pero igual la operación la impone las características eléctricas de la red.

3.3.5 Definiciones para análisis de estabilidad

Cualquier perturbación pequeña o grande puede afectar la operación de los sistemas de potencia, por ejemplo, un repentino incremento en la carga o disminución de la generación. Otro tipo de disturbio, es la salida de líneas de transmisión, lo que pueda ocurrir como consecuencia de sobrecarga o falla de la línea. La estabilidad de un sistema se mantiene si el sistema puede alcanzar un estado estacionario después que los transitorios desaparezcan, las perturbaciones pueden ser divididas en dos categorías.

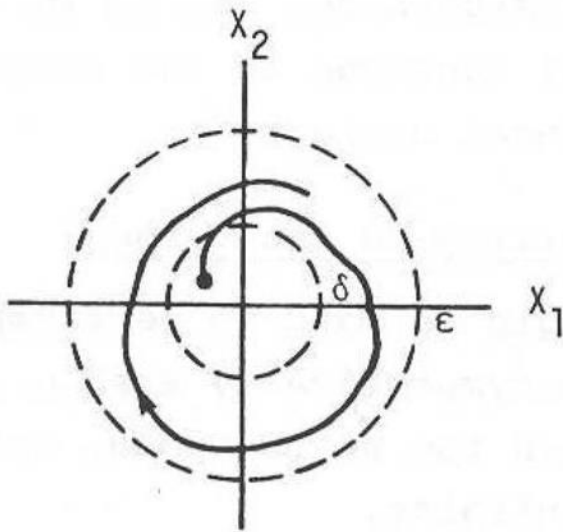
(a) Pequeñas perturbaciones, son aquellas perturbaciones, donde los sistemas dinámicos pueden ser analizados usando ecuaciones lineales (análisis de pequeña señal) ejemplos de pequeña perturbación: los cambios pequeños (aleatorios) en la carga o generación pueden ser denominados como pequeñas perturbaciones. La apertura de una línea puede ser considerada como una pequeña perturbación si la potencia inicial (pre perturbación) que fluye en la línea no es relevante.

(b) Grandes perturbaciones, son aquellas donde los sistemas dinámicos se analizan necesariamente mediante ecuaciones diferenciales no lineales, no pueden ser linealizados, ejemplos de grandes perturbaciones: las fallas que resultan en una repentina caída en las tensiones de barra son consideradas como grandes perturbaciones y requieren acciones correctivas de manera de eliminar la falla. La duración de la falla tiene una influencia crítica en la estabilidad del sistema. Para efectos de análisis del sistema, esta se divide en dos clases:

Estabilidad a pequeñas perturbaciones, un sistema de potencia es estable a pequeñas perturbaciones para una particular condición de operación de estado estacionario si, después de cualquier pequeña perturbación, el sistema alcanza una condición de operación de estado estacionario, la cual es idéntica o cercana a las condiciones de operación pre perturbación, denominado también como estabilidad a pequeña señal. Concentra el estudio a la estabilidad local del sistema. Trata de determinar cuan estable es un punto de equilibrio estable (punto de operación). Pequeñas perturbaciones variaciones pequeñas en la carga. Técnicas de control lineal (autovalores y auto vectores)

Figura 46:

Estabilidad para pequeña perturbación



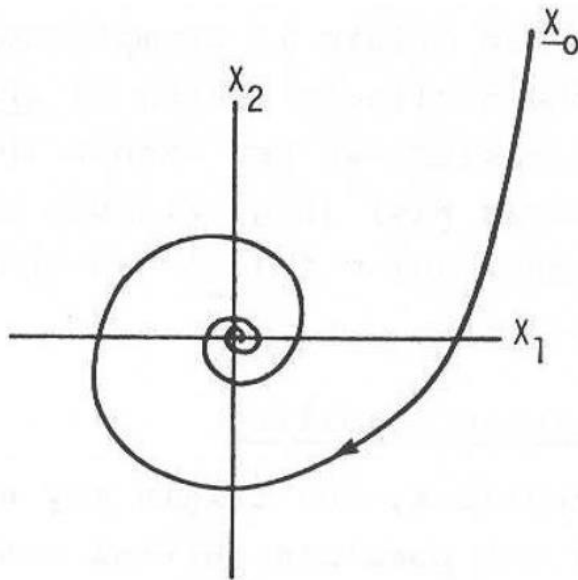
Fuente: Curso análisis de sistemas de potencia EE354-UNI conceptos (pág. 7)

Estabilidad a grandes perturbaciones, un sistema de potencia es estable a grandes perturbaciones para una particular condición de operación de estado estacionario y para una particular perturbación o secuencia de perturbaciones si, seguido de la perturbación o secuencia de perturbaciones, el sistema alcanza una condición de estado estacionario aceptable, ejemplo de grandes perturbaciones: Fallas en líneas de transmisión.

Técnicas: Control no lineal (simulación dominio del tiempo, otros)

Figura 47:

Estabilidad para grandes perturbaciones

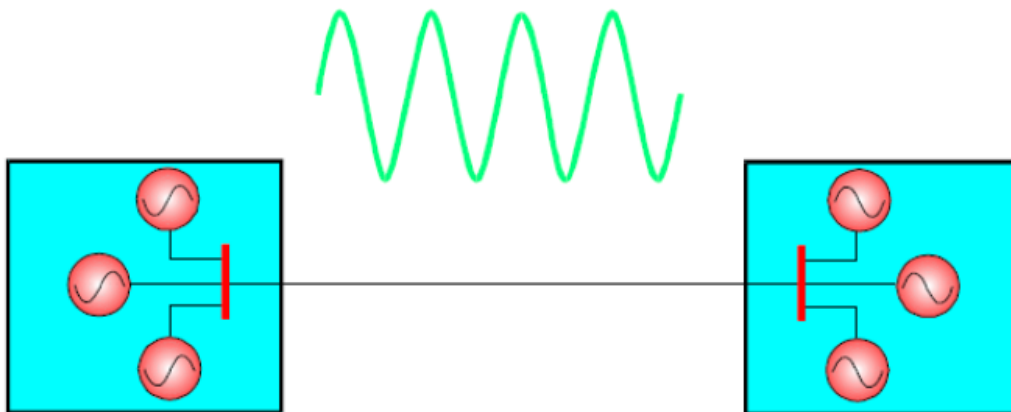


Fuente: Curso análisis de sistemas de potencia EE354-UNI conceptos (pág. 8)

Operación síncrona en estado estacionario (sobre condiciones normales de operación) la velocidad eléctrica promedio de todos los generadores deben mantenerse en un mismo valor, en cualquier parte del sistema, esto es denominado como la operación síncrona de un sistema, cualquier perturbación importante, como una falla en una línea principal y eliminada por la apertura de la línea, puede afectar la operación síncrona incluso si el sistema post falla tiene un punto de equilibrio estable. Uno o más generadores pueden salir del paso o perder sincronismo con respecto a los generadores restantes.

Figura 48:

Pérdida de Sincronismo



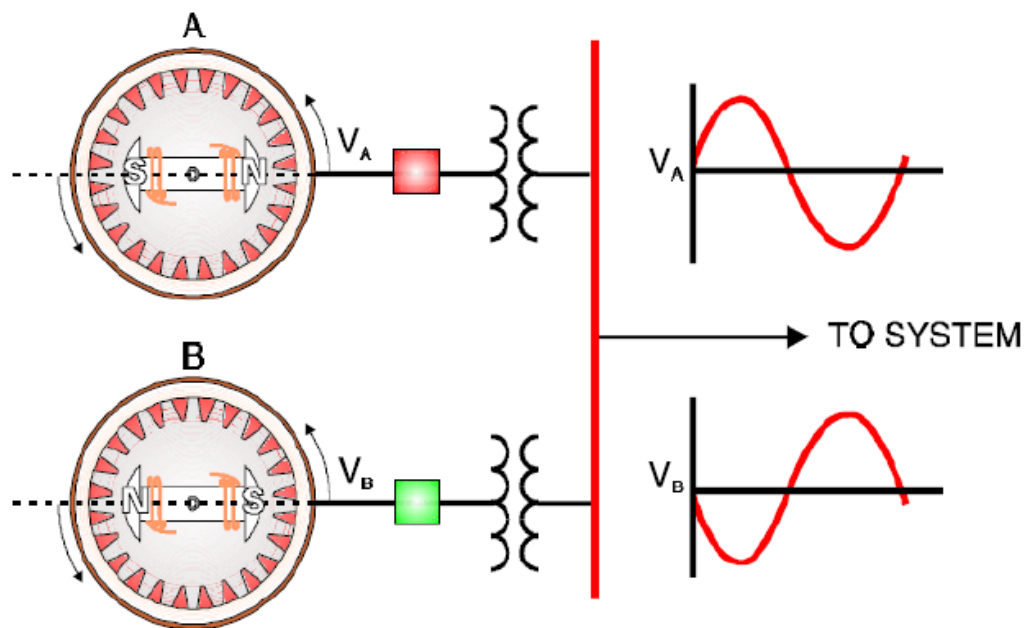
Fuente: Curso análisis de sistemas de potencia EE354-UNI Pérdida de sincronismo (pág. 10)

Existen muchos términos usados que indican la pérdida de sincronismo, por ejemplo, deslizamiento de polos, pérdida de paso, etc. Cuando el sistema pierde sincronismo, las fuerzas magnéticas que normalmente mantienen unido el sistema no son las suficientes.

Un sistema interconectado AC, es un sistema síncrono, que mantiene una frecuencia constante en el sistema, cuando una sección del sistema pierde el sincronismo con el resto, su frecuencia común se pierde.

Figura 49:

Desincronización de generadores



Fuente: Curso análisis de sistemas de potencia EE354-UNI Pérdida de sincronismo (pág. 11)

Definición de estabilidad

Definición clásica de estabilidad (angular transitoria)

Es el término aplicado a sistemas de potencia de corriente alterna, denotando una condición en la cual varias máquinas síncronas del sistema permanecen en “sincronismo” o “en paso” con las otras.

E. W. Kimbark, Power System Stability, Vol.I: Elements of Stability Calculations, John Wiley and Sons Inc., 1948.

Definición actual (general)

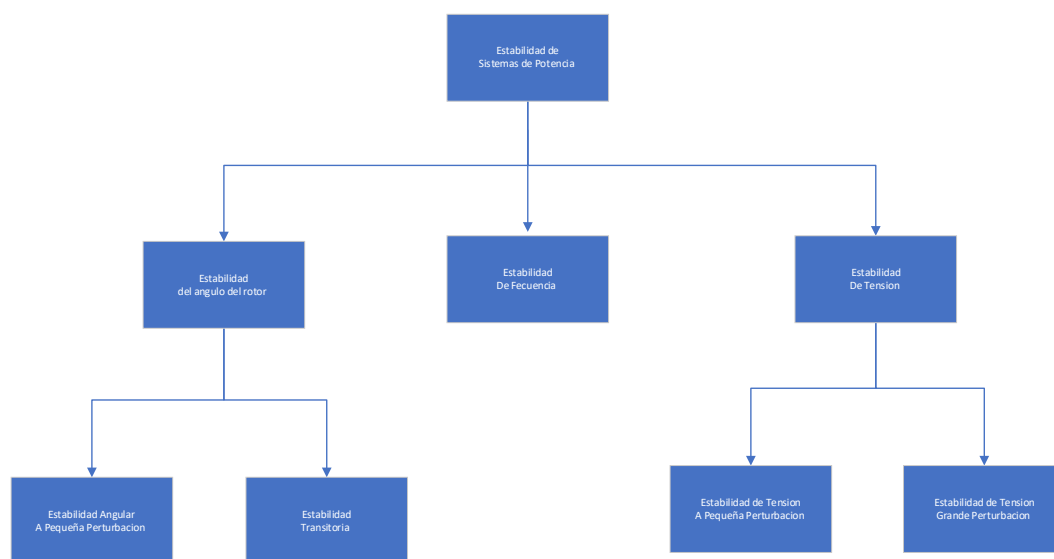
“Es la habilidad del sistema eléctrico, para una condición de operación inicial, retornar al estado de operación de equilibrio después de ser sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema limitadas, siendo así, el sistema entero permanece prácticamente intacto.”

P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, Goran Andersson, A. Bose, C. Cañizares, Nikos Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, Thierry Van Cutsem, V. Vittal, “Definition and classification of power system stability”, IEEE Trans . on Power Systems, Volume 19, page 1387 1401 2004.

Clasificación de la estabilidad

Figura 50:

Clasificación de la estabilidad



Fuente: Elaboración esquemática propia

El desequilibrio entre el torque electromagnético (T_e) y el torque electromecánico (T_m) en una máquina síncrona, produce el fenómeno de estabilidad angular, vinculado a las fluctuaciones de la potencia activa / ángulo del rotor. Por otro lado, las fluctuaciones de la potencia reactiva/tensión, provocadas por el desequilibrio entre la alimentación del sistema y la demanda de carga, están vinculadas al fenómeno de estabilidad de tensión.

Evolución del análisis de estabilidad angular

La estabilidad de los ángulos de los rotores de las máquinas síncronas se fue estudiada de la siguiente forma:

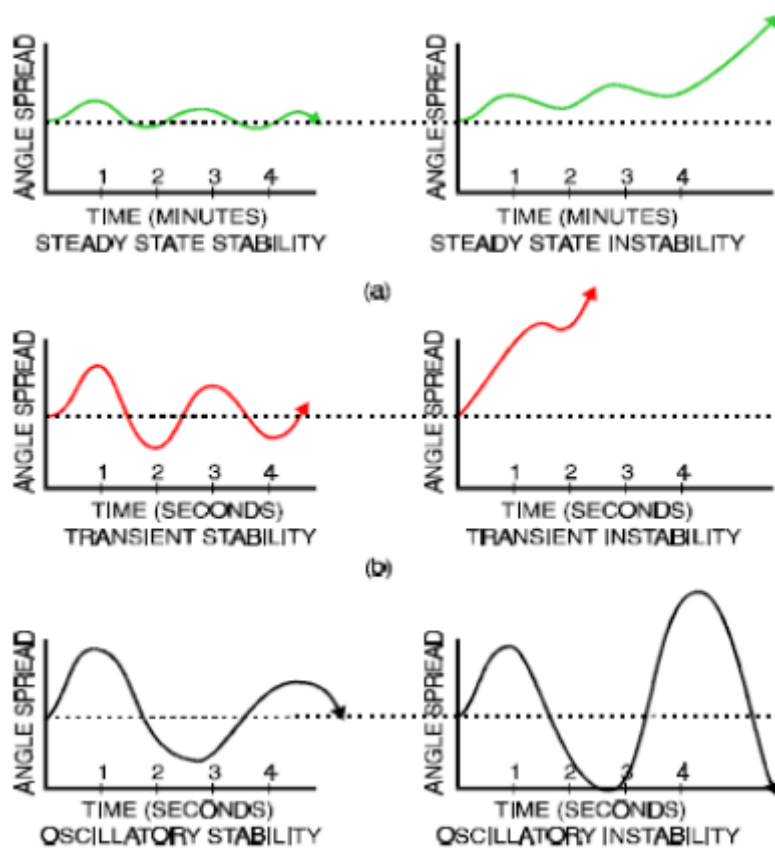
Steady State Stability (SSS) (Estabilidad de Estado Estacionario)

Transient Stability (Estabilidad Transitoria o Estabilidad a grandes perturbaciones)

Oscillatory Stability (Estabilidad Permanente o Estabilidad a pequeña señal)

Figura 51:

Evolución del análisis de estabilidad angular



Fuente: Curso análisis de sistemas de potencia EE354-UNI tipos de estabilidad/inestabilidad angular (pág. 14)

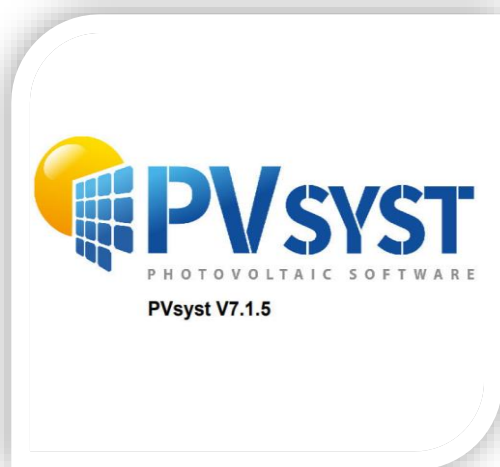
3.4 Herramientas de simulación

3.4.1 Programa de simulación de sistema fotovoltaico PVsyst.

La eficacia y el potencial de implementación de los sistemas fotovoltaicos para la producción de electricidad solar, se evalúa mediante PVsyst, es una herramienta de diseño inicial. PVsyst, se creó con el objetivo de ser una ayuda para ingenieros, investigadores, educadores y arquitectos. Permite modelar posibles formatos de implementación de sistemas fotovoltaicos de forma rápida y fiable, y generar tablas de datos detalladas, gráficos visuales e informes completos listos para ser exportados y utilizados en otro software. (PVsyst, 2021)

Figura 52:

Software de Simulación para diseño de Sistemas Fotovoltaicos



Fuente: Obtenido de <https://www.pvsyst.com/>

PVsyst, es un programa de software completo para evaluar sistemas fotovoltaicos. Contiene una base de datos de datos meteorológicos, módulos de análisis, partes del sistema de generación fotovoltaico y análisis económico del proyecto, un completo servicio de simulación e informes, soporte para cálculos de almacenamiento en red, una herramienta para evaluar diseños de sistemas iniciales (con una amplia base de datos de

componentes ya contruidos para una configuración más sencilla de los parámetros iniciales y un editor integral para modificar cada componente para ajustarlo a sus requerimientos), un instrumento de dimensionamiento del sistema para determinar el tamaño ideal del inversor y otros parámetros de su configuración fotovoltaica, una herramienta de escena de sombreado 3D interactiva y altamente personalizable que puede simular la eficacia de su configuración, un servicio integral de simulación e informes. (PVsyst, 2021)

Desde pequeños proyectos personales hasta grandes plataformas fotovoltaicas diseñadas para ofrecer energía fiable a un gran número de clientes, esta herramienta de simulación altamente configurable es ideal para simular sistemas fotovoltaicos de todo tipo. Entre sus numerosas funciones se incluyen la ubicación automática del sol y el cálculo de sombreado para los componentes de las vigas, herramientas CAD 3D para crear la geometría del sistema fotovoltaico completo.

3.4.1.1 Instalación y uso de PVsyst. Cualquier usuario puede descargar e instalar PVsyst fácilmente en su PC, estación de trabajo o máquina virtual, ya que el paquete de instalación ocupa poco menos de 200 MB. Oficialmente, la aplicación no admite la conectividad a través de Windows, servidores de aplicaciones ni el Cliente de Escritorio Remoto. En su lugar, las máquinas virtuales con Windows 7/10 o Windows 8/8.1 están diseñadas para ejecutarla de forma nativa. Los usuarios de Linux y Mac pueden usar máquinas virtuales para ejecutar esta aplicación. Cualquier equipo con Windows 7 o 10 y al menos 1GB de RAM y 1GB de espacio de almacenamiento, una tarjeta de video gráfica compatible con OpenGL 2.0 o superior y una resolución de pantalla mínima de 800 x 600 píxeles (SVGA) cumple con los requisitos mínimos del sistema. (PVsyst, 2021)

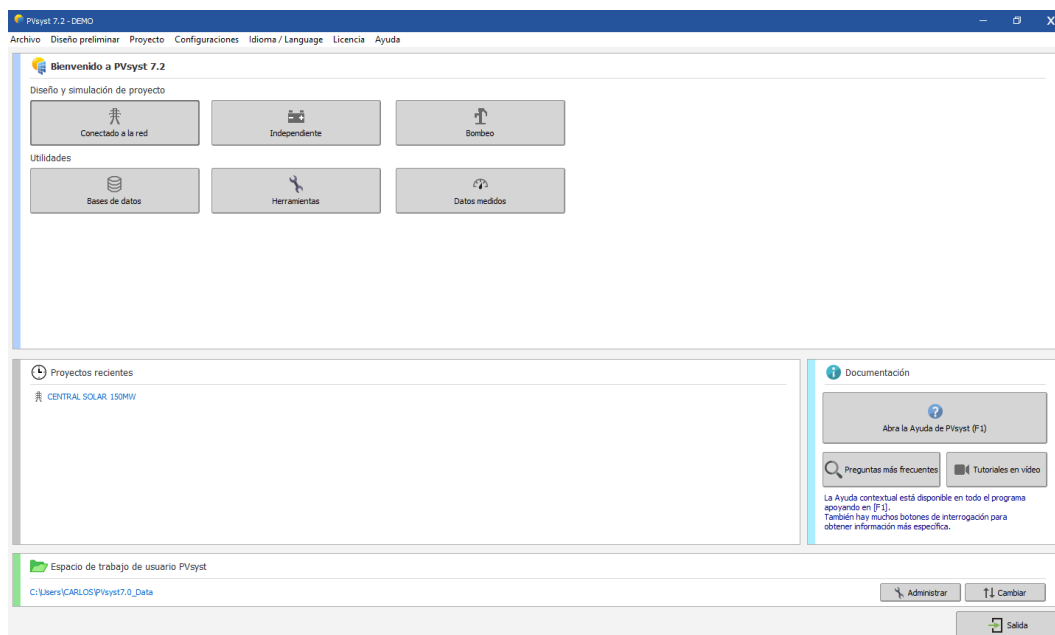
3.4.1.2 Características y destacados. Dentro de las características principales se tiene:

- ✓ Es una herramienta de diseño completo, para evaluar sistemas de energía solar de diferentes tamaños. (PVsyst, 2021)

- ✓ Realiza una evaluación exhaustiva de la eficacia de su plataforma fotovoltaica, calcula la eficiencia de conversión fotovoltaica. (PVsyst, 2021)
- ✓ Realiza un estudio de sol/sombra de su sistema fotovoltaico, completa con la ubicación en estructuras y ubicación/orientación exacta. (PVsyst, 2021)
- ✓ Soporte integrado para búsqueda de ubicación a través de Google Maps e interpolación de la data de Meteonorm. (DigSILENT Power System Solutions, 2021)
- ✓ . Al calcular la simulación de sombreado, tiene en cuenta los impactos de las grandes plantas vecinas. También se incluyen herramientas para ajustar los parámetros. La simulación está optimizada para Windows 7 y 10 y se puede utilizar en máquinas virtuales con Windows 8 y 8.1.
- ✓ Pruébela gratis durante 30 días.

Figura 53:

Pantalla de inicio PVsyst



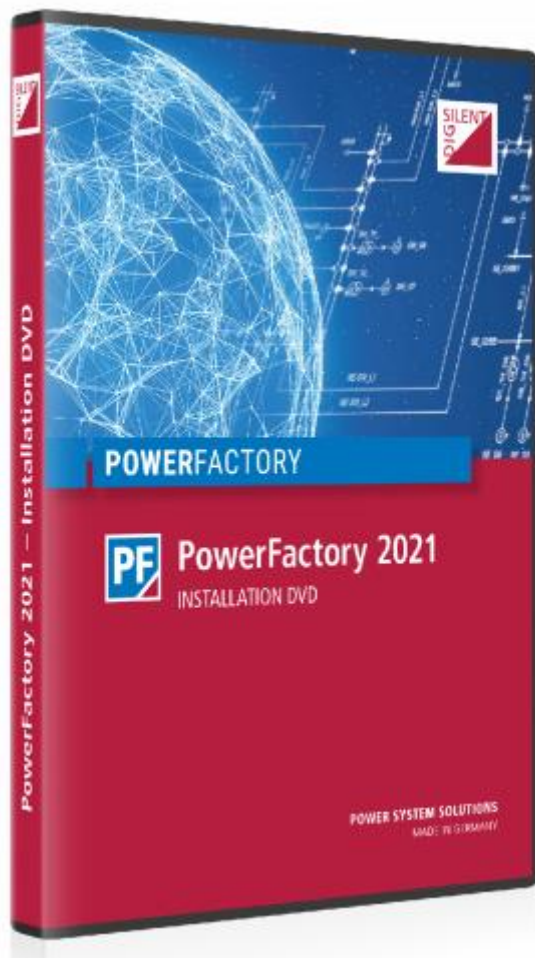
Fuente: Software PVsyst versión prueba por 30días, obtenido de <https://www.pvsyst.com/>

3.4.2 Programa de simulación análisis de sistemas eléctricos

Para el análisis de sistemas eléctricos de gran escala, se utilizará el software PowerFactory versión 21, una herramienta computarizada de diseño de ingeniería. Entre las muchas razones por las que es el más popular para el análisis de contingencias a nivel mundial se encuentran sus potentes algoritmos de solución para el flujo de potencia en situaciones normales y anormales, lo que permite completar el análisis de contingencias rápidamente. (DigSILENT Power System Solutions, 2021)

Figura 54:

Software de simulación Power Factory 2021



Fuente: Ver en <https://www.digsilent.de/en/>

3.5 Simulación y validación de la potencia instalada

En este punto utilizaremos la herramienta PVsyst Vr. 7.2, se instaló la versión de prueba por 30 días y se realizó la corrida el 26/03/24. Obteniéndose resultados satisfactorios.

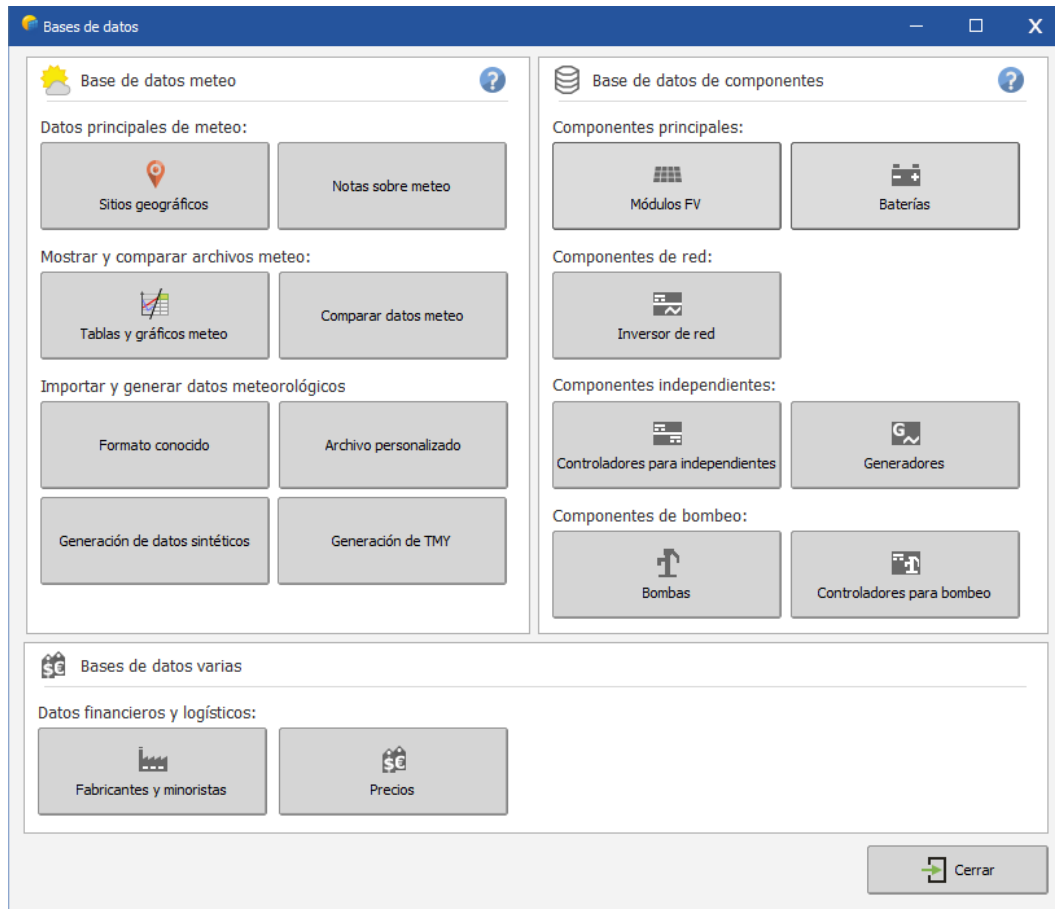
3.5.1 *Datos requeridos para realizar la simulación*

Se requiere de algunos datos y equipos a seleccionar, un primer paso es conocer la ubicación del recurso primario, en este caso en el punto de análisis, y con esto obtener una energía promedio de generación en 1 año, para una potencia instalada y realizar el análisis económico y la demanda proyectada, para que el proyecto sea viable.

A continuación se muestra el menú de ingreso de datos del PVsyst, en el botón sitios geográficos ingresaremos la base de datos meteorológicos si tenemos otros datos específicos de la zona también se puede ingresar, si tenemos datos de otras entidades meteorológicas también se pueden importar, se pueden hacer comparaciones de datos meteo, importar de otros formatos, también se puede generar datos sintéticos y archivos personalizados, luego en el lado derecho tenemos que ingresar a la base de datos de componentes en los cuales ingresamos el tipo de panel, inversor u otro componente proyectado en la arquitectura a diseñar. (PVsyst, 2021)

Figura 55:

Menú principal para ingreso al sistema PVsyst.



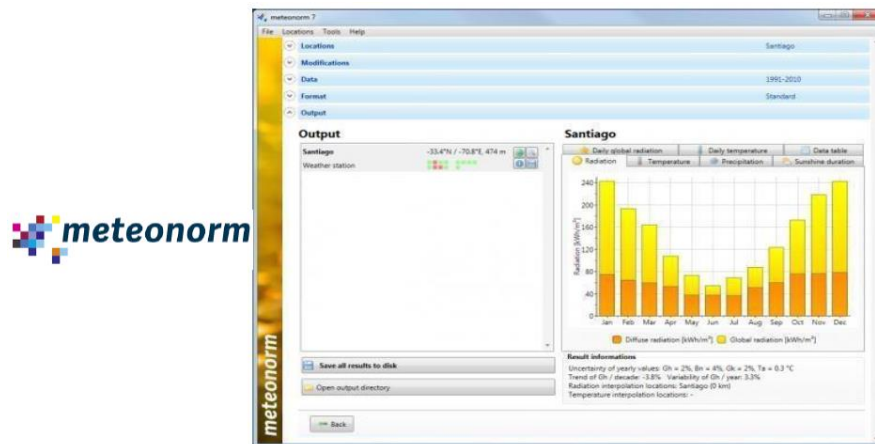
Fuente: Software PVsyst versión prueba por 30días, obtenido de <https://www.pvsyst.com/>

3.5.2 Datos de irradiación solar

Como se puede ver en el punto 3.1.1, utilizamos la base de datos de Meteonor, la cual podemos obtener los datos de su misma aplicación o que el PVsyst las importe directamente en su programa.

Figura 56:

Base de datos meteorológico Meteonorm



Fuente: Software para obtener base de datos climatológicos ver: <https://meteonorm.com/en/>

3.5.3 Cálculos previos de dimensionamiento

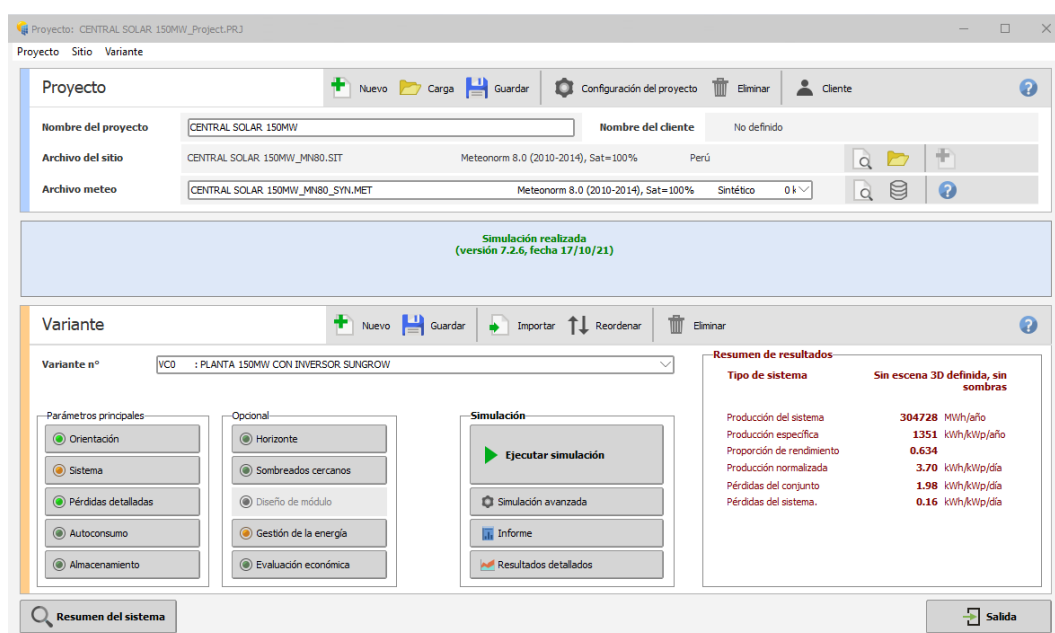
Se realiza un dimensionamiento previo, de acuerdo a las especificaciones eléctricas del sitio, ver punto 3.1.3 y las **Tabla 8** y **Tabla 9**, con lo cual dimensionaremos un generador fotovoltaico y un inversor, ver punto 3.1.4, estos nos ayudara a tener una idea del área a utilizar, ya que se calculara un numero de paneles y el tamaño del inversor con lo cual se presentara una primera arquitectura para validar en el sistema ver punto 3.1.5, y la arquitectura en los puntos 3.1.5.1 y 3.1.5.2. Con estos datos seleccionamos un marca de panel y un modelo cuya potencia este acorde y que cumpla estos cálculos preliminares, de igual modo se aplica para el inversor, tener en cuenta que para la potencia de la central solar, no se puede usar un solo inversor, esto estará limitado por la capacidad del inversor en cuanto a la capacidad de sus entradas y la electrónica disponible para esta aplicación, con lo cual se puede deducir que para la potencia a diseñar se utilizara varios inversores y estos a las vez se deben agrupar de tal forma que utilicen un transformador típico en capacidad y dimensiones para que todos estos puedan ser albergados en un alojamiento lo cual definiremos como centro de transformación, este centro de transformación deberá tener unas dimensiones tal que se puede transportar, el cual incluirá el transformador base, inversores, interruptores de protección, sistema de ventilación, sistema de ingreso y salida

de cables, sistema de contra incendio y sistema de comunicación o telemetría. La cantidad de centros de transformación definirá la suma de potencias que deben cubrir la potencia instalada a diseñar. Estos datos se ingresan al PVSyst, para que realice un pre dimensionamiento.

3.5.4 Ingreso de base datos de meteonorm

Figura 57:

Opción del PVSyst para Obtener datos meteorológicos



Fuente: Software PVsyst versión prueba por 30días, obtenido de <https://www.pvsyst.com/>

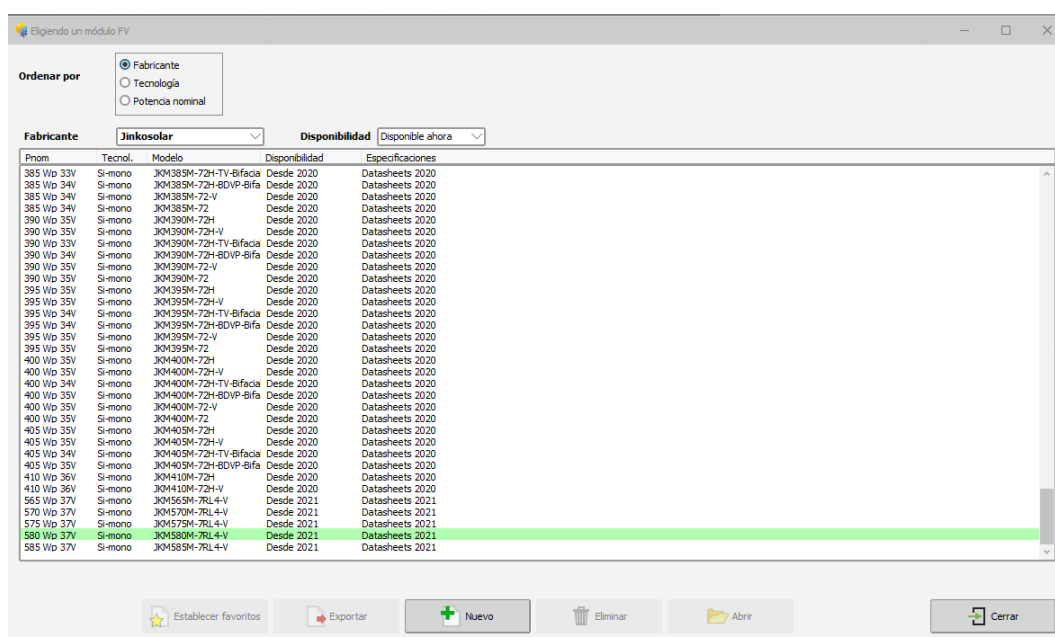
3.5.5 Ingreso de modulo FV

Aquí en esta sección ingresamos el panel solar, el PVsyst, muestra los modelos que han salido recientemente al mercado y que están en comercialización, en algunos casos puede indicarlo, pero pone en observación que todavía no está en el mercado, por ejemplo para nuestro proyecto hemos seleccionado un panel de 580Wp, pero en el transcurso del análisis salió un modelo con 585Wp, todos estos modelos son del 2021, y al seleccionar este modelo el PVsyst tiene la base de datos de todas las especificaciones técnicas del panel, actualmente en china se está fabricando un panel de 700W, el cual

próximamente saldrá al mercado, obviamente se tiene que realizar un análisis de costo, porque al ser más eficiente el nuevo panel solar, hay que ver su costo beneficio, porque la diferencia aparte de su precio, es que solo ahorraremos espacio, talvez en una instalación residencial sea relevante para nuestro caso, se tendría que evaluar cuando se puede ahorrar.

Figura 58:

Selección del tipo de panel solar para el proyecto.



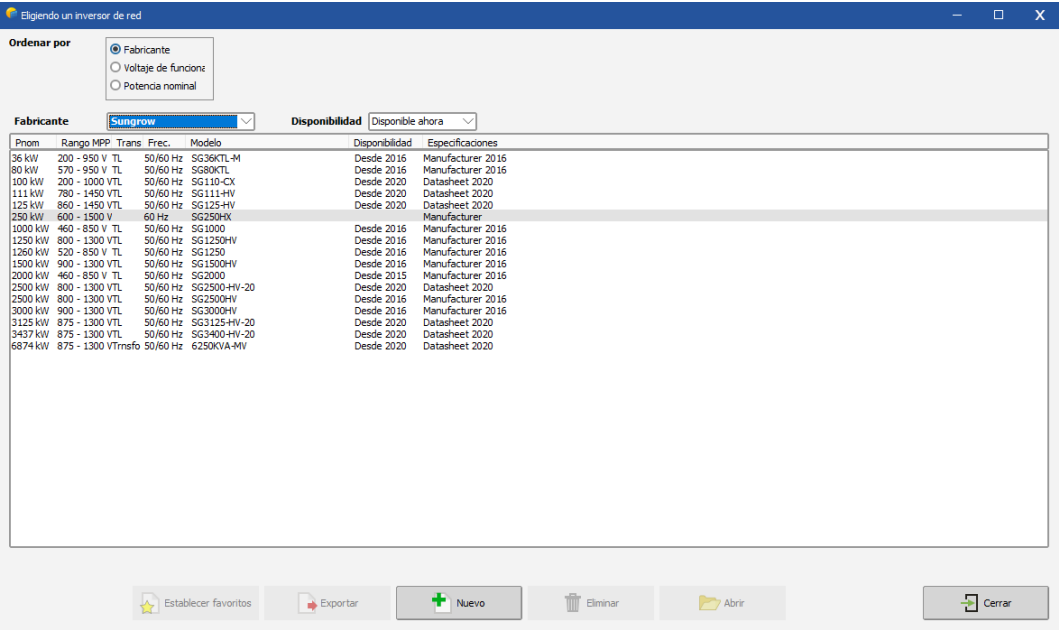
Fuente: Software PVsyst versión prueba por 30días, obtenido de <https://www.pvsyst.com/>

3.5.6 Ingreso Inversor de red

De igual forma que se realizó en el panel solar, debemos seleccionar un inversor, cuya potencia se acerque al valor calculado en la pre dimensión, es por tal razón que ya debemos tener un valor pre calculado y además debemos buscar un modelo comercial que se ajuste a las especificaciones para este tipo de servicio, para ingresar un modelo de inversor tiene que coincidir con las características de la red, por ejemplo el inversor entrega a la red 800V AC, esto debe compatibilizarse con un transformador que eleve la tensión a 22.9KV, ya que se debe compatibilizar las instalaciones de la nueva central, para luego

elevar la tensión a 220kV. En el caso de que no se encontrara un inversor con la potencia y voltaje adecuados para el proyecto, seleccionamos uno similar con características básicas y lo renombramos al modelo que requerimos, completamos sus datos técnicos, con las especificaciones técnicas del modelo comercial seleccionado.

Figura 59:
Selección de Inversor



Fuente: Software PVsyst versión prueba por 30días, obtenido de <https://www.pvsyst.com/>

3.6 Ingeniería del proyecto

3.6.1 Operación en estado estacionario

a) Criterios de operación

Mediante simulaciones de flujo de potencia, se evaluará el efecto de la conexión de nuevas instalaciones al SEIN en estado estacionario, considerando tanto las operaciones del proyecto como las no pertenecientes al proyecto. Se verificará el flujo de potencia a través de las líneas de transmisión y los niveles de tensión para los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje, así como la demanda promedio del sistema eléctrico durante los distintos años analizados. (COES, 2021)

Debido a que el ingreso del proyecto se tiene previsto para el mes de julio de 2025, se analizará los siguientes escenarios:

- ✓ Año 2025: Estiaje en media demanda.
- ✓ Año 2026: Avenida y Estiaje en media demanda.
- ✓ Año 2027: Avenida y Estiaje en media demanda.

Estos escenarios son tomados de la base de datos de Powerfactory, archivo **Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023).pfd**, (disponible en la página web: www.coes.org.pe) este contiene, el modelo de la red del SEIN y el despacho de generadores para los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje en máxima y mínima demanda, además, contiene las bibliotecas con los parámetros eléctricos de las instalaciones del SEIN y el modelado de los futuros proyectos de generación y transmisión.

b) Metodología

La investigación comienza con la simulación de las operaciones del área de estudio, omitiendo la planta solar de 150 MW recientemente instalada. En el área de vecina a la central eléctrica del proyecto, se registran los perfiles de tensión en las barras colectoras y los niveles de flujo de potencia en las líneas. Posteriormente, se ejecutan simulaciones considerando la entrada de la planta fotovoltaica. Mediante la comparación visual de los

perfiles de tensión y los niveles de carga de la línea, se evalúa el efecto del proyecto en el funcionamiento del sistema eléctrico. El sistema en estudio se analizó tanto en condiciones de funcionamiento estándar como en situaciones de emergencia. Otro aspecto a considerar son las situaciones que ocurren a lo largo del año. Hay dos estaciones bien diferenciadas: la avenida, cuando los ríos de la vertiente del Pacífico y el Titicaca tienen un caudal abundante, que ocurre de diciembre a abril debido a las lluvias en las zonas altoandinas, y la estación seca, cuando los niveles de los ríos alcanzan su nivel más bajo durante el año hidrológico. Esta se presenta principalmente en los meses de mayo a noviembre. (COES, 2021)

Para el presente estudio estamos considerando como inicio del proyecto el **01/07/2025, 19:00:00**, este dato se debe ingresar al Powerfactory en la configuración de datos de creación del proyecto, para tal efecto, el proyecto arranca en época de estiaje

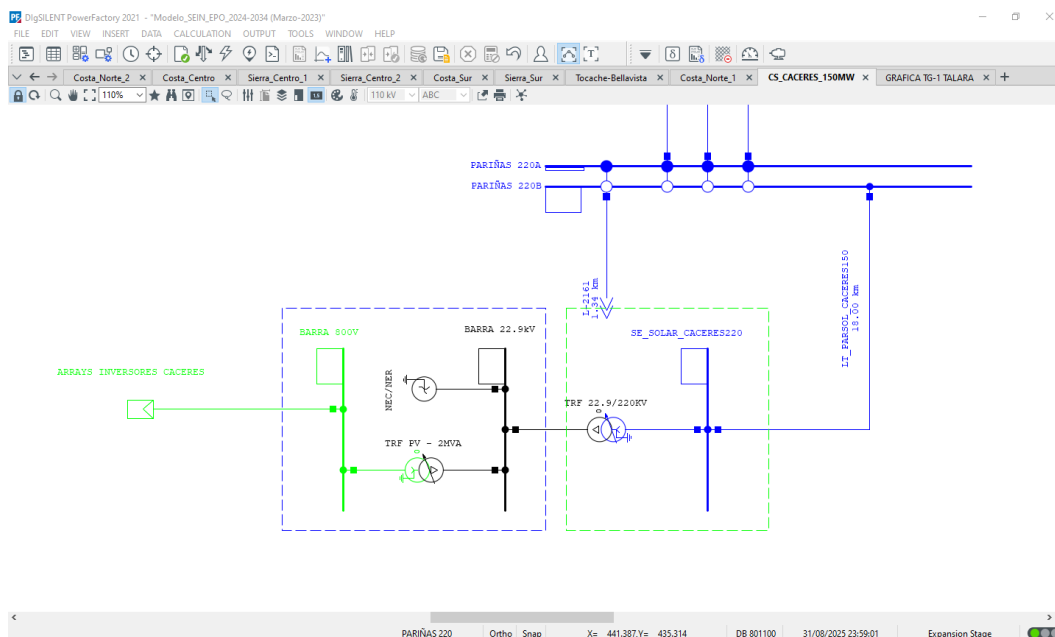
3.6.2 Estudio de Flujo de Carga.

Definiremos el esquema básico que viene a desarrollar para el análisis de flujo carga, según el PR-20 (pág. 125) establece que debe realizarse la simulación del flujo de potencia y corto circuito para el año de ingreso (máxima, media y mínima demanda) considerando los escenarios con proyecto y sin proyecto en las temporadas de estiaje y avenida. Para nuestro caso realizaremos, el estudio en el año 2025, donde está proyectado el ingreso de nuestra central de generación fotovoltaica. (COES, 2021)

En cuanto a la designación de la nueva central estamos definiendo para nuestro estudio: “SE_SOLAR_CACERES 220” el cual se conectará mediante la línea de transmisión “LT_PARSOL_CACERES150”, a la subestación eléctrica existente “PARIÑAS 220 A/B”

Figura 60:

Diagrama unifilar de la nueva central solar de 150MW



Fuente: Elaboración propia de diagrama unifilar central solar 150MW en Powerfactory vr.21

El perfil de generación de la central fotovoltaica CACERES de 150MW, será tal que inicie sus operaciones en la mañana 06:00 h y terminando a las 18:00 h, por tal motivo se tendrá que analizar el escenario de demanda en las épocas de Avenida y Estiaje.

También presentamos los proyectos del plan de generación del COES hasta el año 2026, para que se pueda comparar la oferta de potencia a requerir para cubrir esas demandas. (COES, 2021)

Figura 61:

Programas de Obras de Generación 2020 – 2026.

PRINCIPALES NUEVOS PROYECTOS DE DEMANDA	2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
EXPANSION DE LA CONCENTRADORA DE CUAJONE													12	95
AMPLIACIÓN DE LA FUNDICION DE COBRE											4	31	8	62
LOS CHANCAS														
MINA JUSTA	58	53	73	540	73	540	73	540	73	540	73	540	73	540
PROYECTO MINERO SAN GABRIEL											3	15	5	31
QUELLAVECO			19	40	123	232	158	883	158	1,141	158	1,179	158	1,179
MAGISTRAL													30	214
AMPLIACIÓN TOROMOCHO			23	103	63	490	63	490	63	490	63	490	63	490
CORANI														
AMPLIACIÓN ACEROS AREQUIPA			23	248	23	265	47	279	47	279	47	279	47	279
ZAFRANAL														
YANACOCCHA SULFUROS											6	50	32	250
PAMPA DE PONGO														
TERMINAL PORTUARIO JINZHAO PERÚ S.A.														
RELAVES B2 MINSUR			5	44	6	47	6	51	7	55	7	59	8	62
PROYECTO MODERNIZACION REFINERIA TALARA			79	226	84	665	84	669	84	669	84	669	84	669
METRO DE LIMA (LÍNEA 2)			1	12	9	33	9	33	13	41	13	41	11	41
LANGOSTINERAS CAMPOSOL					1	34	6	57	10	77	13	96	15	104
INCREMENTO PROD. ANTIMINA			8	103	11	125	37	239	45	337	135	693	134	972
AMPLIACIÓN SANTA MARIA					1	4	1	4	2	14	3	14	3	23
LOS CALATOS														
UNIDAD MINERA SANTANDER	1	6	1	12	2	18	3	25	4	33	5	41	6	50
INTEGRACIÓN COROCCOHUAYCO														
TERMINALES PORTUARIOS CHANCAY														
FUNDO SANTA REGINA			3	9	6	19	7	24	7	24	7	24	7	24
INCREMENTO PROD. CEMENTOS PACASMAYO			2	7	12	22	8	29	8	29	10	29	10	44
AMPLIACION RIO SECO														

Fuente: Información recabada de la web COES, (<https://www.coes.org.pe/portal/>)

En el archivo de PowerFactory, se deben considerar estos proyectos que se desarrollan en el transcurso del tiempo, para realizar el análisis de contingencia, y ver la cargabilidad de los equipos como líneas y transformadores, para no tener inconvenientes en la operación en el caso de una contingencia.

A continuación, se presenta el programa de proyectos de generación que entraran entre 2021 y 2032, luego del cual se realizara los flujos de carga con proyecto y sin proyecto para las temporadas de máxima, media y mínima en avenida y estiaje para el año 2034.

Tabla 17:

Programa de Obras de Generación 2021 - 2032

Fecha	Proyecto	Tecnología	Empresa	MW	Notas
Ago-2021	CH. la Virgen	Hidroeléctrica	LA VIRGEN SAC	84	(1)
Jun-2021	CT. Tallanca	Térmica	SDE PIURA SAC	18.4	(1)
Set-2021	CH. Centauro Etapa 1	Hidroeléctrica	CORPORACION MINERA DEL PERU SAC	9.99	(1)
Ene-2022	CT. Refinería Talara – G1	Térmica	PETROLEOS DEL PERU SA	50	(2)
Mar-2022	CH. Centauro Etapa 2	Hidroeléctrica	CORPORACION MINERA DEL PERU SAC	9.99	(1)
Jul-2022	CT. Refinería Talara – G2	Térmica	PETROLEOS DEL PERU SA	50	(2)
Jul-2022	CH. Laguna Azul	Hidroeléctrica-RER	CH MAMACocha SRL	20	(3)
Jul-2022	CH. Ayanunga	Hidroeléctrica-RER	ENERGETICA MONZON SAC	20	(3)
Jul-2022	CH. Hydrika 6	Hidroeléctrica-RER	HYDRICA 6 SAC	8.9	(3)
Ago-2022	CH. Karpa	Hidroeléctrica-RER	HIDROELECTRICA KARPA SAC	20	(3)
Ene-2023	CT. Las flores - TV	Ciclo combinado	KALLPÁ GENERACION SA	128.37	(4)
Ene-2023	CH. Colca	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA COLCA SAC- EGECOLCA	12.05	(3)
Abr-2023	CH. Hydrika 2	Hidroeléctrica-RER	HYDRICA 2 SAC	4	(3)
Jul-2023	CH. Hydrika 4	Hidroeléctrica-RER	HYDRICA 4 SAC	8	(3)
Jul-2023	CH. Santa Lorenza I	Hidroeléctrica-RER	EMPRSA DE GENERACION ELECTRICA SANTA LORENZA SAC	18.7	(1)
Ago-2023	CH. Hydrika 1	Hidroeléctrica-RER	HYDRICA 1 SAC	6.6	(3)
Ago-2023	CH. Huatziro	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA GENERACIÓN HIDRÁULICA SELVA SA- EGEHISA	11.08	(3)
Dic-2023	CH. Hydrika 5	Hidroeléctrica-RER	HYDRICA 5 SAC	10	(3)
Ene-2024	CE. Centro 1	Eólica		100	(4) (5)
Jun-2024	CH. Hydrika 3	Hidroeléctrica-RER	HYDRICA 3 SAC	10	(3)
Oct-2024	CH. Kusa	Hidroeléctrica-RER	CONCESIONARIA HIDROELÉCTRICA SUR MEDIO SA	15.55	(3)
Oct-2024	CH. Ali	Hidroeléctrica-RER	CONCESIONARIA HIDROELÉCTRICA SUR MEDIO SA	14.51	(3)
Ene-2025	CH. San Gaban 3	Hidroeléctrica	PURIMI 220KV	206	(7)
Ene-2026	CT. NEPI- Gas Natural	Térmica – Ciclo Simple	CENTRAL EXISTENTE	705	(8)
Ene-2026	CT. Puerto Bravo – Gas Natural	Térmica – Ciclo Simple	CENTRAL EXISTENTE	720	(8)
Ene-2026	CT. Quillabamba – Gas Natural	Térmica – Ciclo Simple	SURIRAY 220KV	200	(8)
Ene-2030	CH. Liuclla	Hidroeléctrica	SEGÚN EPO	300	(9)
Ene-2030	CH. Lluta	Hidroeléctrica	SEGÚN EPO	157	(9)
Ene-2032	CE Centro 2	Eólica	CORONA 220KV	250	(6)
Ene-2032	CE Centro 3	Eólica	MARCONA 220KV	150	(6)

Fuente: Ingresar <https://www.osinergmin.gob.pe/>

Notas:

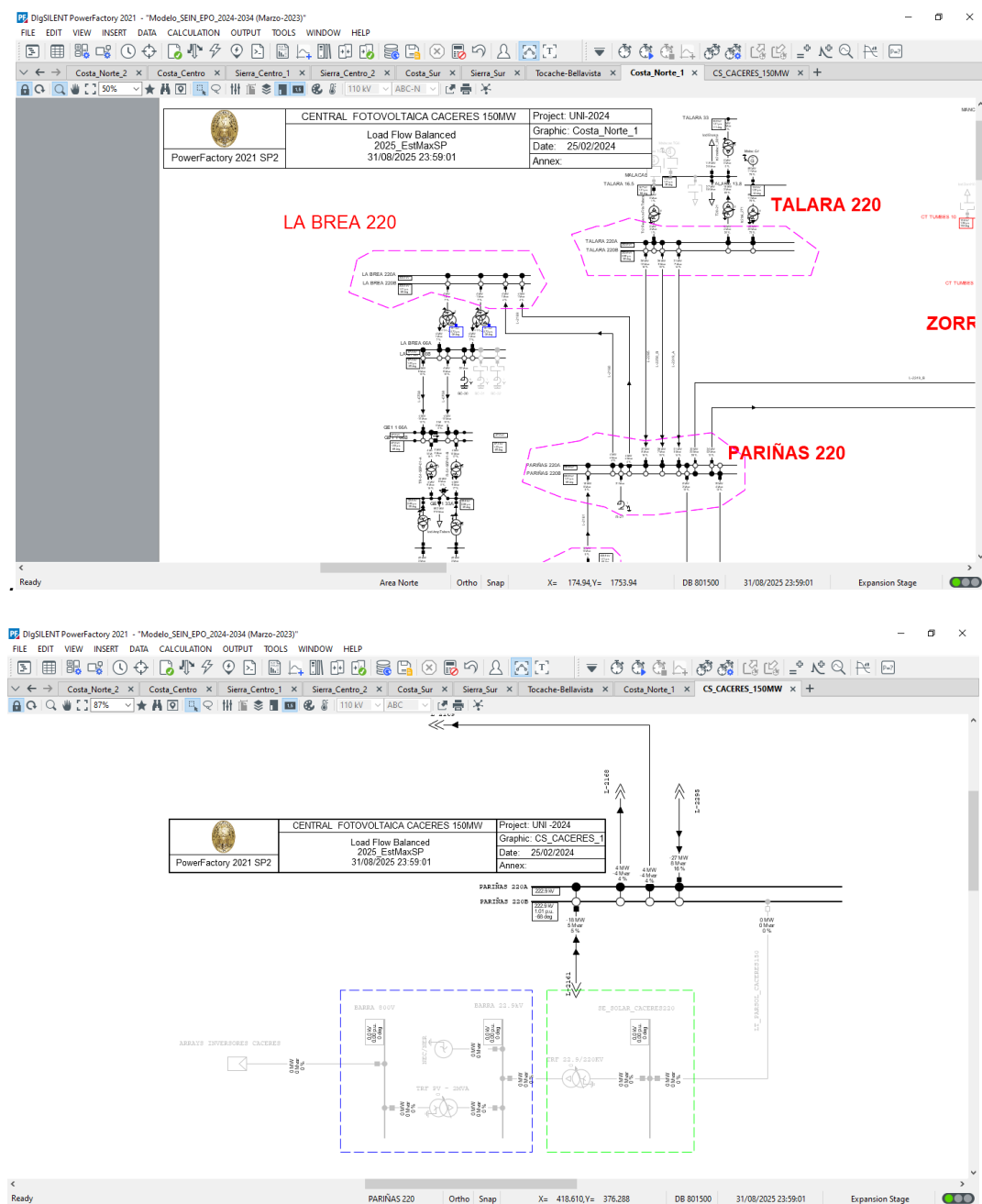
- (1) Fecha de ingreso según información de la Unidad de Supervisión de Post Privatización (USPP) de OSINERGMIN, publicado en diciembre de 2020.
- (2) Fecha de ingreso estimada considerando que su Estudio de Operatividad (EO) se encuentra en revisión.
- (3) Fecha estimada según información de OSINERGMIN y considerando que el proyecto se encuentra en proceso de arbitraje.
- (4) Fecha estimada según información recibida para el Informe de Diagnóstico 2023-2032 (Información recibida entre setiembre y octubre de 2020).
- (5) Barra de conexión referencial: Poroma 220 kV.
- (6) Valor de potencia (MW) y barra de conexión, son de referencia para la expansión en los modelos de planificación.
- (7) Barra de conexión según ficha enviada para el ID 2023-2032.
- (8) Operación con gas natural asumiendo llegada del SIT Gas del Sur en el año 2026.
- (9) Fecha estimada, de acuerdo con la necesidad de generación eficiente en el SEIN.

Con lo expuesto anteriormente y considerando la fecha de inicio del proyecto se presentará los flujos de carga en estiaje del 2025 sin proyecto y con proyecto. Además, consideramos que también se presentara del año 2026 sin proyecto y con proyecto.

3.6.2.1 Flujo de carga año 2025 estiaje máximo sin proyecto.

Figura 62:

Flujo de carga en temporada de Estiaje Máximo año 2025 sin Proyecto

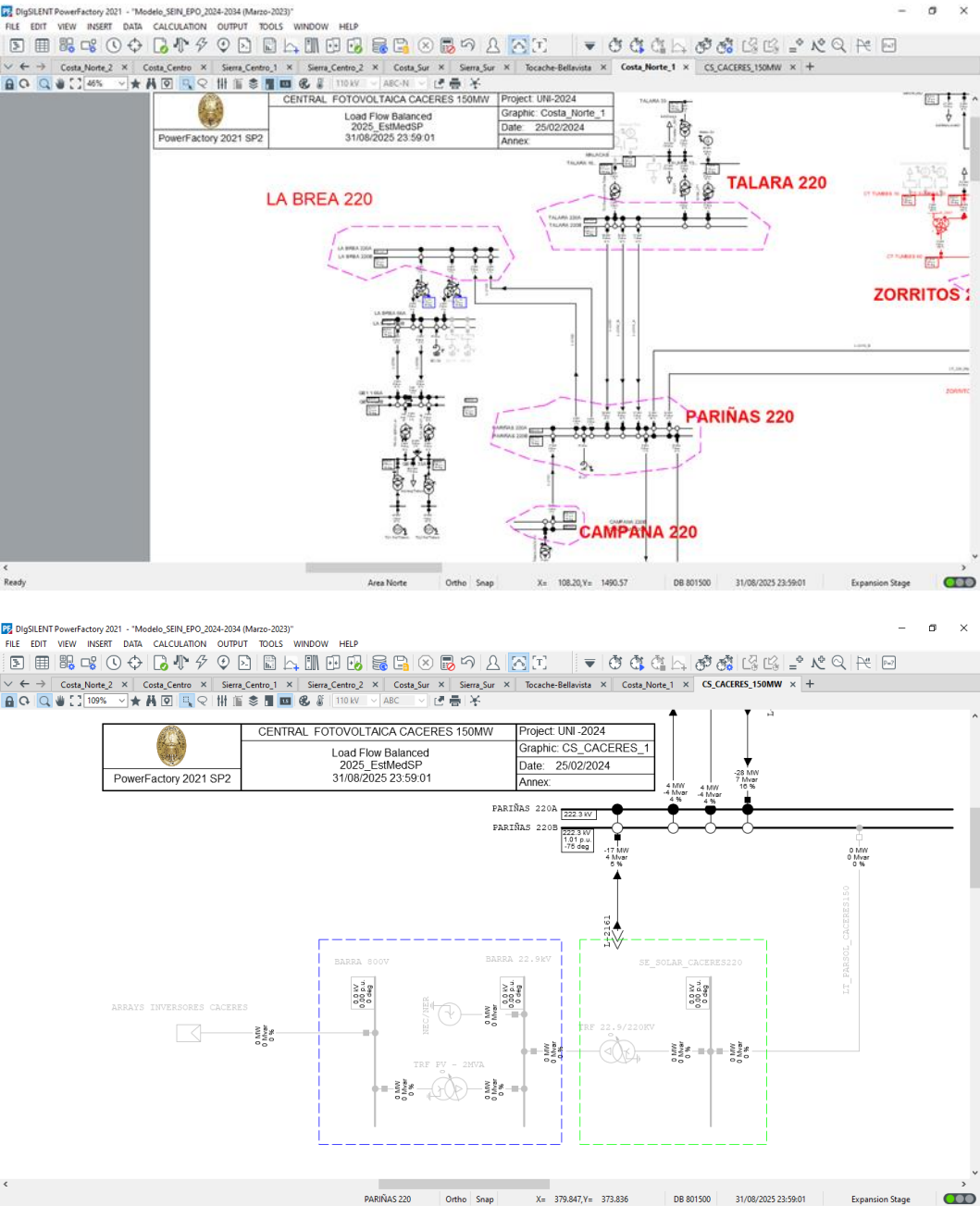


Fuente: Resultado Flujo de carga en temporada de Estiaje Máximo 2025 sin Proyecto.

Flujo de carga año 2025 estiaje medio sin proyecto.

Figura 63:

Flujo de carga en temporada de Estiaje Medio 2025 sin Proyecto.

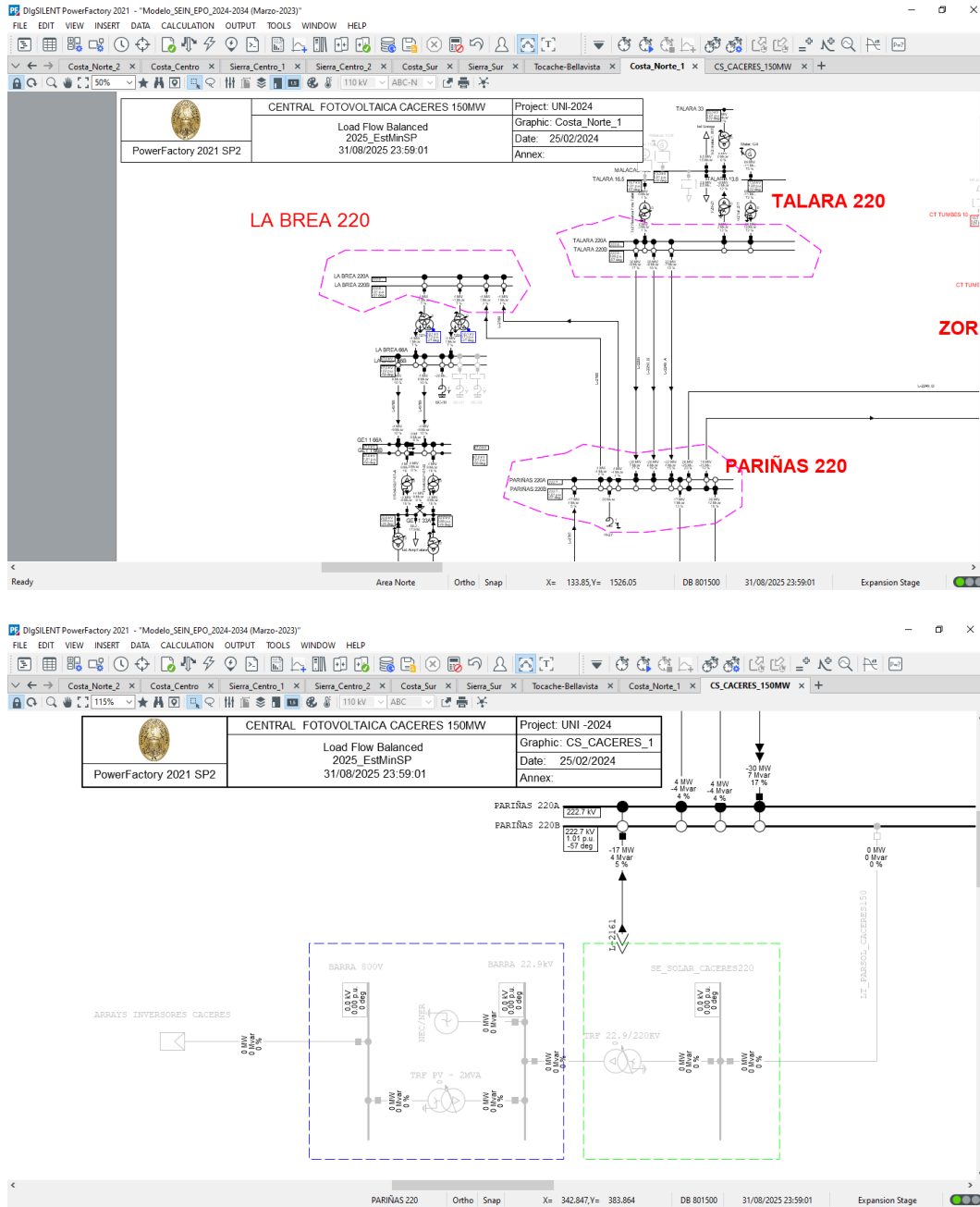


Fuente: Resultado Flujo de carga en temporada de Estiaje Medo 2025 sin Proyecto.

3.6.2.2 Flujo de carga año 2025 estiaje mínimo sin proyecto.

Figura 64:

Flujo de carga en temporada de Estiaje Mínimo 2025 sin Proyecto.

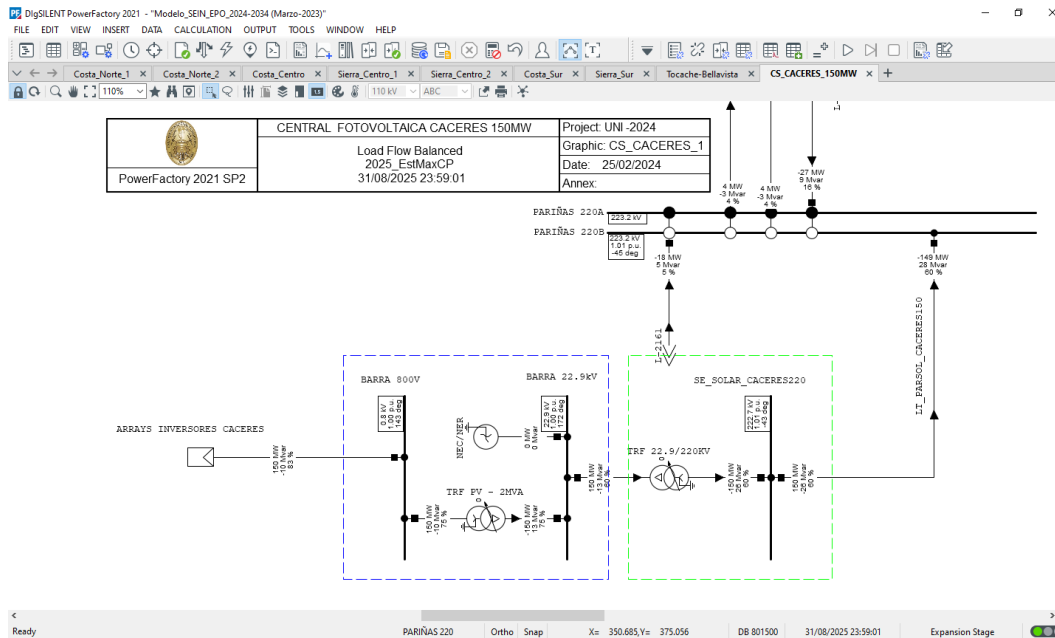


Fuente: Resultado Flujo de carga en temporada de Estiaje Mínimo 2025 sin Proyecto.

3.6.2.3 Flujo de carga año 2025 estiaje máximo con proyecto.

Figura 65:

Flujo de carga en temporada de Estiaje Máximo año 2025 con Proyecto.

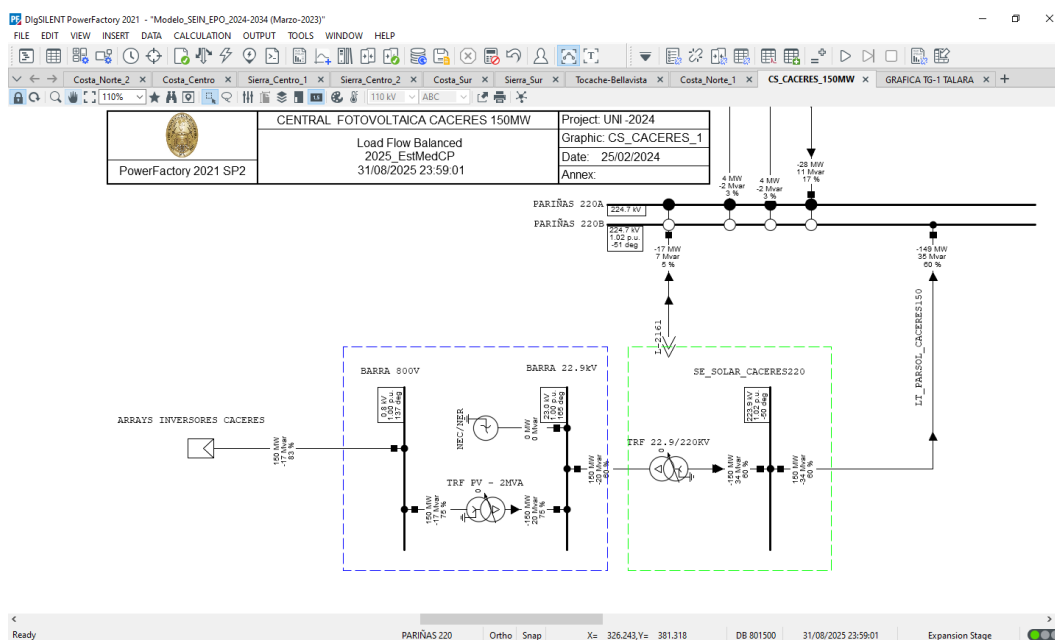


Fuente: Resultado flujo de carga en temporada de estiaje máximo 2025 con Proyecto.

3.6.2.4 Flujo de carga año 2025 estiaje medio con proyecto.

Figura 66:

Flujo de carga en temporada de Estiaje Medio año 2025 con Proyecto.

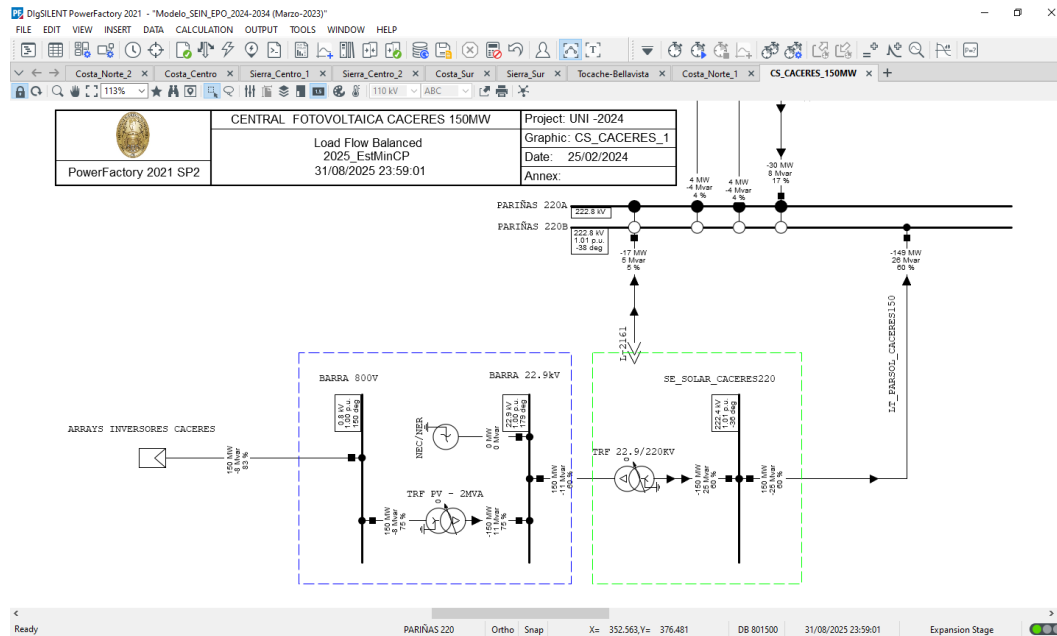


Fuente: Resultado flujo de carga en temporada de estiaje medio 2025 con Proyecto.

3.6.2.5 Flujo de carga año 2025 estiaje mínimo con proyecto.

Figura 67:

Flujo de carga en temporada de Estiaje Mínimo año 2025 con Proyecto.

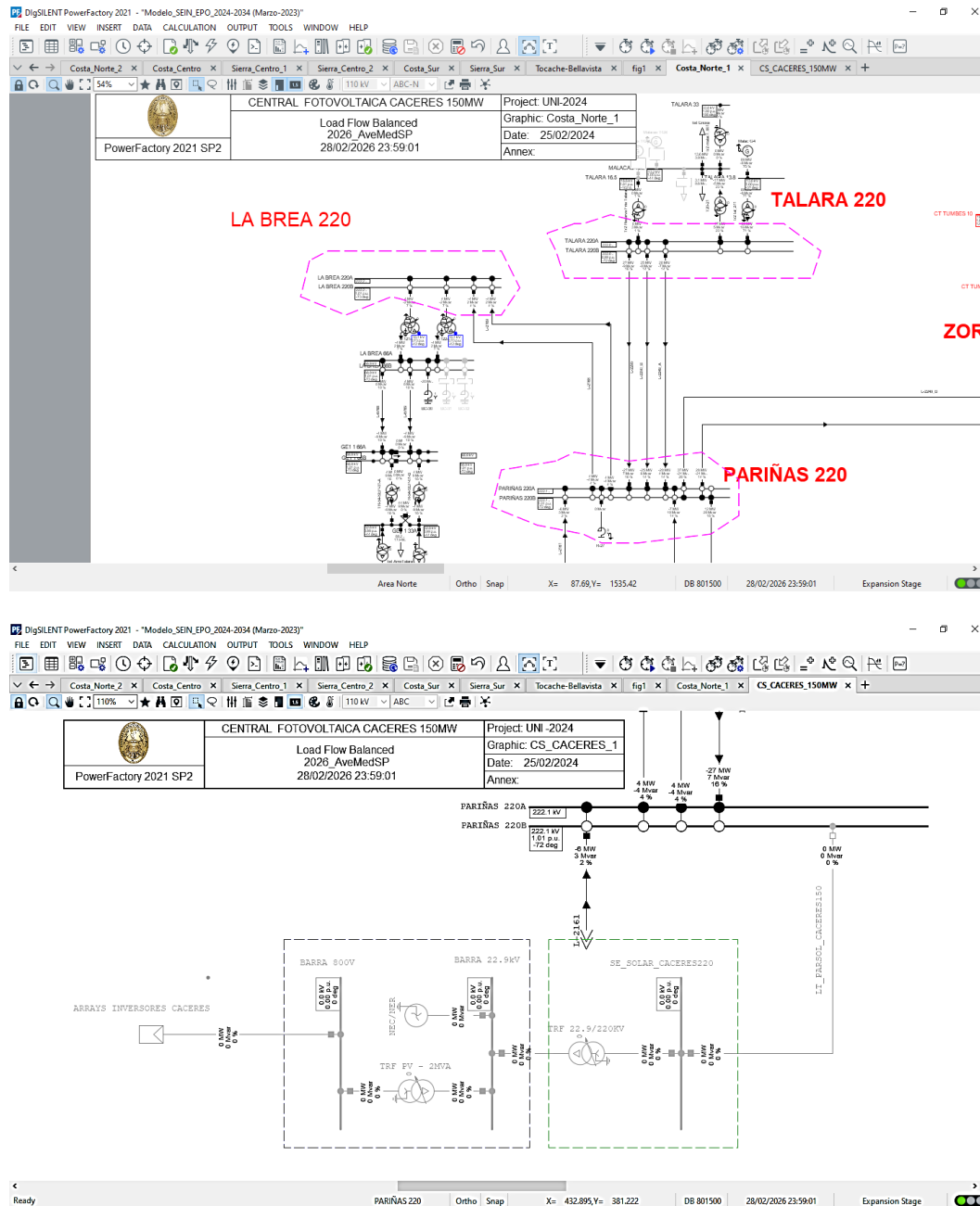


Fuente: Resultado flujo de carga en temporada de estiaje mínimo 2025 con Proyecto.

3.6.2.7 Flujo de carga año 2026 avenida media sin proyecto.

Figura 69:

Flujo de carga en temporada de Avenida Media año 2026 sin Proyecto.

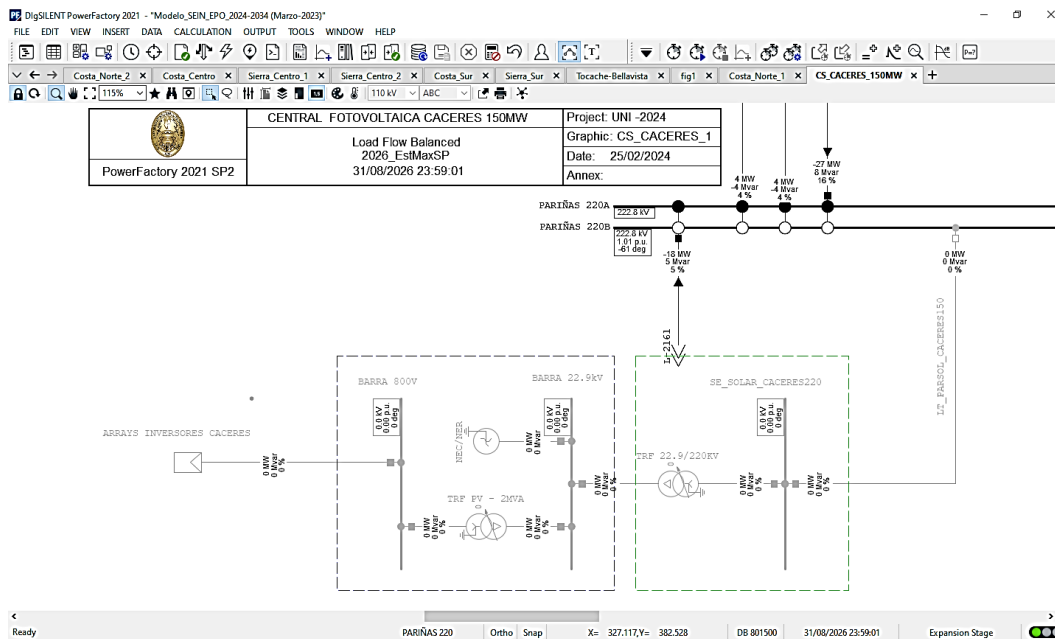
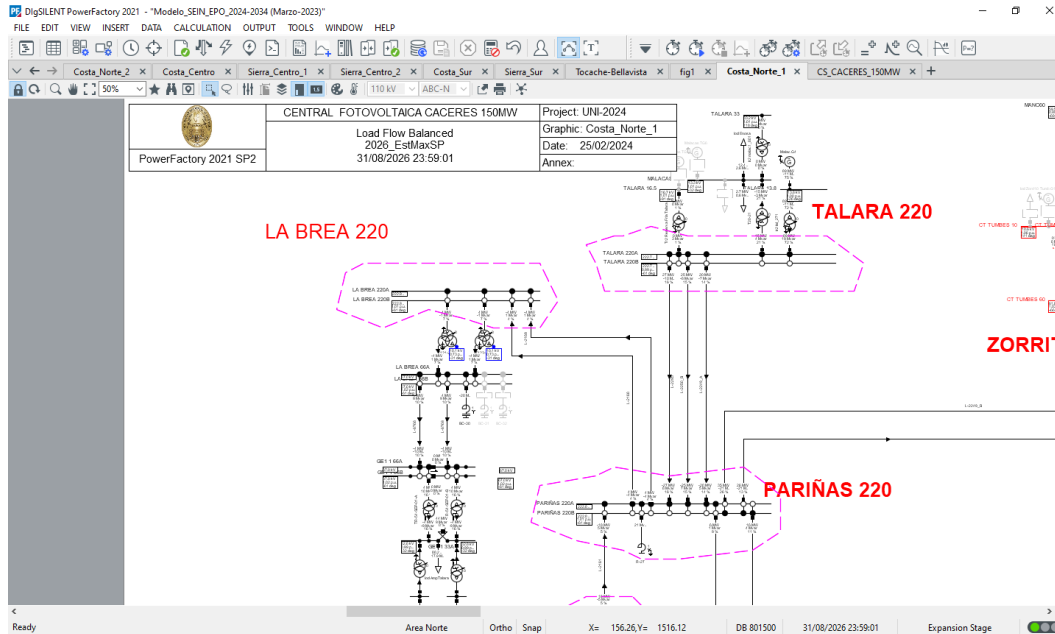


Fuente: Resultado flujo de carga en temporada de avenida media 2026 sin Proyecto.

3.6.2.9 Flujo de carga año 2026 estiaje máximo sin proyecto.

Figura 71:

Flujo de carga en temporada de Estiaje Máxima año 2026 sin Proyecto.

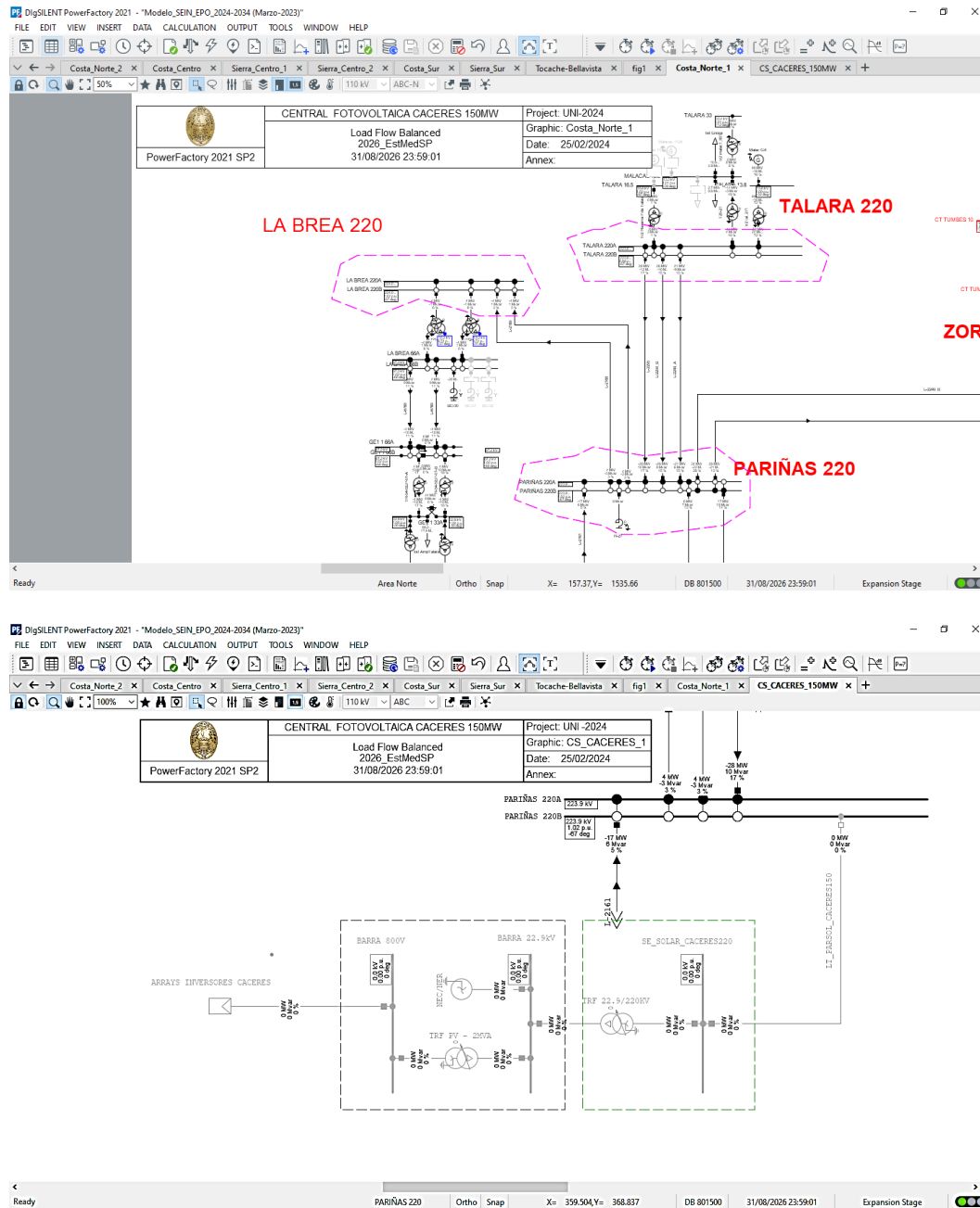


Fuente: Resultado flujo de carga en temporada de estiaje máximo 2026 sin Proyecto.

3.6.2.10 Flujo de carga año 2026 estiaje medio sin proyecto.

Figura 72:

Flujo de carga en temporada de Estiaje Media año 2026 sin Proyecto.

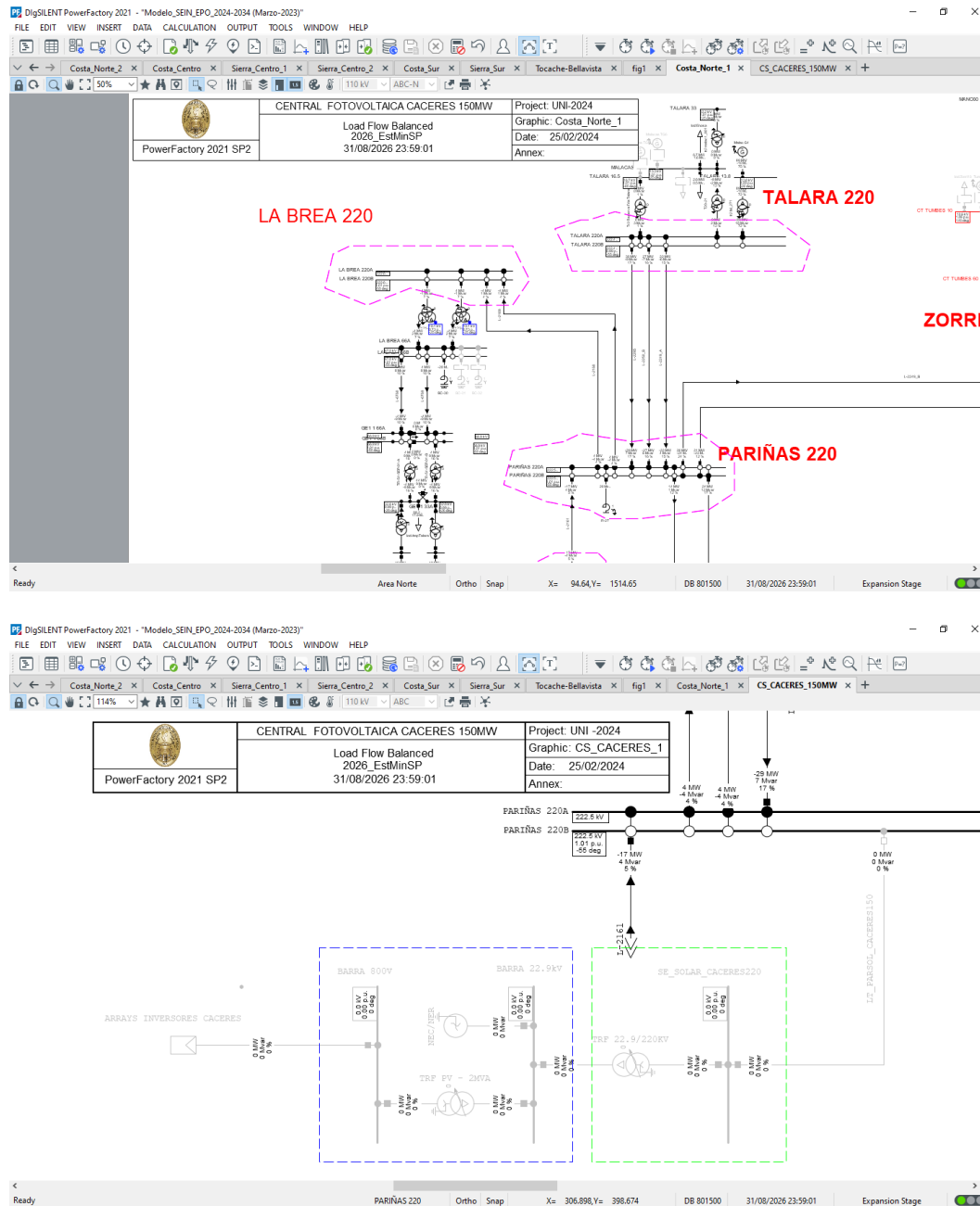


Fuente: Resultado flujo de carga en temporada de estiaje medio 2026 sin Proyecto.

3.6.2.11 Flujo de carga año 2026 estiaje mínimo sin proyecto.

Figura 73:

Flujo de carga en temporada de Estiaje Mínima año 2026 sin Proyecto.

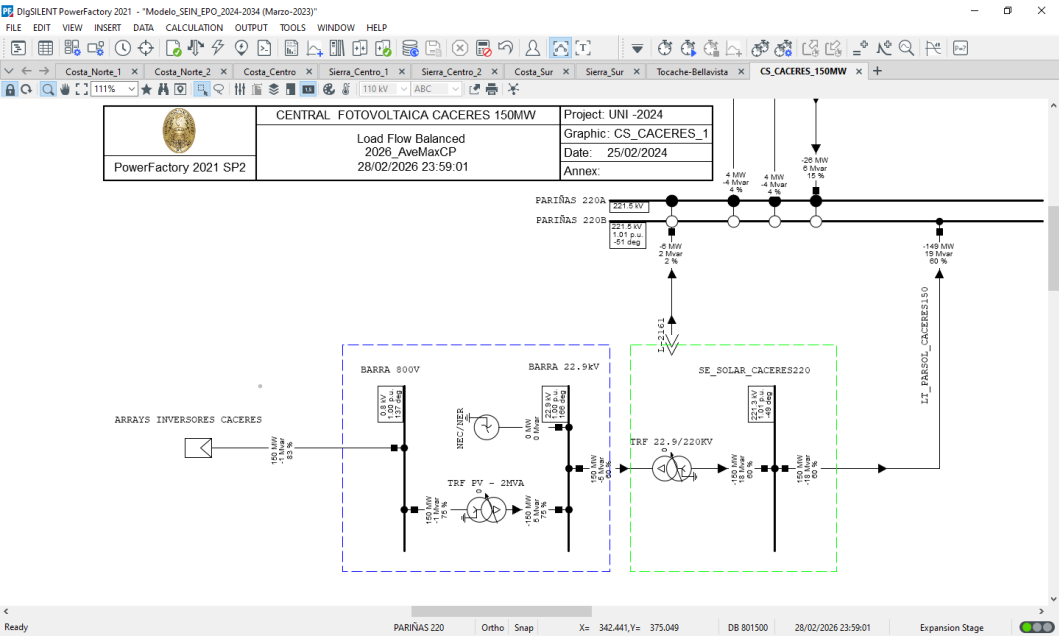


Fuente: Resultado flujo de carga en temporada de estiaje mínima 2026 sin Proyecto.

3.6.2.12 Flujo de carga año 2026 avenida máxima con proyecto.

Figura 74:

Flujo de carga en temporada de Avenida Máxima año 2026 con Proyecto.

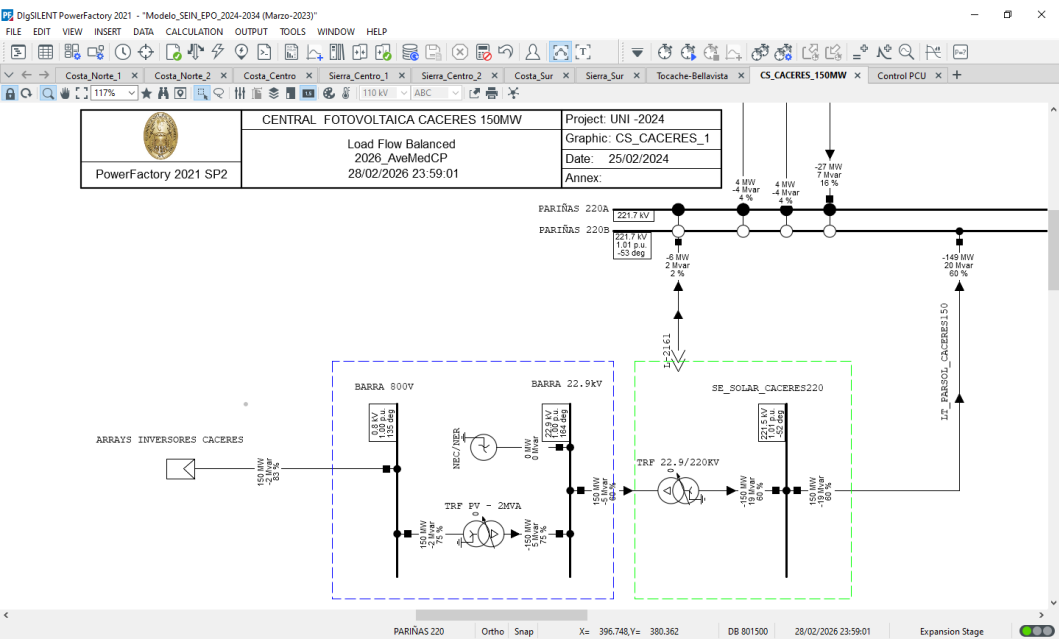


Fuente: Resultado flujo de carga en temporada de avenida máxima 2026 con Proyecto.

3.6.2.13 Flujo de carga año 2026 avenida media con proyecto.

Figura 75:

Flujo de carga en temporada de Avenida Media año 2026 con Proyecto.

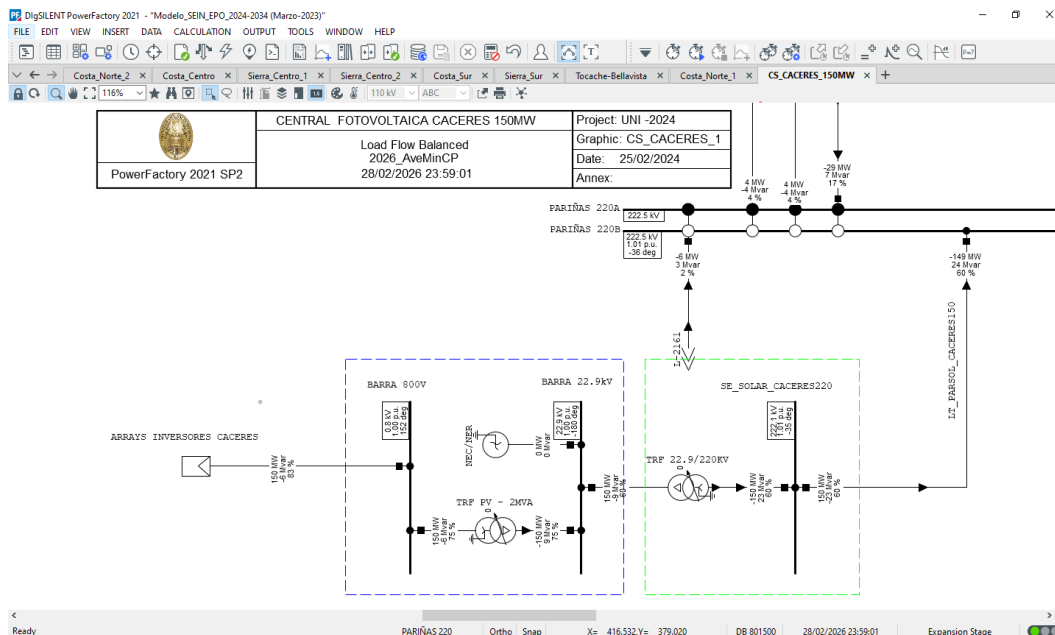


Fuente: Resultado flujo de carga en temporada de avenida media 2026 con Proyecto.

3.6.2.14 Flujo de carga año 2026 avenida mínima con proyecto.

Figura 76:

Flujo de carga en temporada de Avenida Mínima año 2026 con Proyecto.

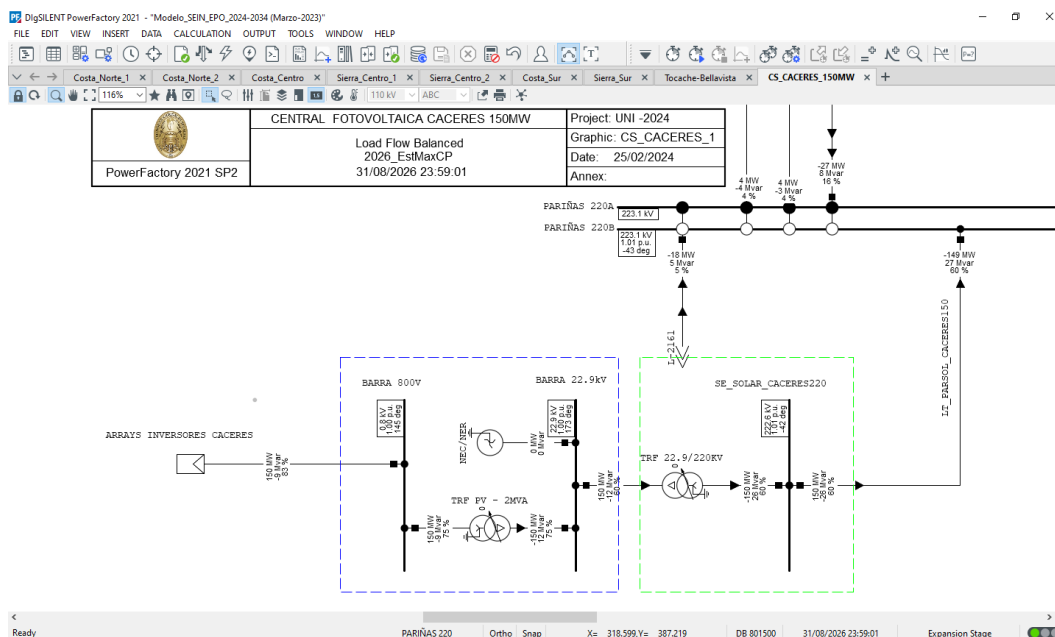


Fuente: Resultado flujo de carga en temporada de avenida mínima 2026 con Proyecto.

3.6.2.15 Flujo de carga año 2026 estiaje máxima con proyecto.

Figura 77:

Flujo de carga en temporada de Estiaje Máxima año 2026 con Proyecto.



Fuente: Resultado flujo de carga en temporada de estiaje máxima 2026 con Proyecto.

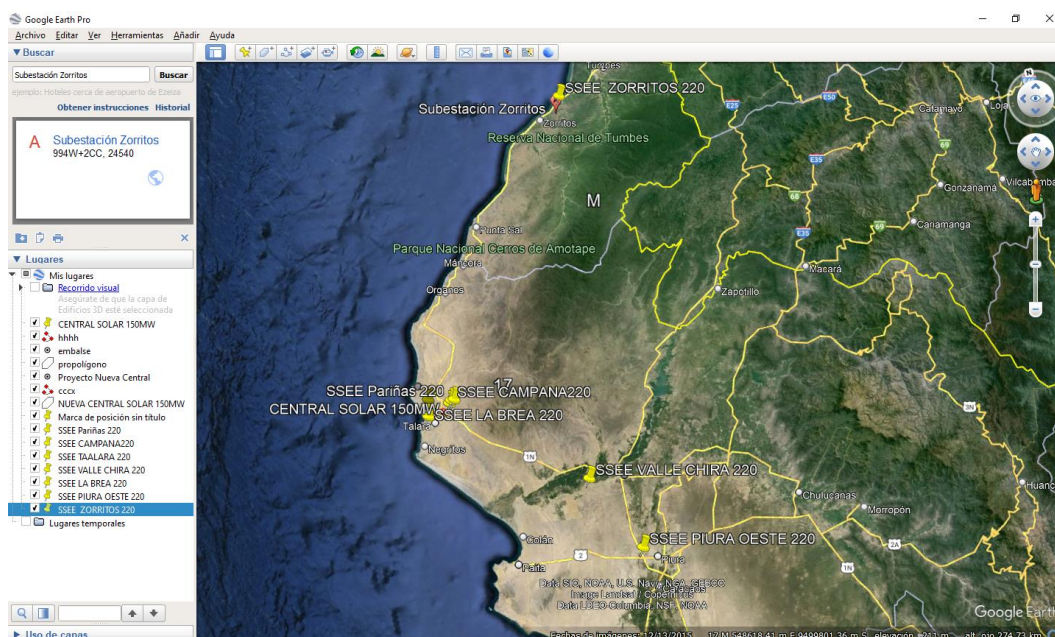
3.6.3 Criterios para el estudio de contingencias

Para realizar el estudio de contingencia vamos a ver los equipos más importantes están en el radio de cobertura para analizar su influencia. (COES, 2021)

Utilizaremos como herramienta el Google Earth Pro, Vr. 7.3.6, en esta ubicaremos las subestaciones eléctricas más cercanas a la SSEE Pariñas ya que se tiene proyectado la conexión de nuestra central fotovoltaica en este punto, además desde la página web del COES descargaremos el archivo *.pfd de la red del SEIN, la última versión: Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (marzo-2023).

Figura 80:

Ubicación física de las centrales más cercanas.

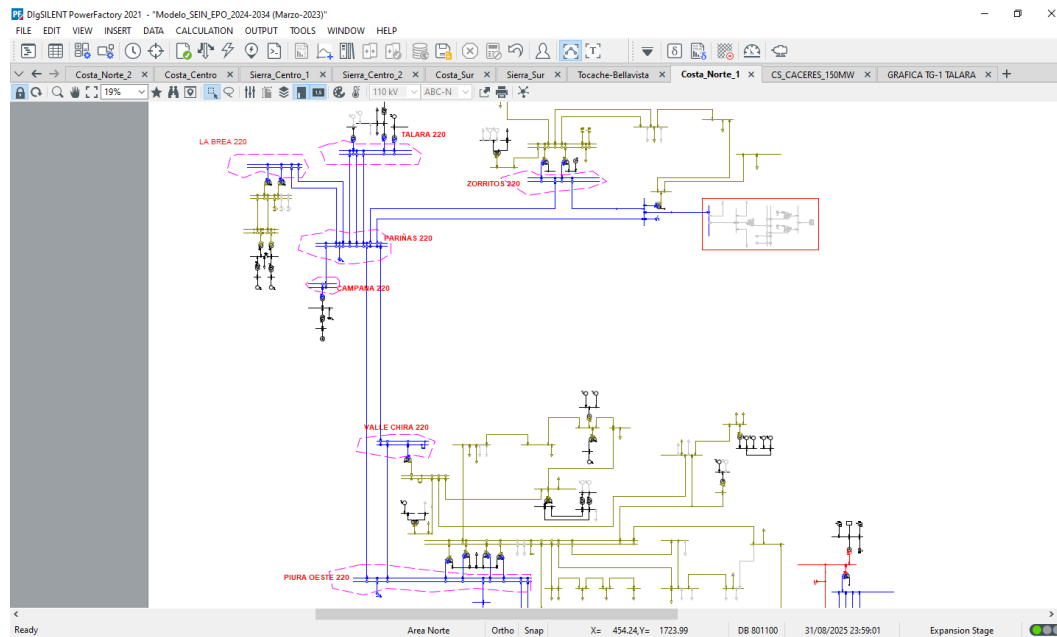


Fuente: Google Earth Pro (<https://earth.google.com/intl/earth/versions/>)

Al cargar la base de datos del archivo, Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (marzo-2023). Ubicaremos las subestaciones conectadas a la SSEE Pariñas 220.

Figura 81:

Area Costa Norte1-Ubicacion de centrales cercanas al proyecto.



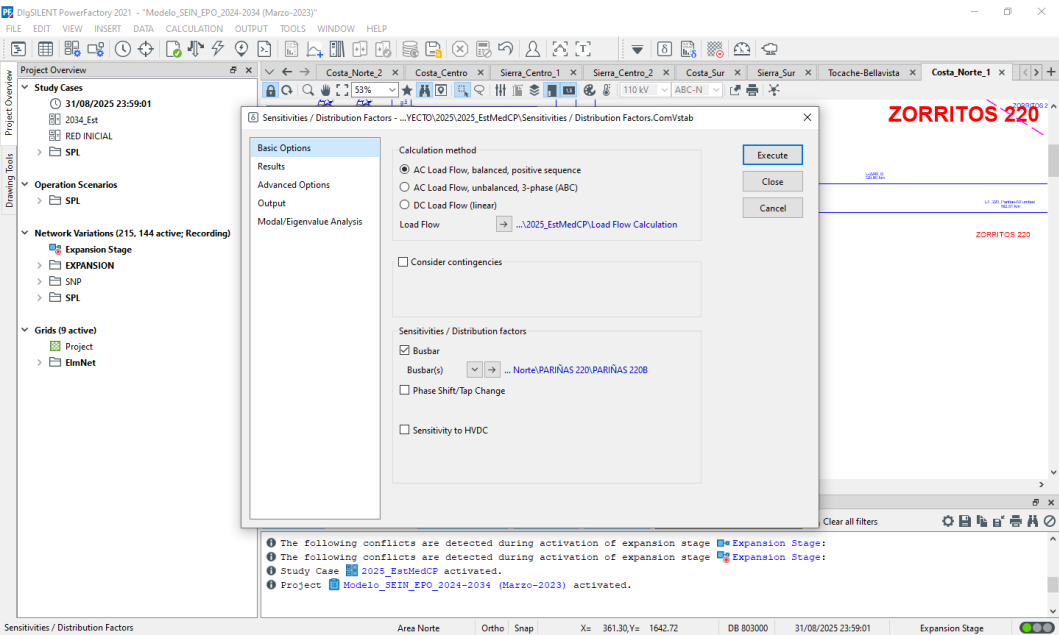
Fuente: Archivo Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (marzo-2023).pfd, bajado del COES.

El punto de conexión será la barra de Pariñas en 220KV(PARIÑAS220A), en este caso se presenta una relación de equipos que están dentro del área de influencia.

Por otro lado, utilizaremos la herramienta de PowerFactory, sensibilidad inyectando 1MW en un punto y viendo cómo se distribuye esa potencia, con lo cual se puede tener una idea de que equipos son más sensibles en caso ocurra una contingencia.

Figura 82:

Configuración para aplicación de sensibilidad en la Barra PARIÑAS220A/B.



Fuente: Configuración de herramienta de sensibilidad software Powerfactory.

Aplicando a la barra PARIÑAS 220B, se obtiene los siguientes equipos sensibles.

Figura 83:

Resultado de aplicación de sensibilidad a la barra de PARIÑAS 220A/B.

Name	In Folder	Grid	Branch Sensitivity dPbranch/dPbus Terminal in MW/MW	Branch Sensitivity dPbranch/dPbus in MW/MW
L-5008(1)	Area Norte	Area Norte	-0.66476631982	0.66449543646
L-5008	Area Norte	Area Norte	-0.66449543646	0.66031884705
L-5006	Area Norte	Area Norte	-0.64973728432	0.63522298817
L-5006(1)	Area Norte	Area Norte	-0.63522298817	0.63495122713
LT 500kV Niña-Piura	Area Norte	Area Norte	-0.60017301982	0.59986092086
L-2248_b	Area Norte	Area Norte	-0.49679041837	0.50534467342
L-2162_A_der_PNueva	Area Norte	Area Norte	-0.1904719935	0.19053708849
L-2241_A_der_PNueva	Area Norte	Area Norte	-0.1904719935	0.19053708849
L-2162_A	Area Norte	Area Norte	-0.19006516001	0.1904719935
L-2241_A	Area Norte	Area Norte	-0.19006516001	0.1904719935
L-2238	Area Norte	Area Norte	-0.13688816923	0.13734497587
L-2239	Area Norte	Area Norte	-0.13644393001	0.13780964089
L-2190	Area Norte	Area Norte	-0.1261512838	0.12588708488
L-2216_A	Area Norte	Area Norte	-0.091226501936	0.08995789175
L-2233	Area Norte	Area Norte	-0.086816992031	0.085349948345
L-2275	Area Norte	Area Norte	-0.082704305456	0.08349953113
L-2297	Area Norte	Area Norte	-0.075016219101	0.074985805722
L-2296	Area Norte	Area Norte	-0.075016219101	0.074985805722
L-2125	Area Norte	Area Norte	-0.074333779829	0.074273498341
L-2213_B	Area Norte	Area Norte	-0.074295568889	0.074282014582
L-2126	Area Norte	Area Norte	-0.073376926236	0.073205933115
L-2279_B	Area Norte	Area Norte	-0.073113435112	0.073099486021
L-6663	Area Norte	Area Norte	-0.006877936926	0.006822299125
L-6660	Area Norte	Area Norte	-0.0067407682	0.006877119241
L-6758	Area Norte	Area Norte	-0.006646271558	0.0067407682
L-6931_1	Area Norte	Area Norte	-0.003675313357	0.003679839494
L-6695	Area Norte	Area Norte	-0.000605138227	0.000481341103
L-6696_A	Area Norte	Area Norte	-0.000481341104	0.000386590426
L-1139	Area Norte	Area Norte	-0.000382658117	0.000351200394
L-1117	Area Norte	Area Norte	-0.000345075513	0.000350503415
L-6678	Area Norte	Area Norte	-0.000337097925	0.000335505472

Fuente: Resultado de análisis de sensibilidad, usando powerfactory.

Tomando los dos criterios anteriores, se obtiene la siguiente tabla para realizar el análisis de contingencia.

Tabla 18:

Relación de Equipos de eléctricos que se realizara estudio de contingencia

Ubicación	Equipo	Tag equipo	Zona
VALLE CHIRA 220	TRF. 220/60/22.9kV	CHIRA 220/60	Costa Norte 1
PARÍÑAS 220A/B	Línea de transmisión	L-2161	Costa Norte 1
PIURA OESTE 220	Línea de transmisión	L-2162_B	Costa Norte 1
PIURA NUEVA 220	Línea de transmisión	L-2162_B_der_Pnueva	Costa Norte 1
PIURAOESTE220A/B	Línea de transmisión	L-2241_B	Costa Norte 1
PIURA NUEVA 220	Línea de transmisión	L-2241_B_der_Pnueva	Costa Norte 1
VALLE CHIRA 220	Línea de transmisión	L-2248_a	Costa Norte 1
PARÍÑAS 220A/B	Línea de transmisión	L-2248_b	Costa Norte 1
PARÍÑAS 220A/B	Línea de transmisión	L-2250_A	Costa Norte 1
TALARA 220	Línea de transmisión	L-2250_B	Costa Norte 1
TALARA 220	Línea de transmisión	L-2295	Costa Norte 1
ALIPIO ROSALES 220	Línea de transmisión	LT_220_Pariñas-NTumbes	Costa Norte 1
PARÍÑAS 220A/B	Línea de transmisión	LT_PARSOL_CACERES150	Costa Norte 1
ZORRITOS 220	TRF. 220/60/22.9kV	T116-262	Costa Norte 1
LA BREA	TRF. 220/66/10kV	T121-261	Costa Norte 1
LA BREA	TRF.220/66/10kV	T122-261	Costa Norte 1
ZORRITOS 220	TRF 220/60/10kV	T33-261	Costa Norte 1
CAMPANA 220A/B	TRF. 220/30kV	Tr2 PE Talara 220/33 kV	Costa Norte 1
CAMPANA 220A/B	TRF.30/0.69kV	Tr2 PE Talara 33/0.69 kV	Costa Norte 1
TALARA 220	TR. 220/13.8Kv/125MVA	tr2 tal_271	Costa Norte 1
ZORRITOS 220	TRF. 58/33/10kV	tr3 ctumb_8001	Costa Norte 1
LA BREA 66	Transformador 66/33kV	TR-54-SEP-01-A	Costa Norte 1
LA BREA 66	Transformador 66/33kV	TR-54-SEP-01-B	Costa Norte 1
ZORRITOS 220 A7B	Línea de transmisión	L-2280_A	Costa Norte 1
ALIPIO ROSALES 220	Línea de transmisión	L-2280_C	Costa Norte 1
PIURA OESTE 60A/B	Línea de transmisión	L-6650	Costa Norte 1
PIURA OESTE 60A/B	Línea de transmisión	L-6654	Costa Norte 1
PIURA OESTE 60A/B	Línea de transmisión	L-6657A	Costa Norte 1
TABLAZO 60	Línea de transmisión	L-6660	Costa Norte 1
VALLE CHIRA 60A/B	Línea de transmisión	L-6662A_1	Costa Norte 1
VALLE CHIRA 60A/B	Línea de transmisión	L-6662A_2	Costa Norte 1

LA HUACA 60	Línea de transmisión	L-6662B	Costa Norte 1
TABLAZO 60	Línea de transmisión	L-6663	Costa Norte 1
ZORRITOS 60A/B	Línea de transmisión	L-6665A	Costa Norte 1
ZORRITOS 60A/B	Línea de transmisión	L-6665_L2	Costa Norte 1
SULLANA 60	Línea de transmisión	L-6698A	Costa Norte 1
PIURA OESTE 60A/B	Línea de transmisión	L-6698B	Costa Norte 1
PAITA 60	Línea de transmisión	L-6758	Costa Norte 1
TUMBES S60	Línea de transmisión	L-6766	Costa Norte 1
ALIPIO ROSALES 60	Línea de transmisión	L-6767_A	Costa Norte 1

Fuente: Elaboración propia

3.6.4 Simulación de contingencias en estado estacionario

Se debe considerar los criterios del PR-8, ante contingencias simples (N-1) la parte del SEIN que permanezca en servicio, debe cumplir lo siguiente: (COES, 2021)

- a) Las líneas de transmisión, transformadores de corriente asociadas, transformadoras de potencia y autotransformador, deben operar en los niveles, que no superen sus capacidades de sobrecarga por más de 30 minutos. (COES, 2021)
- b) Las tensiones en las barras del SEIN deben estar en el rango:
 - ✓ Para barras con tensiones menores o iguales a 500 kV y mayores a 200 kV, el porcentaje es +7,5% o -10%. (COES, 2021)
 - ✓ Para barras con tensiones menores o iguales a 200kV y mayores a 100kV, el porcentaje es +10% / -10%. (COES, 2021)
- c) El impacto de la contingencia en el SEIN debe determinarse simulándolo en el dominio del tiempo si no se alcanza la convergencia del flujo de potencia. (COES, 2021)

3.6.5 Simulación de contingencias simples (N-1) en el tiempo

Ante la salida de un elemento por falla o ante la pérdida intempestiva de un elemento, en las simulaciones se debe cumplir:

- a) La simulación de estabilidad transitoria y el propio SEIN deben mantenerse estables. Es necesario amortiguar cualquier oscilación que surja. Se permite un amortiguamiento mínimo del 4%. (COES, 2021)

- b) En la medida de lo posible, se debe evitar el rechazo automático de la carga o la generación. En caso de rechazo de la carga, el SEIN debe mantenerse estable. (COES, 2021)
- c) Cuando la tensión en las barras del sistema de transmisión próximas a la falla simulada supere los 200 kV, no podrá descender por debajo de 0,8 p.u. durante más de un segundo. El despacho económico de las unidades de generación convocadas y la entrada de unidades de generación por motivos de seguridad deberán evaluarse para su modificación, de acuerdo con la metodología establecida en el procedimiento técnico, si, durante las simulaciones, se presentan condiciones que resulten en un deslastre de carga superior al 1,5 % de la demanda máxima al nivel de generación de potencia activa mensual del mes anterior o que no cumpla con los requisitos de este procedimiento. (COES, 2021)

3.6.6 *Análisis de contingencia con PowerFactory*

El punto de conexión es la barra de PARIÑAS220A/B, Hay que determinar el alcance de influencia del área, al conectar nuestro proyecto al SEIN.

Para realizar el análisis de contingencias en Powerfactory, existen 2 métodos:

- ✓ Generando casos de Falla
- ✓ Generando casos de contingencia

El método más recomendable es el método por casos de falla:

Se ingresa en el Powerfactory, los datos de Casos de Falla tal como se observa en la siguiente figura:

Figura 84:

Equipos que ingresan al PowerFactory para análisis de contingencia N-1.

The screenshot shows the 'Data Manager' window in PowerFactory. The left sidebar displays a hierarchical tree of the project structure, with 'Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)' selected. Under this model, the 'Library' folder is expanded, showing 'Operational Library' and 'Faults'. The 'Faults' folder is further expanded, showing 'Análisis de contingencia N-1' selected. The main pane displays a table of equipment data.

Name	Type	Object modified
CHIRA 220/60		27/02/2024 11:13:45
L-2161		27/02/2024 11:15:02
L-2162_B		27/02/2024 11:17:27
L-2162_B_der_PNueva		27/02/2024 11:17:27
L-2241_B		27/02/2024 11:21:30
L-2241_B_der_PNueva		27/02/2024 11:21:30
L-2248_a		27/02/2024 11:21:30
L-2248_b		27/02/2024 11:21:30
L-2250_A		27/02/2024 11:21:30
L-2250_B		27/02/2024 11:21:30
L-2280_A		1/03/2024 20:02:31
L-2280_C		1/03/2024 20:03:21
L-2295		27/02/2024 11:29:33
L-6650		1/03/2024 20:06:20
L-6654		1/03/2024 20:06:20
L-6657A		1/03/2024 20:06:20
L-6660		1/03/2024 20:06:20
L-6662A_1		1/03/2024 20:06:20
L-6662A_2		1/03/2024 20:06:20
L-6662B		1/03/2024 20:06:20
L-6663		1/03/2024 20:06:20
L-6665A		1/03/2024 20:06:20
L-6665_L2		1/03/2024 20:06:20
L-6698A		1/03/2024 20:06:20
L-6698B		1/03/2024 20:06:20
L-6758		1/03/2024 20:06:20
L-6766		1/03/2024 20:06:20
L-6767_A		1/03/2024 20:06:20
LT_220_Panillas-N-Tumbes		27/02/2024 11:32:30
LT_PARSOL_CACERES150		27/02/2024 22:03:51
T116-262		27/02/2024 11:35:25

Fuente: Lista de equipos que se utilizara para el análisis de contingencia N-1, usando Powerfactory.

Estos equipos son los puntos que tienen más sensibilidad y que están dentro del área de influencia para el nuevo proyecto, los cuales fueron tomados de la lista de equipos presentados en la Tabla 18.

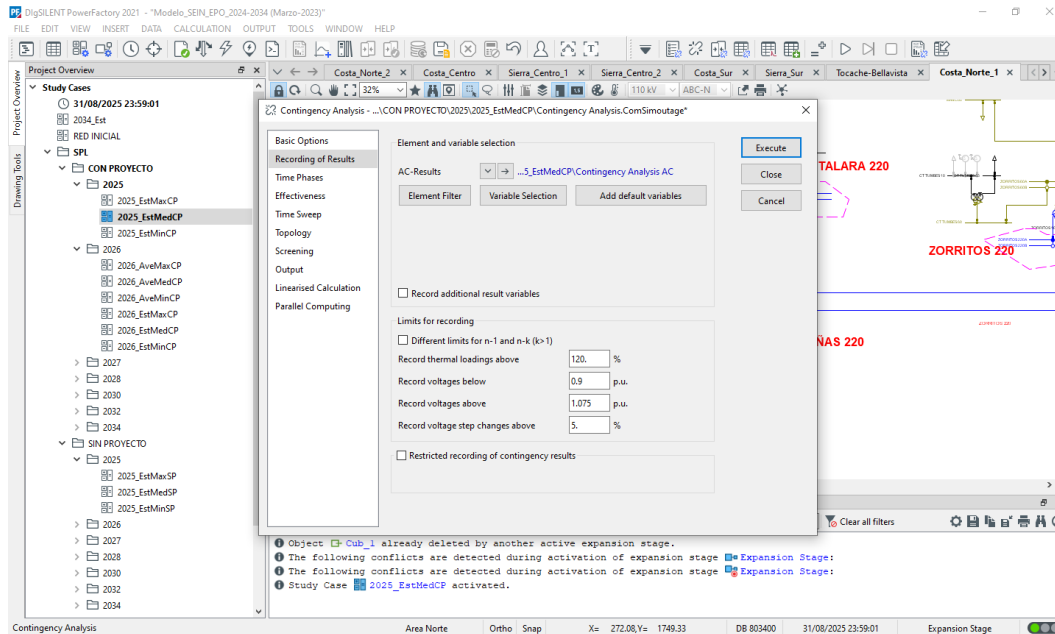
Para nuestro caso específico analizaremos solo para el año 2025 (temporada de ingreso), 2026 y 2027, tal como lo indica el PR-20 donde se asegura que todos los proyectos de generación han concluido y por lo tanto deberá estar en un escenario de operación más real, se realizará la contingencia en estación de estiaje y avenida (máxima media y mínima) tanto con proyecto y sin proyecto.

3.6.6.1 Análisis de contingencia para año 2025 estiaje medio con proyecto. Para el análisis de contingencia N-1, se toma en consideración los requerimientos del COES, para el análisis con carga, máxima sobrecarga 120%, límites de tensión

+7.5% y -10%, como se observa en la siguiente figura, se ingresan estos datos al Powerfactory, con lo cual se cumple los requerimientos del PR-20. (COES, 2021)

Figura 85:

Ingreso de datos para 2025_EstMedCP, que cumple los requisitos del PR-20.



Fuente: Configuración análisis contingencia N-1, estiaje medio 2025 con Proyecto.

Figura 86:

Resultado de análisis de contingencia N-1, 2025_EstMedCP.

Reports - Contingency Analysis Report: All loading violations

Study Case: 2025_EstMedCP
Result File: Contingency Analysis AC

Loading Limit: 80.0 [%] Overloading Limit: 100 [%]

Component	Branch, Substation or Site	Loading Continuous [%]	Loading Short-Term [%]	Loading Base Case [%]	Contingency Nu...	Contingency Name	Base Case and Continuous Loadings [%]
1	tz2_man_271	151.4	151.4	142	23	LT_PARSOL_CACERES...	
2	TP-A050	138.7	138.7	138.0	19	tz2_tal_271	
3	TP-A050	138.7	138.7	138.0	23	LT_PARSOL_CACERES...	
4	TP-A050	138.2	138.2	138.0	2	L-2161	
5	TP-A050	138.2	138.2	138.0	17	T2 PE Talara 220/23 kV	
6	TP-A050	138.2	138.2	138.0	18	T2 PE Talara 33/0.69 kV	
7	TP-A050	138.1	138.1	138.0	29	L-6660	
8	TP-A050	138.1	138.1	138.0	38	L-6758	
9	TP-A050	138.1	138.1	138.0	9	L-2250_A	
10	TP-A050	138.1	138.1	138.0	8	L-2248_b	
11	TP-A050	138.1	138.1	138.0	36	L-6698A	
12	TP-A050	138.1	138.1	138.0	37	L-6698B	
13	TP-A050	138.0	138.0	138.0	7	L-2248_a	
14	TP-A050	138.0	138.0	138.0	12	LT_220_Paninas-NTu...	
15	TP-A050	138.0	138.0	138.0	1	CHIRA 220/60	
16	TP-A050	138.0	138.0	138.0	31	L-6662A_2	
17	TP-A050	138.0	138.0	138.0	30	L-6662A_1	
18	TP-A050	138.0	138.0	138.0	26	L-6650	
19	TP-A050	138.0	138.0	138.0	33	L-6663	
20	TP-A050	138.0	138.0	138.0	24	L-2280_A	
21	TP-A050	138.0	138.0	138.0	25	L-2280_C	
22	TP-A050	138.0	138.0	138.0	5	L-2241_B	
23	TP-A050	138.0	138.0	138.0	6	L-2241_B_der_PNueva	
24	TP-A050	138.0	138.0	138.0	3	L-2162_B	
25	TP-A050	138.0	138.0	138.0	4	L-2162_B_der_PNueva	
26	TP-A050	138.0	138.0	138.0	40	L-6767_A	

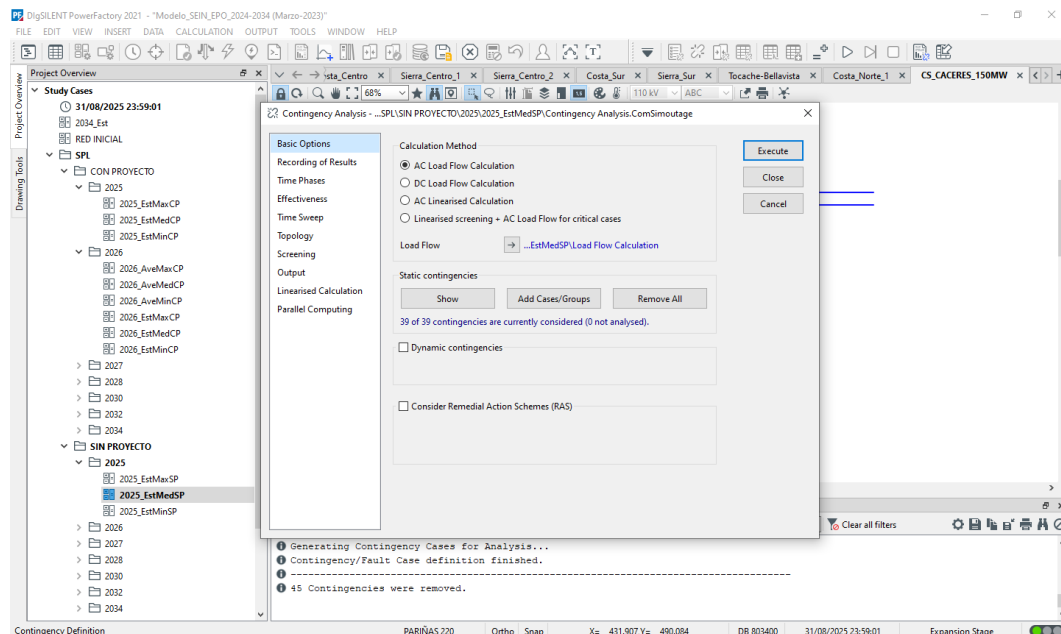
Fuente: Reporte análisis contingencia N-1, estiaje medio 2026 con Proyecto.

Se observa que, con proyecto, el sistema se sobrecarga ligeramente, en el grafico anterior se ve en rojo, pero la diferencia máxima de cargabilidad es 0.7%, se observa que antes de la contingencia el componente ya estaba sobrecargado. Lo que se debe comparar es cuando ingrese el proyecto, como se comportan ahora las mismas contingencias sin el proyecto.

3.6.6.2 Análisis de contingencia para año 2025 estiaje medio sin proyecto.

Figura 87:

Ingreso de datos para 2025_EstMedSP, que cumple los requisitos del PR-20.



Fuente: Configuración análisis contingencia N-1, estiaje medio 2025 sin Proyecto.

Figura 88:

Resultado de análisis de contingencia N-1, 2025_EstMedSP.

Reports - Contingency Analysis Report: All loading violations

Contingency Analysis Report: All loading violations

Study Case: 2025_EstMedSP
Result File: Contingency Analysis AC

Loading Limit: 80.0 [%] Overloading Limit: 100 [%]

	Component	Branch, Substation or Site	Loading Continuous [%]	Loading Short-Term [%]	Loading Base Case [%]	Contingency Num...	Contingency Name	Base Case and Continuous Load... [0.0 % - 154.1 %]
1	tz2 man_271		154.1	154.1	154.1	-1	Base Case	
2	TP-A050		138.7	138.7	138.7	-1	Base Case	
3	TP-A050		138.7	138.7	138.7	35	L-6698A	
4	TP-A050		138.7	138.7	138.7	36	L-6698B	
5	TP-A050		138.7	138.7	138.7	13	T116-262	
6	TP-A050		138.7	138.7	138.7	2	L-2161	
7	TP-A050		138.7	138.7	138.7	18	Ti2 PE Talara 33/0.69 kV	
8	TP-A050		138.7	138.7	138.7	17	Ti2 PE Talara 220/33 kV	
9	TP-A050		138.7	138.7	138.7	19	tz2 tal_271	
10	TP-A050		138.7	138.7	138.7	27	L-6657A	
11	TP-A050		138.7	138.7	138.7	25	L-6650	
12	TP-A050		138.7	138.7	138.7	8	L-2248_b	
13	TP-A050		138.7	138.7	138.7	3	L-2162_b	
14	TP-A050		138.7	138.7	138.7	5	L-2241_B	
15	TP-A050		138.7	138.7	138.7	9	L-2250_A	
16	TP-A050		138.7	138.7	138.7	31	L-6662B	
17	TP-A050		138.7	138.7	138.7	10	L-2250_B	
18	TP-A050		138.7	138.7	138.7	14	T121-261	
19	TP-A050		138.7	138.7	138.7	22	TR-54-SEP-01-B	
20	TP-A050		138.7	138.7	138.7	37	L-6758	
21	TP-A050		138.7	138.7	138.7	4	L-2162_B_der_PHNueva	
22	TP-A050		138.7	138.7	138.7	7	L-2248_a	
23	TP-A050		138.7	138.7	138.7	6	L-2241_B_der_PHNueva	
24	TP-A050		138.7	138.7	138.7	15	T122-261	
25	TP-A050		138.7	138.7	138.7	38	L-6766	
26	TP-A050		138.7	138.7	138.7	32	L-6663	

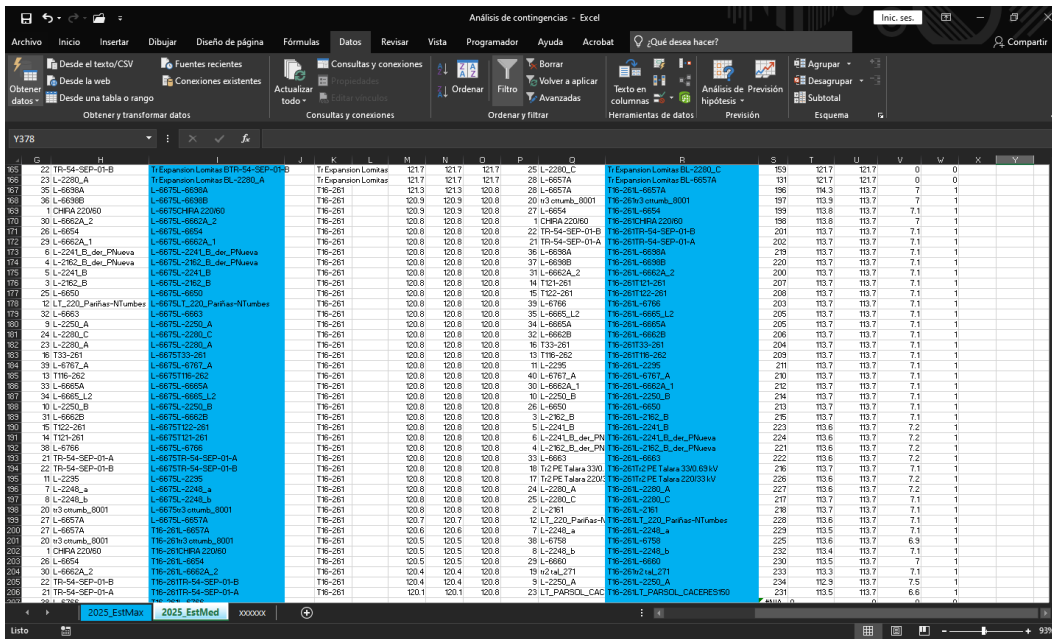
Ln 281 3887 Line(s) of 3887 1 Line(s) selected

Fuente: Reporte análisis contingencia N-1, estiaje medio 2025 sin Proyecto.

3.6.6.3 Comparación de contingencias año 2025 estiaje medio. Comparación de los casos anteriores 2025 Estiaje Medio, en la cual se observa que no se ve afectado el sistema cuando ingresa el proyecto ya que las diferencias de caso base y cargabilidad con proyecto y sin proyecto son bajas menores al 7.5%, los cuales se pueden acomodar con el despacho.

Figura 89:

Comparación de contingencias con y sin proyecto año 2025 estiaje medio.

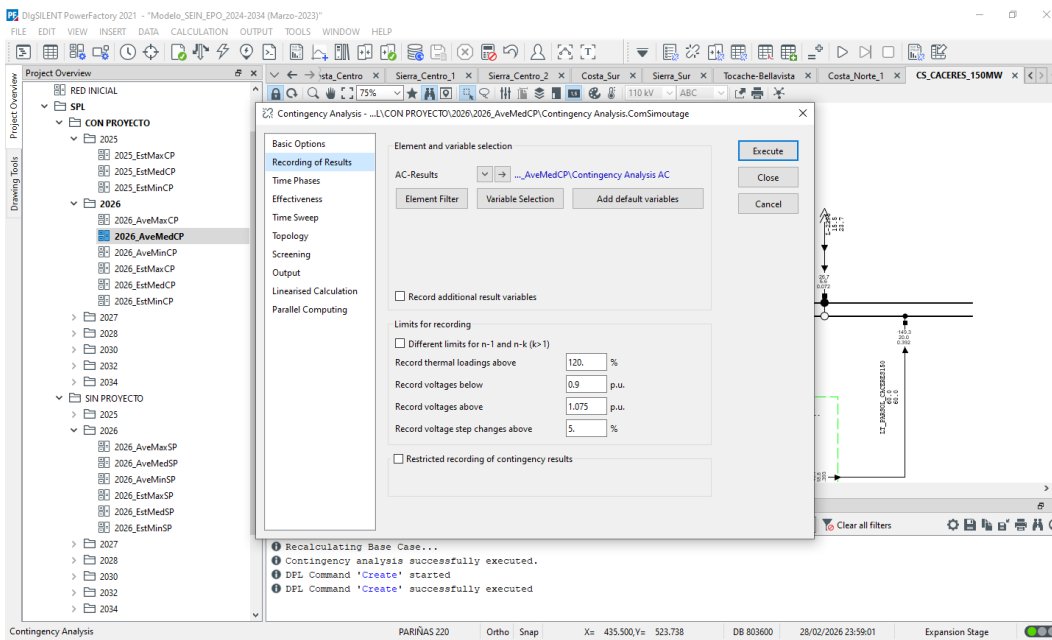


Fuente: Elaboración propia en excel, comparación estiaje medio 2025 con y sin proyecto.

3.6.6.4 Análisis de contingencia para año 2026 avenida media con proyecto.

Figura 90:

Ingreso de datos para 2026_AveMedCP, que cumple los requisitos del PR-20.



Fuente: Configuración análisis contingencia N-1, avenida media 2026 con Proyecto.

Figura 91:

Resultado de análisis de contingencia N-1, 2026_AveMedCP.

Reports - Contingency Analysis Report: All loading violations

Contingency Analysis Report: All loading violations

Study Case: 2026_AveMedCP
Result File: Contingency Analysis AC

Loading Limit: 80.0 [%] Overloading Limit: 100 [%]

Component	Branch, Substation or Site	Loading Continuous [%]	Loading Short-Term [%]	Loading Base Case [%]	Contingency Num.	Contingency Name	Base Case and Continuous Loadings [0.0 % - 154.6 %]
1 L-6698A		154.6	154.6	60.6	1	CHIRA 220/60	
2 CHIRA 220/60		150.7	150.7	102.9	36	L-6698A	
3 CHIRA 220/60		150.7	150.7	102.9	37	L-6698B	
4 L-6654		137.7	137.7	44.0	29	L-6660	
5 tr2 rzinc_801		137.4	137.4	137.3	19	tr2 tel_271	
6 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	36	L-6698A	
7 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	37	L-6698B	
8 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	38	L-6758	
9 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	2	L-2161	
10 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	17	Tr2 PE Talara 220/33 kV	
11 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	18	Tr2 PE Talara 33/0.69 kV	
12 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	27	L-6654	
13 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	9	L-2250_A	
14 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	31	L-6662A_2	
15 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	8	L-2248_b	
16 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	30	L-6662A_1	
17 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	26	L-6650	
18 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	12	LT_220_Pariñas-NTu...	
19 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	33	L-6663	
20 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	24	L-2280_A	
21 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	25	L-2280_C	
22 tr2 rzinc_801		137.3	137.3	137.3	-1	Base Case	
23 tr2 rzinc_801		137.2	137.2	137.3	23	LT_PARSOL_CACERES...	
24 tr2 rzinc_801		137.2	137.2	137.3	20	tr3 ctumb_8001	
25 tr2 rzinc_801		137.2	137.2	137.3	1	CHIRA 220/60	
26 tr2 rzinc_801		137.2	137.2	137.3	29	L-6660	

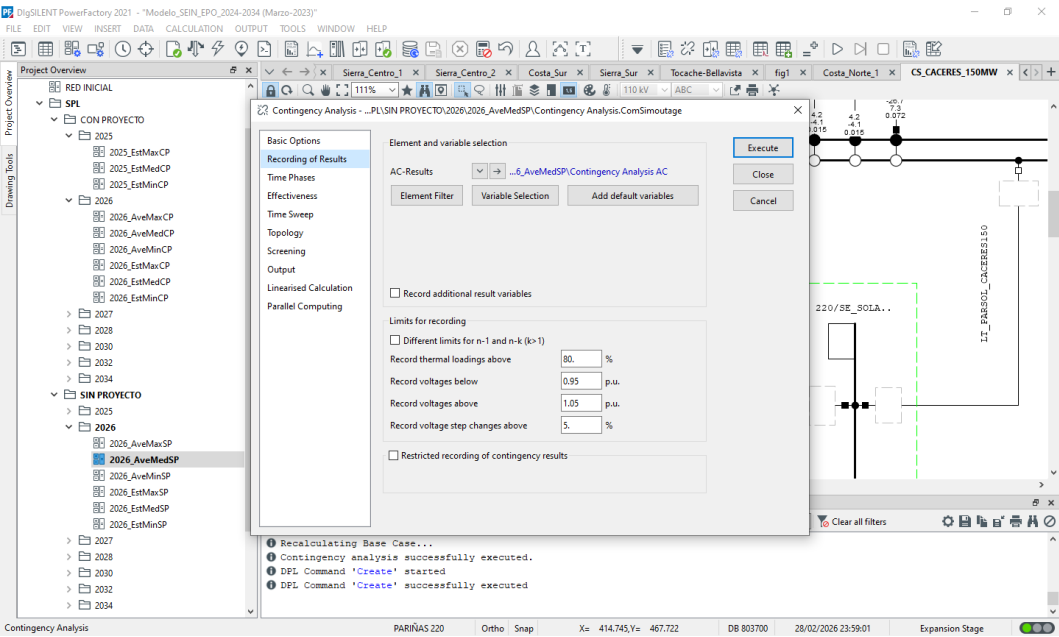
Ln 1 323 Line(s) of 323 1 Line(s) selected

Fuente: Elaboración propia, reporte análisis contingencia N-1, avenida media 2026 con Proyecto.

3.6.6.5 Análisis de contingencia para año 2026 avenida media sin proyecto.

Figura 92:

Ingreso de datos para 2026_AveMedSP, que cumple los requisitos del PR-20.



Fuente: Configuración análisis contingencia N-1, avenida media 2026 sin Proyecto.

Resultado de análisis de contingencia N-1, 2026 AveMedSP.



3.6.6.6 Comparación de contingencias año 2026 avenida media.

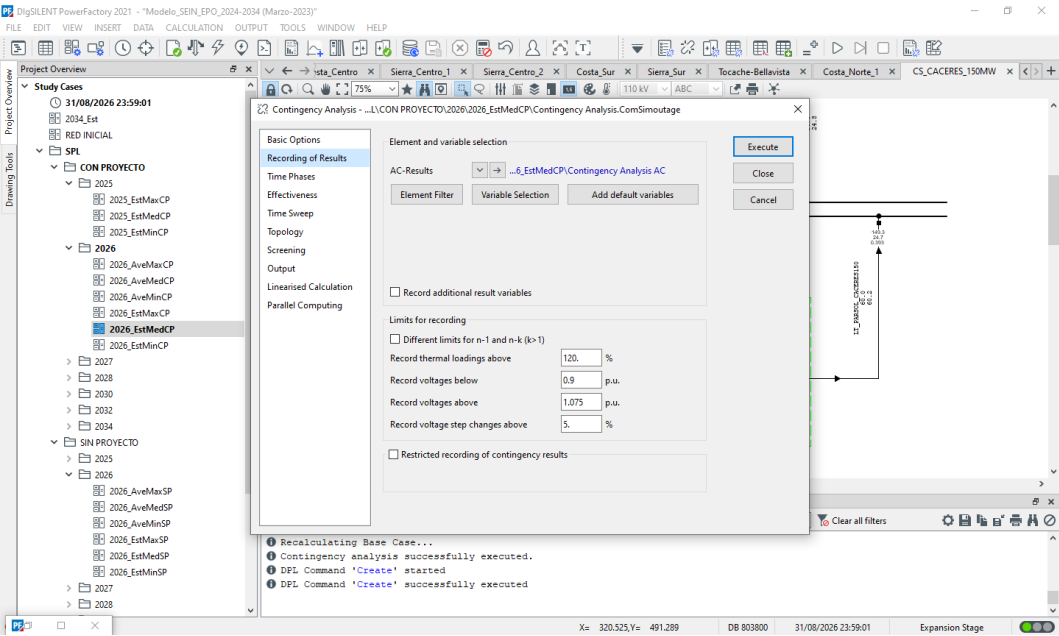
Comparación de contingencias con y sin proyecto año 2026 avenida media.



3.6.6.7 Análisis de contingencia para año 2026 estiaje media con proyecto.

Figura 95:

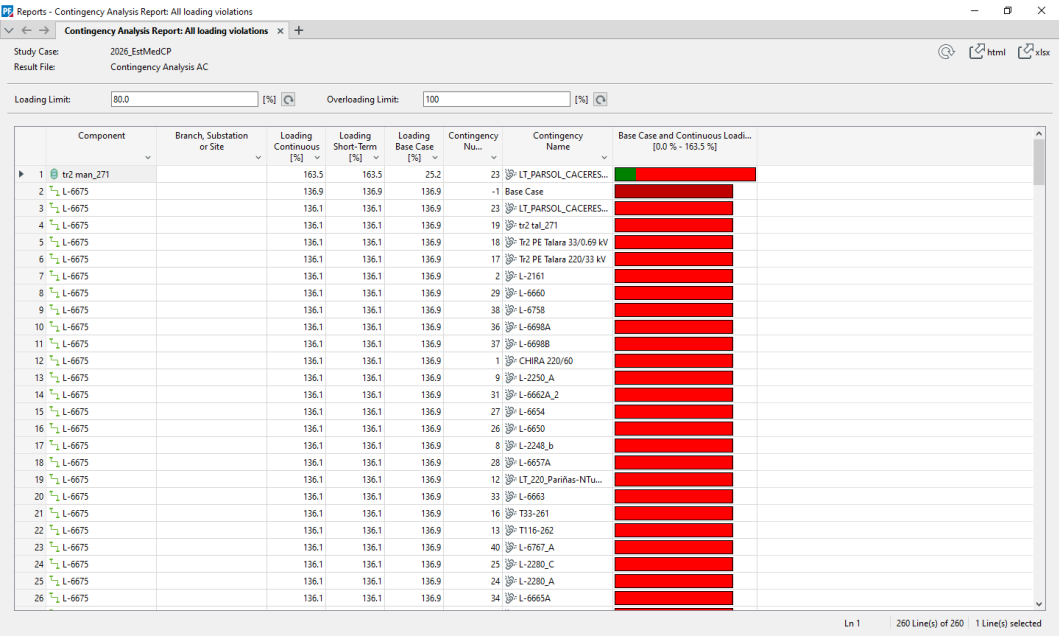
Ingreso de datos para 2026_EstMedCP, que cumple los requisitos del PR-20.



Fuente: Configuración análisis contingencia N-1, estiaje medio 2026 con Proyecto

Figura 96:

Resultado de análisis de contingencia N-1, 2026_EstMedCP.

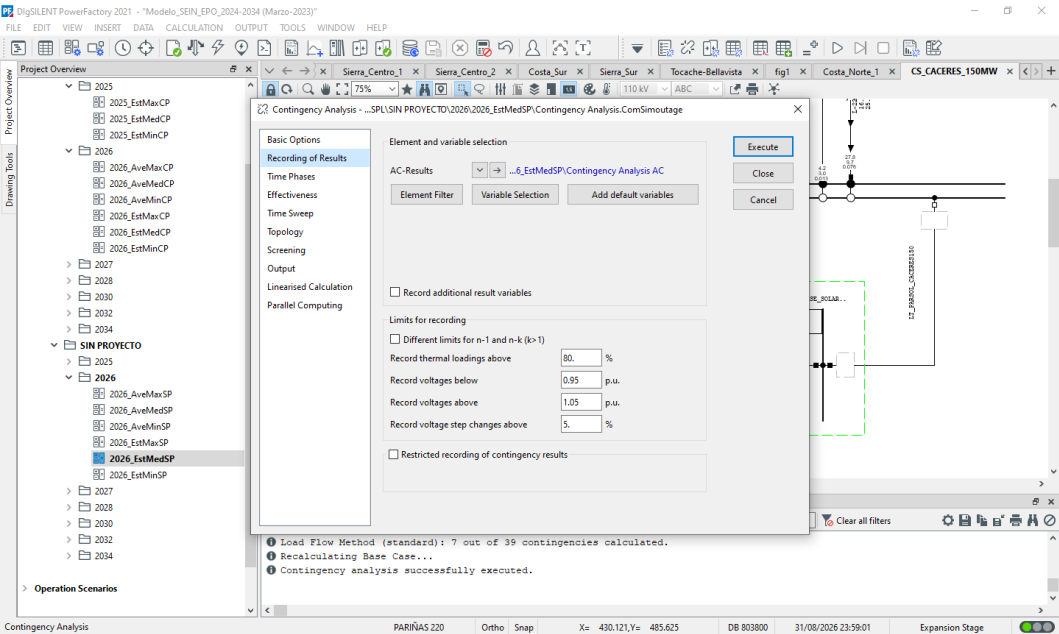


Fuente: Reporte análisis contingencia N-1, estiaje medio 2026 con Proyecto.

3.6.6.8 Análisis de contingencia para año 2026 estiaje media sin proyecto.

Figura 97:

Ingreso de datos para 2026_EstMedSP, que cumple los requisitos del PR-20.



Fuente: Configuración para análisis contingencia N-1, estiaje medio 2026 sin Proyecto.

Figura 98:

Resultado de análisis de contingencia N-1, 2026_EstMedSP.

Reports - Contingency Analysis Report: All loading violations

Contingency Analysis Report: All loading violations

Study Case: 2026_EstMedSP

Result File: Contingency Analysis AC

Loading Limit: 80.0 [%] Overloading Limit: 100 [%]

	Component	Branch, Substation or Site	Loading Continuous [%]	Loading Short-Term [%]	Loading Base Case [%]	Contingency No...	Contingency Name	Base Case and Continuous Load...
1	tr2 man_271		175.3	175.3	87.7	19	tr2 tal_271	
2	L-6675		136.9	136.9	136.9	-1	Base Case	
3	L-6675		136.2	136.2	136.9	19	tr2 tal_271	
4	L-6675		136.1	136.1	136.9	18	tr2 PE Talara 33/0.69 kV	
5	L-6675		136.1	136.1	136.9	17	tr2 PE Talara 220/33 kV	
6	L-6675		136.1	136.1	136.9	2	L-2161	
7	L-6675		136.1	136.1	136.9	28	L-6660	
8	L-6675		136.1	136.1	136.9	37	L-6758	
9	L-6675		136.1	136.1	136.9	1	CHIRA 220/60	
10	L-6675		136.1	136.1	136.9	30	L-6662A_2	
11	L-6675		136.1	136.1	136.9	26	L-6654	
12	L-6675		136.1	136.1	136.9	29	L-6662A_1	
13	L-6675		136.1	136.1	136.9	5	L-2241_B	
14	L-6675		136.1	136.1	136.9	6	L-2241_B_der_PNueva	
15	L-6675		136.1	136.1	136.9	4	L-2162_B_der_PNueva	
16	L-6675		136.1	136.1	136.9	3	L-2162_B	
17	L-6675		136.1	136.1	136.9	25	L-6650	
18	L-6675		136.1	136.1	136.9	32	L-6663	
19	L-6675		136.1	136.1	136.9	27	L-6657A	
20	L-6675		136.1	136.1	136.9	12	LT_220_Pariñas-NTu...	
21	L-6675		136.1	136.1	136.9	16	T33-261	
22	L-6675		136.1	136.1	136.9	13	T116-262	
23	L-6675		136.1	136.1	136.9	39	L-6767_A	
24	L-6675		136.1	136.1	136.9	23	L-2280_A	
25	L-6675		136.1	136.1	136.9	24	L-2280_C	
26	L-6675		136.1	136.1	136.9	33	L-6665A	

Ln 1 4484 Line(s) of 4484 1 Line(s) selected

Fuente: Resultado de análisis contingencia N-1, estiaje medio 2026 sin Proyecto.

3.6.6.9 Comparación de contingencias año 2026 estiaje medio.

Figura 99:

Comparación de contingencias con y sin proyecto año 2026 estiaje medio.

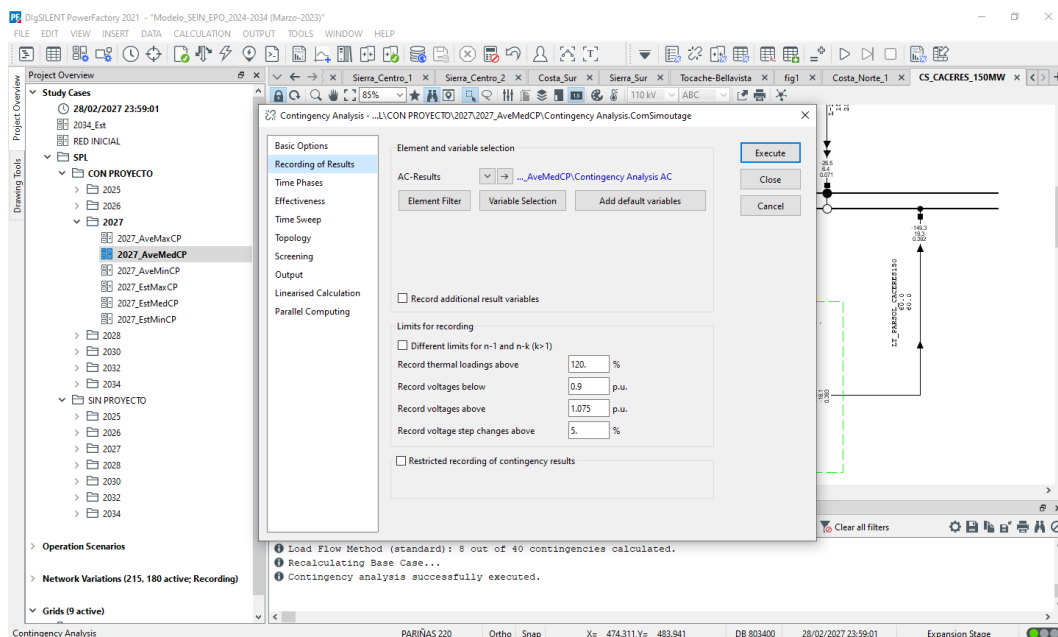
Excel spreadsheet showing contingency analysis results for 2026 average dry season. The spreadsheet compares 'Contingencia' (Contingency) and 'Contingencia N-1' (N-1 Contingency) across various components like 'Componente', 'Branch', 'Loading', 'Contingency', 'Base Case', 'N-1', 'Dir', 'N-1', 'Dir'. The data is organized in columns and rows, with a formula bar at the top showing '=COINCIDIR(R13:\$I\$3893;0)'.

Fuente: Elaboración propia, comparación resultados contingencia N-1 con y sin proyecto, estiaje medio 2026

3.6.6.10 Análisis de contingencia para año 2027 avenida media con proyecto.

Figura 100:

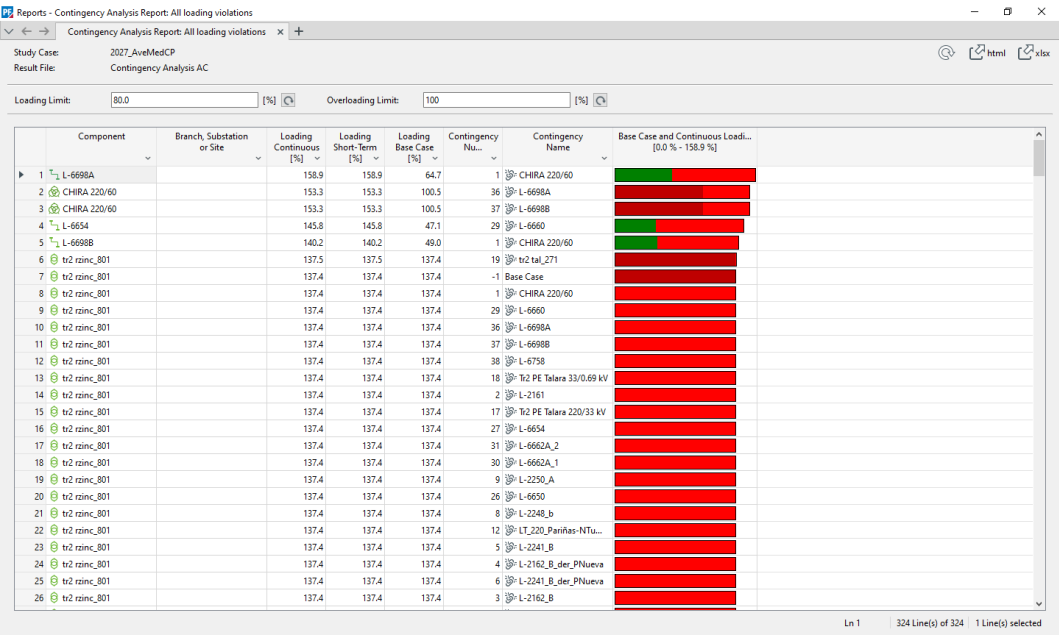
Ingreso de datos para 2027_AveMedCP, que cumple los requisitos del PR-20.



Fuente: Configuración análisis contingencia N-1, avenida media 2027 con proyecto.

Figura 101:

Resultado de análisis de contingencia N-1, 2027_AveMedCP.

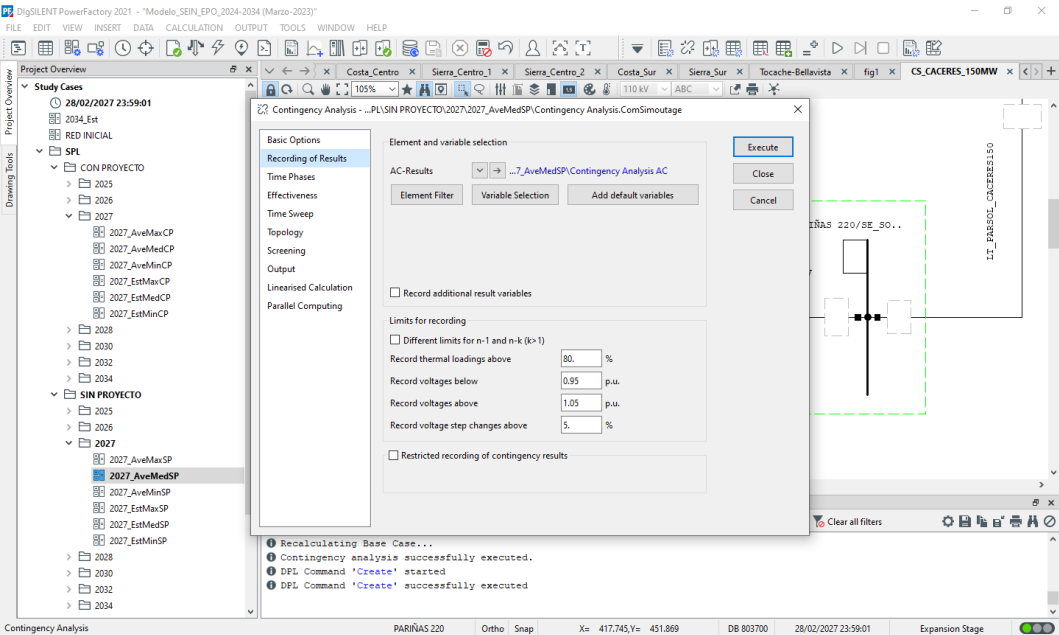


Fuente: Resultado de análisis contingencia N-1, avenida media 2027 con proyecto.

3.6.6.11 Análisis de contingencia para año 2027 avenida media sin proyecto.

Figura 102:

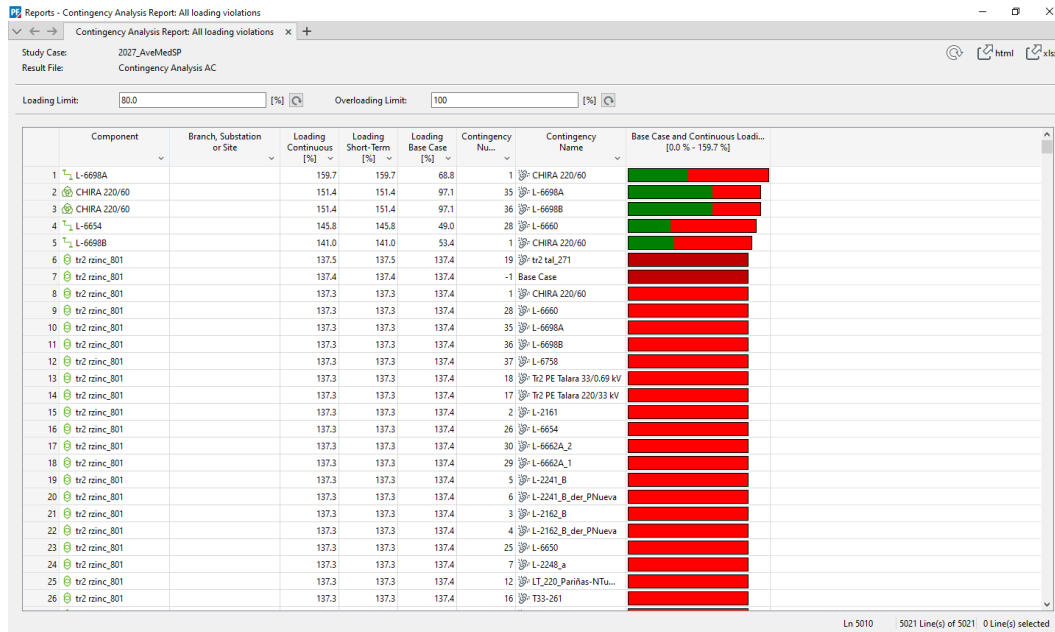
Ingreso de datos para 2027_AveMedSP, que cumple los requisitos del PR-20.



Fuente: Configuración análisis contingencia N-1, avenida media 2027 sin proyecto.

Figura 103:

Resultado de análisis de contingencia N-1, 2027_AveMedSP.

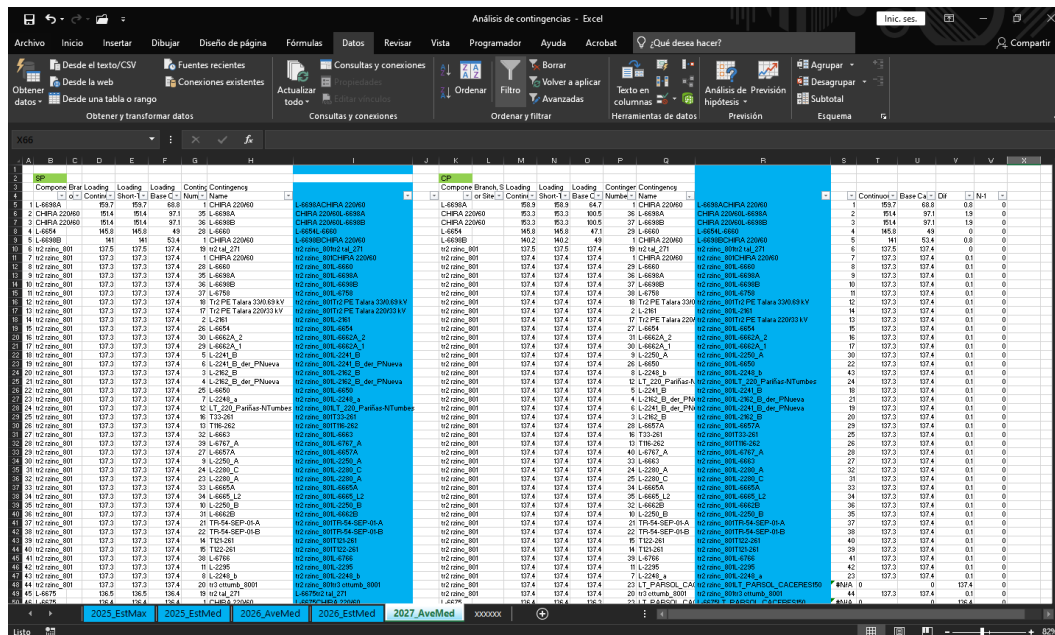


Fuente: Reporte análisis contingencia N-1, avenida medio 2027 sin proyecto.

3.6.6.12 Comparación de contingencias año 2027 avenida media.

Figura 104:

Comparación de contingencias con y sin proyecto año 2027 avenida media.

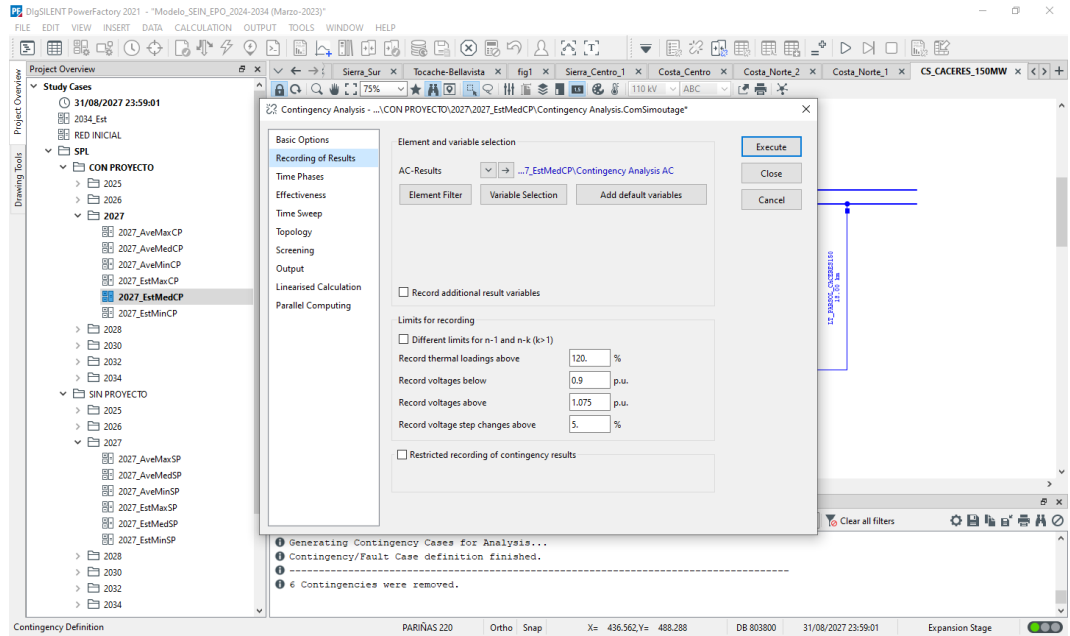


Fuente: Elaboración propia, comparación resultados contingencia N-1 con y sin proyecto, avenida media 2027.

3.6.6.13 **Análisis de contingencia para año 2027 estiaje media con proyecto.**

Figura 105:

Ingreso de datos para 2027_EstMedCP, que cumple los requisitos del PR-20.



Fuente: Configuración análisis contingencia N-1, estiaje medio 2027 con Proyecto.

Figura 106:

Resultado de análisis de contingencia N-1, 2027_EstMedCP.

Reports - Contingency Analysis Report: All loading violations

Contingency Analysis Report: All loading violations

Study Case: 2027_EstMedCP
Result File: Contingency Analysis AC

Loading Limit: 80.0 [%] Overloading Limit: 100 [%]

Component	Branch, Substation or Site	Loading Continuous [%]	Loading Short-Term [%]	Loading Base Case [%]	Contingency No...	Contingency Name	Base Case and Continuous Loadi... [0.0 % - 134.5 %]
1	tr2 rzinc_801	134.5	134.5	133.9	23	LT_PARSOL_CACERES...	
2	tr2 rzinc_801	134.4	134.4	133.9	19	tr2 tel_271	
3	tr2 rzinc_801	134.3	134.3	133.9	36	L-6698A	
4	tr2 rzinc_801	134.3	134.3	133.9	37	L-6698B	
5	tr2 rzinc_801	134.2	134.2	133.9	1	CHIRA 220/60	
6	tr2 rzinc_801	134.2	134.2	133.9	30	L-6662A_1	
7	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	-1	Base Case	
8	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	18	Tr2 PE Talara 33/0.69 kV	
9	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	17	Tr2 PE Talara 220/33 kV	
10	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	2	L-2161	
11	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	29	L-6660	
12	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	38	L-6758	
13	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	9	L-2250_A	
14	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	31	L-6662A_2	
15	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	27	L-6654	
16	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	26	L-6650	
17	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	28	L-6657A	
18	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	8	L-2248_b	
19	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	33	L-6663	
20	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	12	LT_220_Parinas-NTU...	
21	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	16	T33-261	
22	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	13	T116-262	
23	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	40	L-6767_A	
24	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	34	L-6665A	
25	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	35	L-6665_L2	
26	tr2 rzinc_801	133.9	133.9	133.9	6	L-2241_B_der_PNueva	

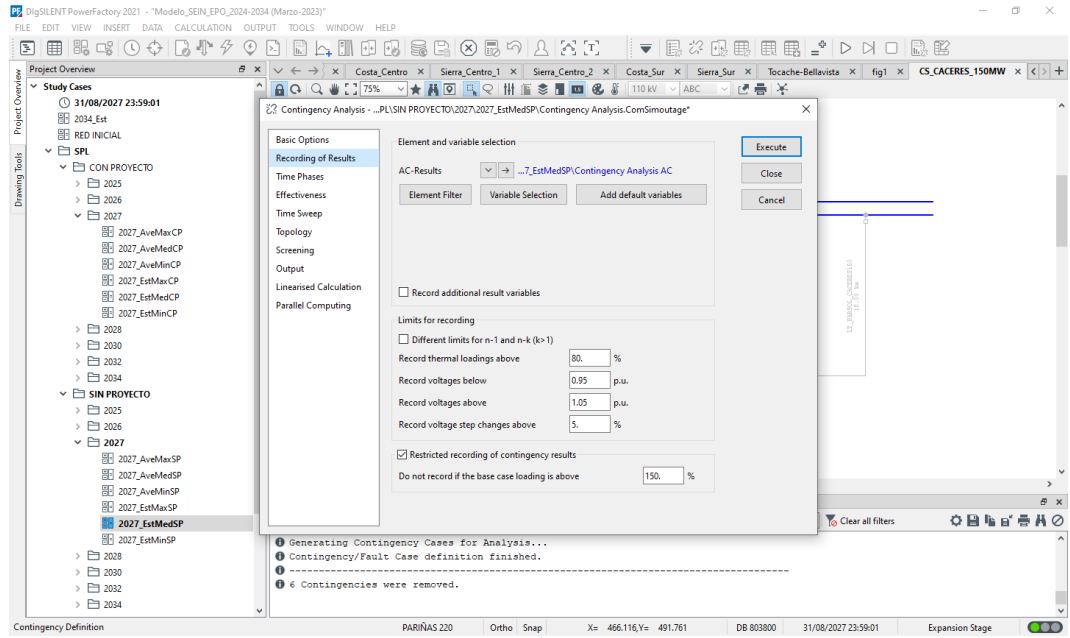
Ln 1 218 Line(s) of 218 1 Line(s) selected

Fuente: Reporte análisis contingencia N-1, estiaje medio 2027 con proyecto.

3.6.6.14 **Análisis de contingencia para año 2027 estiaje media sin proyecto.**

Figura 107:

Ingreso de datos para 2027_EstMedSP, que cumple los requisitos del PR-20.



Fuente: Configuración análisis contingencia N-1, estiaje medio 2027 sin Proyecto.

Figura 108:

Resultado de análisis de contingencia N-1, 2027_EstMedSP.

Reports - Contingency Analysis Report: All loading violations

Contingency Analysis Report: All loading violations

Study Case: 2027_EstMedSP
Result File: Contingency Analysis AC

Loading Limit: 80.0 [%] Overloading Limit: 100 [%]

	Component	Branch, Substation or Site	Loading Continuous [%]	Loading Short-Term [%]	Loading Base Case [%]	Contingency No...	Contingency Name	Base Case and Continuous Load... [80.0 % - 136.1 %]
1	tr2 man_271		136.1	136.1	50.9	19	tr2 tal_271	
2	tr2 rzinc_801		134.4	134.4	134.0	18	tr2 PE Telara 33/0.69 kV	
3	tr2 rzinc_801		134.4	134.4	134.0	17	tr2 PE Telara 220/33 kV	
4	tr2 rzinc_801		134.4	134.4	134.0	2	L-2161	
5	tr2 rzinc_801		134.4	134.4	134.0	26	L-6660	
6	tr2 rzinc_801		134.4	134.4	134.0	37	L-6758	
7	tr2 rzinc_801		134.4	134.4	134.0	35	L-6698A	
8	tr2 rzinc_801		134.4	134.4	134.0	36	L-6698B	
9	tr2 rzinc_801		134.4	134.4	134.0	1	CHRA 220/60	
10	tr2 rzinc_801		134.4	134.4	134.0	30	L-6662A_2	
11	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	26	L-6654	
12	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	29	L-6662A_1	
13	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	5	L-2241_B	
14	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	3	L-2162_B	
15	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	4	L-2162_B_der_PNueva	
16	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	6	L-2241_B_der_PNueva	
17	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	25	L-6650	
18	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	27	L-6657A	
19	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	32	L-6663	
20	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	16	T33-261	
21	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	13	T116-262	
22	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	39	L-6767_A	
23	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	9	L-2250_A	
24	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	12	LT_220_Pariñas-NTu...	
25	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	33	L-6665A	
26	tr2 rzinc_801		134.3	134.3	134.0	34	L-6665_L2	

Ln 1 4329 Line(s) of 4329 1 Line(s) selected

Fuente: Reporte análisis contingencia N-1, estiaje medio 2027 sin proyecto.

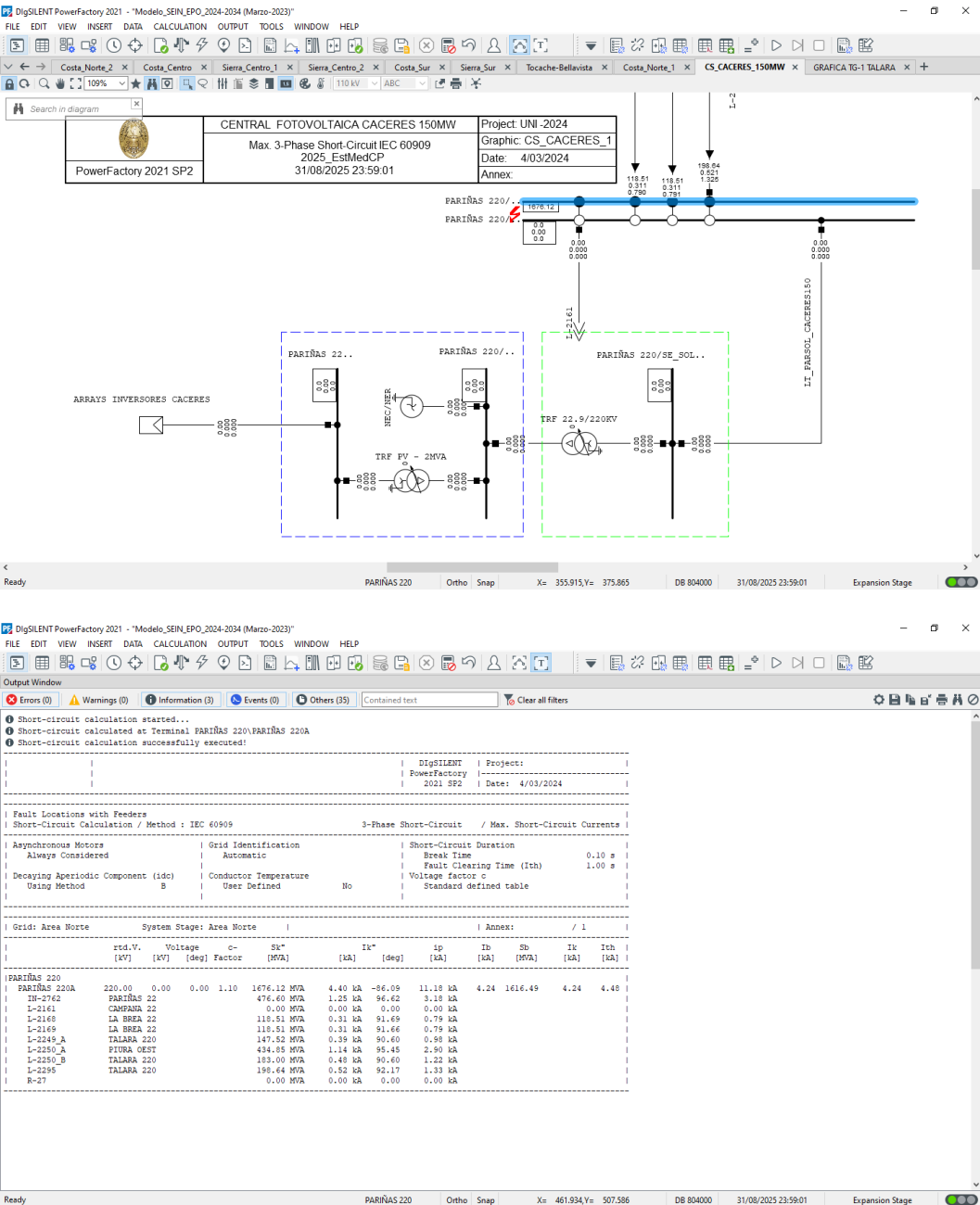
subestaciones), considerado en el presente proyecto será de 40 kA y se verifica que en todos los escenarios el valor encontrado es mucho menor por lo cual este sistema soportara el nivel de cortocircuito. (COES, 2021)

3.6.7.1 Calculo cortocircuito 2025_Estiaje Media con Proyecto.

a) Cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 110:

Calculo cortocircuito trifásico 2025_EstMedCP.

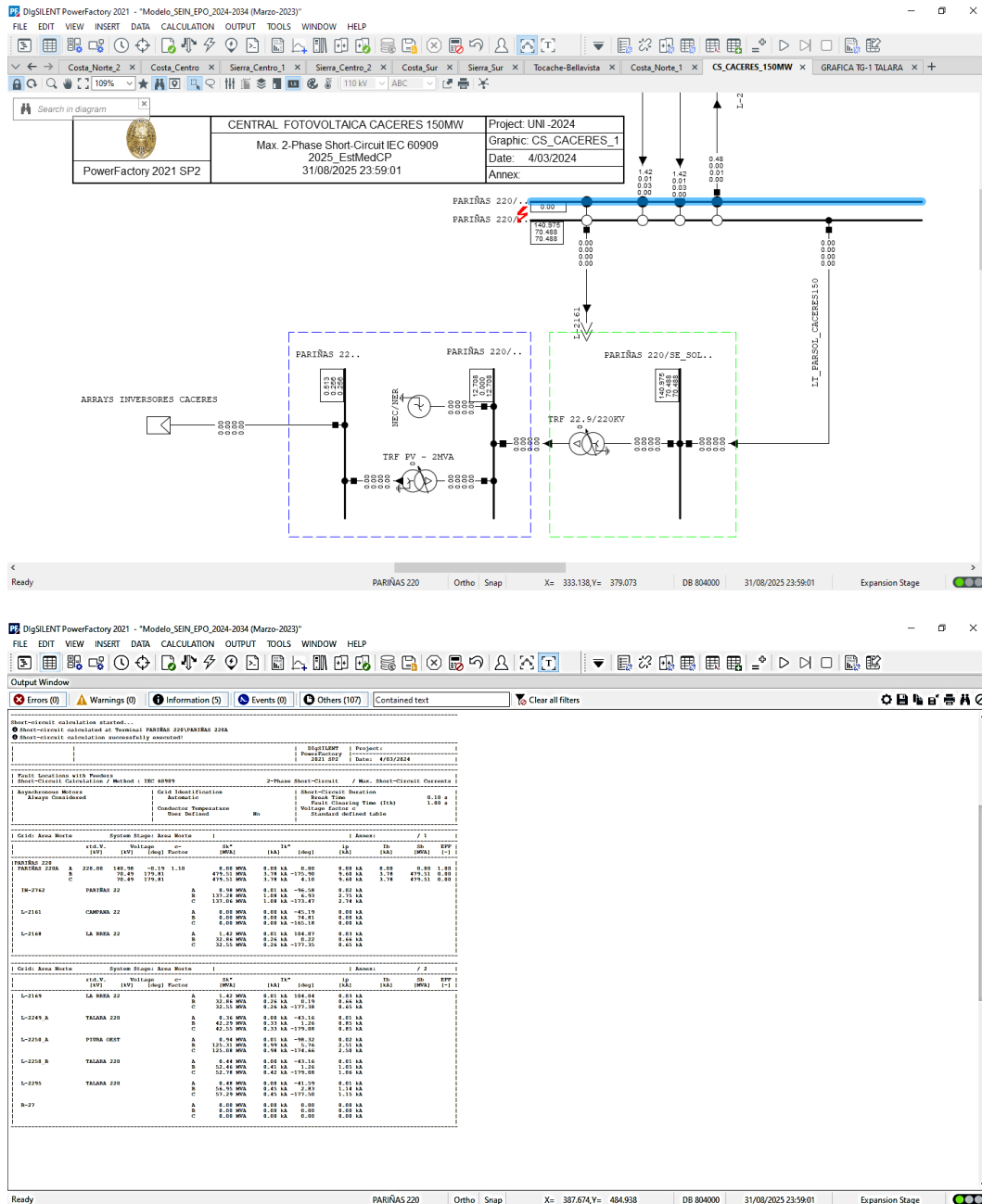


Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito trifásico estiaje medio 2025 con proyecto.

b) Cortocircuito bifásico en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 111:

Calculo cortocircuito bifásico 2025_EstMedCP.

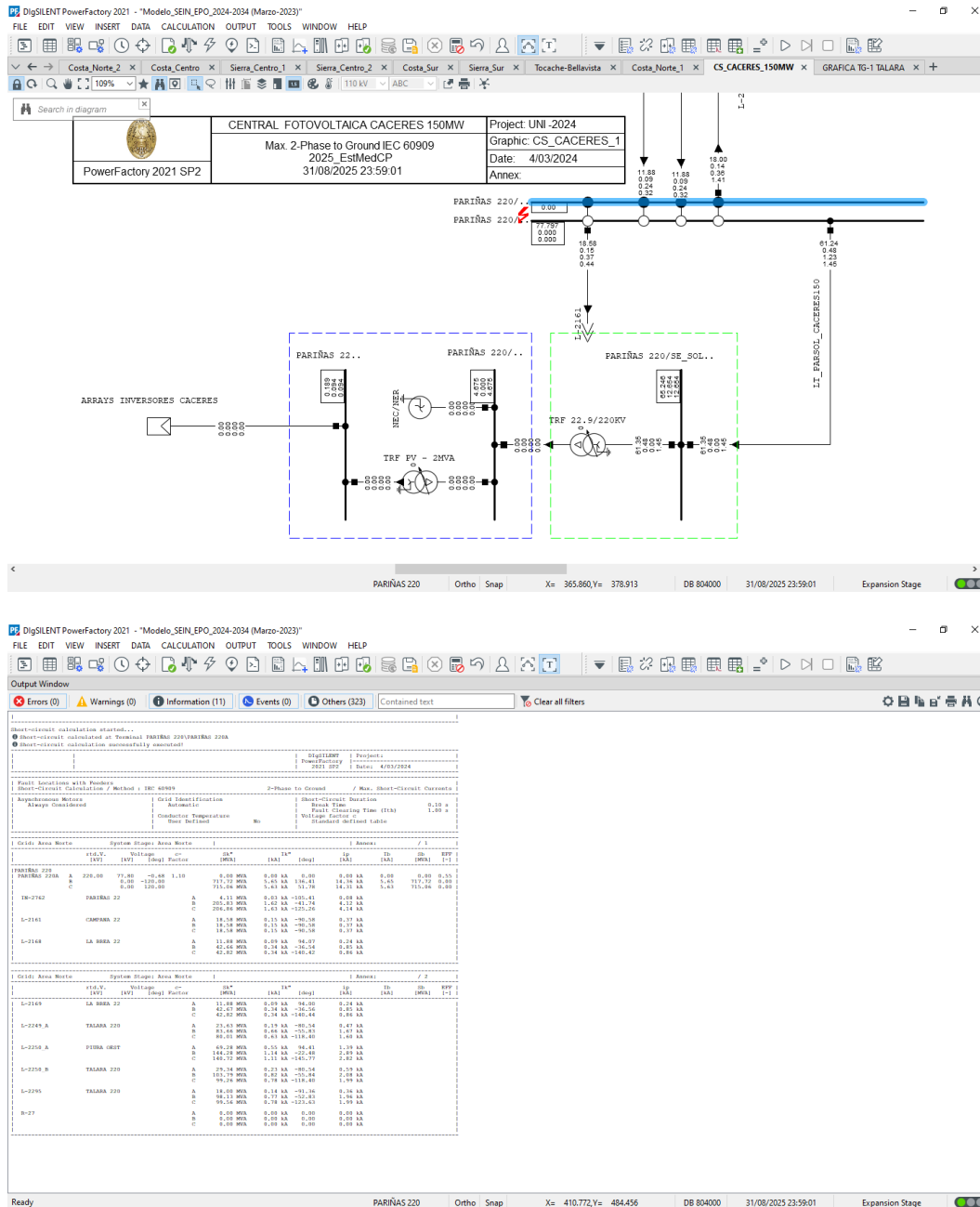


Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito bifásico estiaje medio 2025 con proyecto.

d) Cortocircuito bifásico a tierra en barra PARIÑAS 220A/B

Figura 113:

Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2025_EstMedCP.



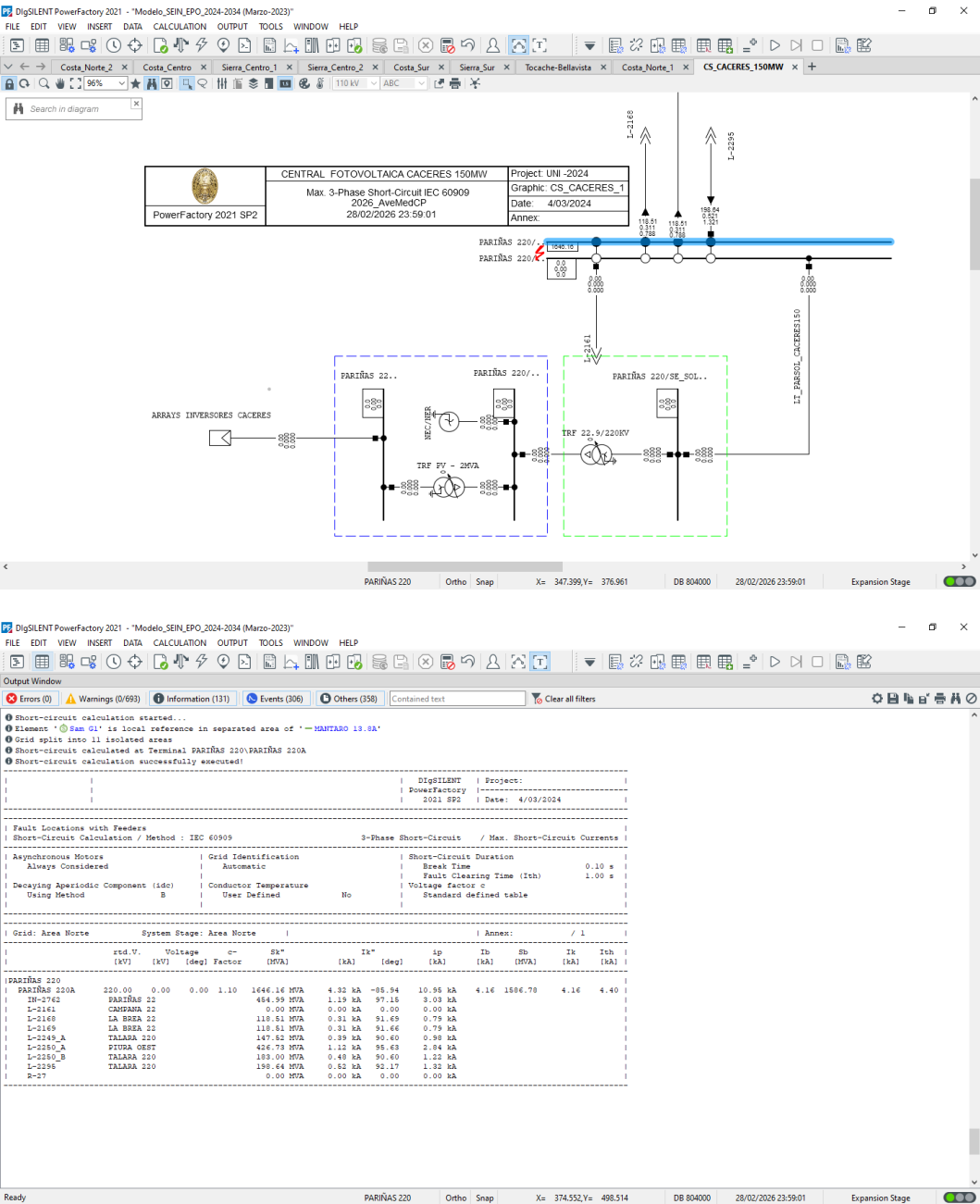
Fuente: Resultado de analisis de cortocircuito bifásico a tierra estiaje medio 2025 con proyecto.

3.6.7.2 Calculo cortocircuito 2026_Avenida Media con Proyecto.

a) Cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 114:

Calculo cortocircuito trifásico 2026_AveMedCP.

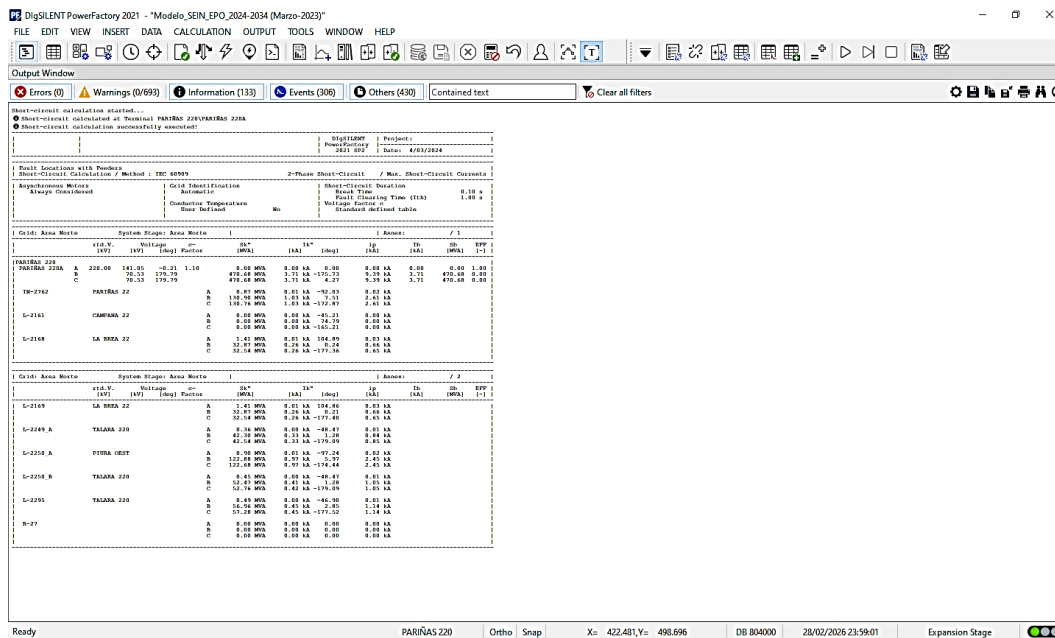
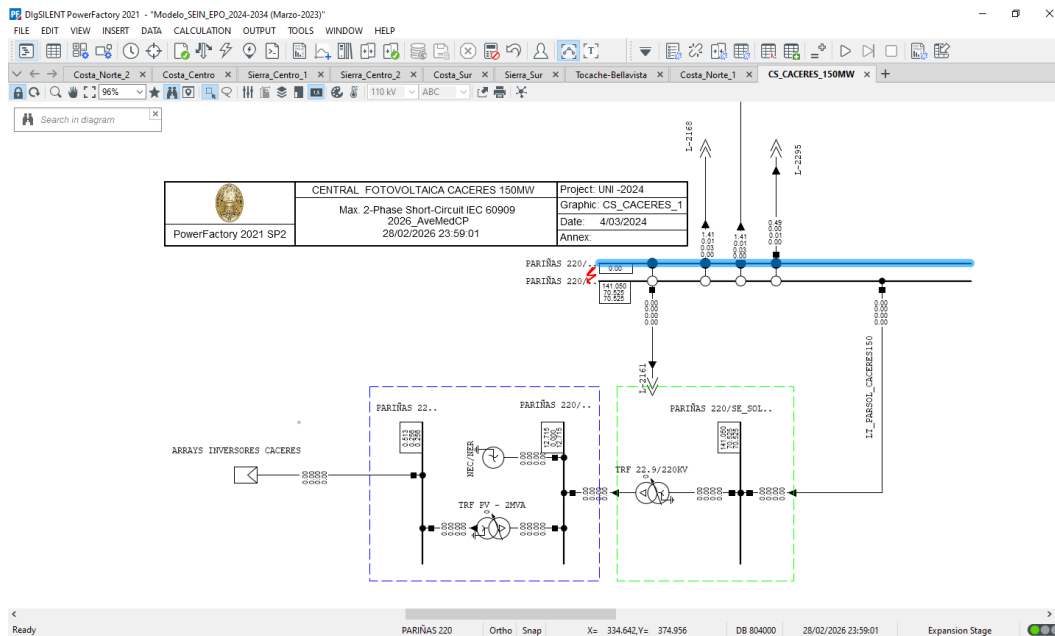


Fuente: -Resultado de análisis de cortocircuito trifásico avenida media 2026 con proyecto.

b) Cortocircuito bifásico en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 115:

Calculo cortocircuito bifásico 2026_AveMedCP.

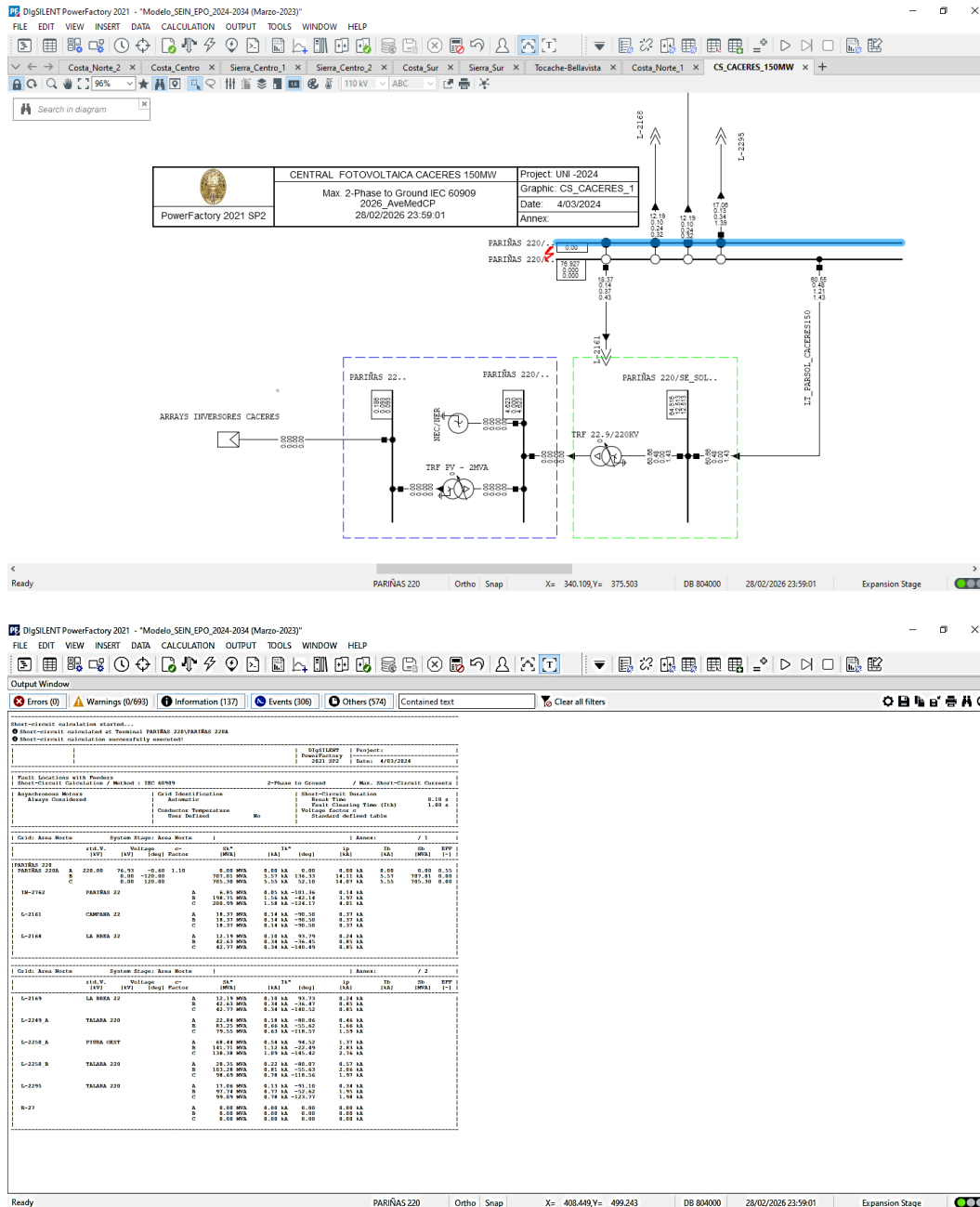


Fuente: Resultado de analisis de cortocircuito bifásico avenida media 2026 con proyecto.

d) Cortocircuito bifásico a tierra en barra PARIÑAS 220A/B

Figura 117:

Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2026_AveMedCP.



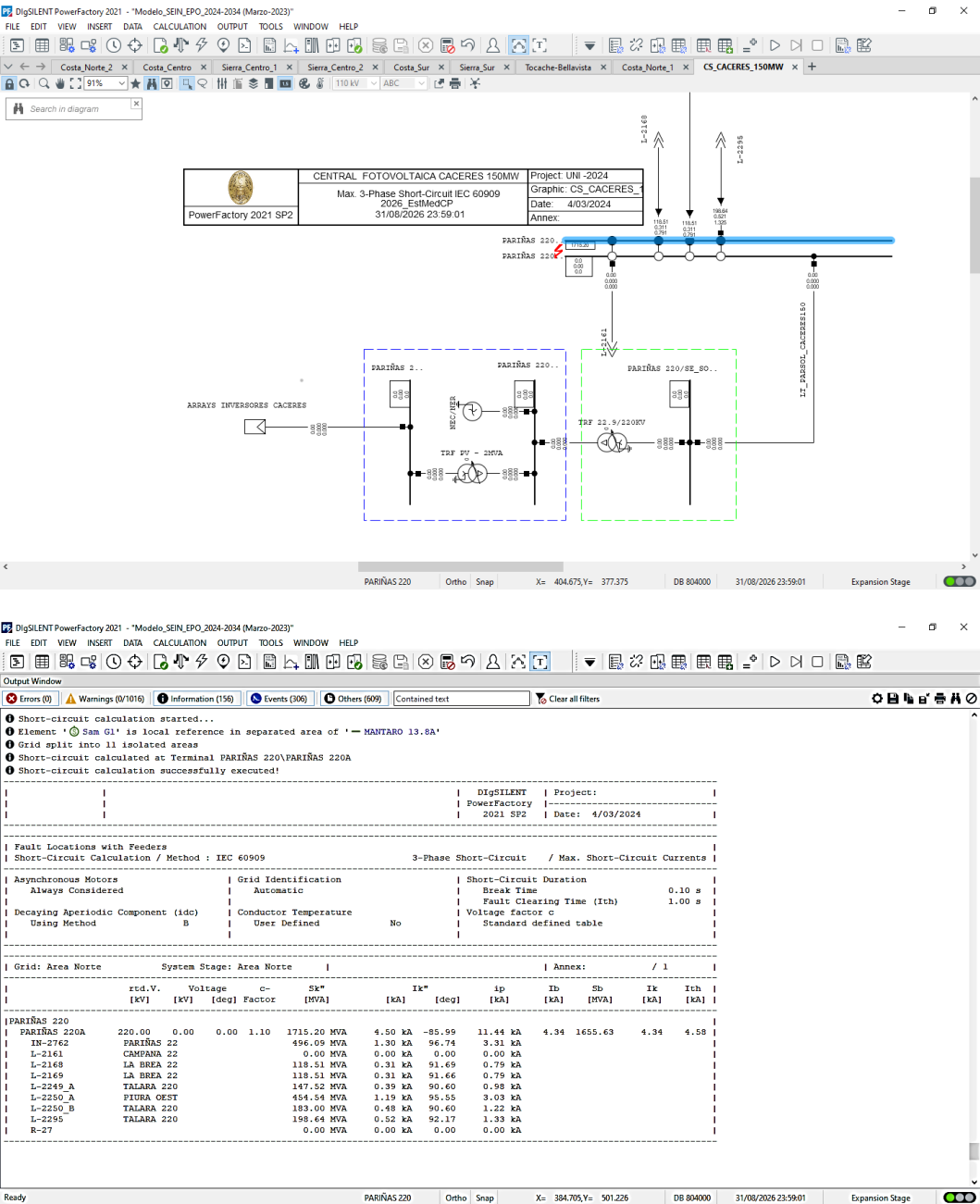
Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito bifásico a tierra avenida media 2026 con proyecto.

3.6.7.3 Calculo cortocircuito 2026_Estiaje Media con Proyecto.

a) Cortocircuito trifásico franco en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 118:

Calculo cortocircuito trifásico 2026_EstMedCP.

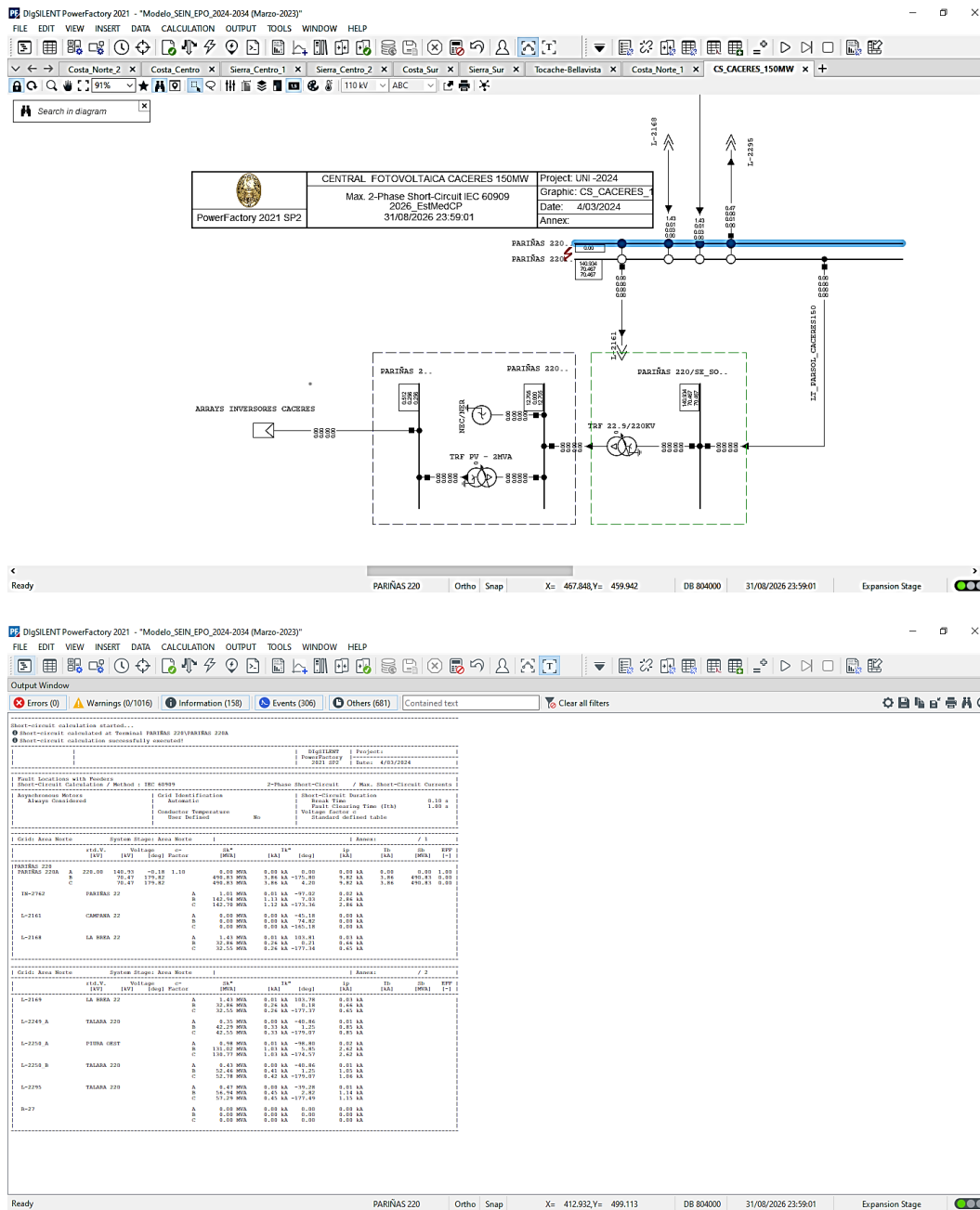


Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito trifásico estiaje medio 2026 con proyecto.

b) Cortocircuito bifásico en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 119:

Calculo cortocircuito bifásico 2026_EstMedCP.

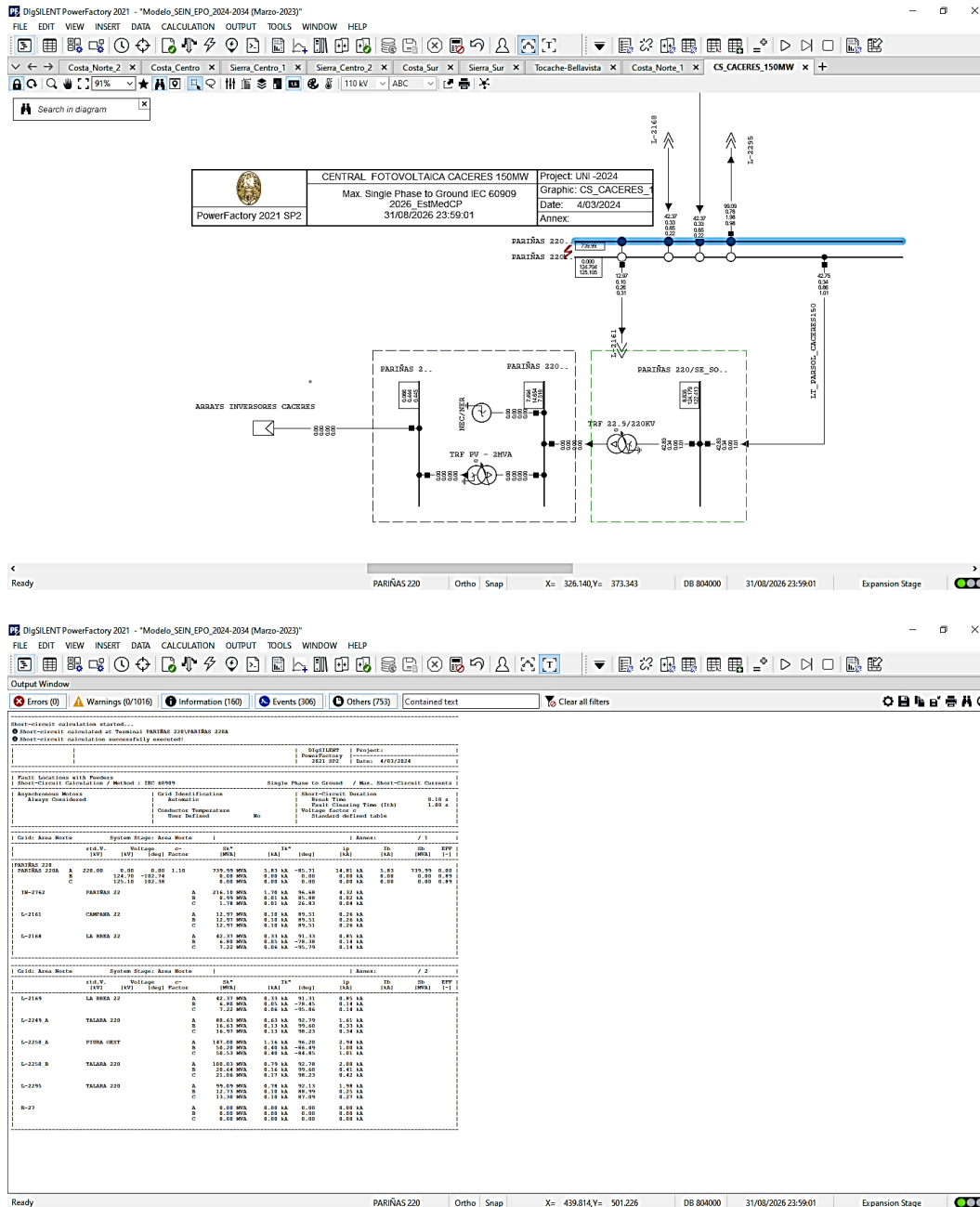


Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito bifásico estiaje media 2026 con proyecto.

c) Cortocircuito fase a tierra en barra PARIÑAS 220A/B

Figura 120:

Calculo cortocircuito monofásico 2026_EstMedCP.

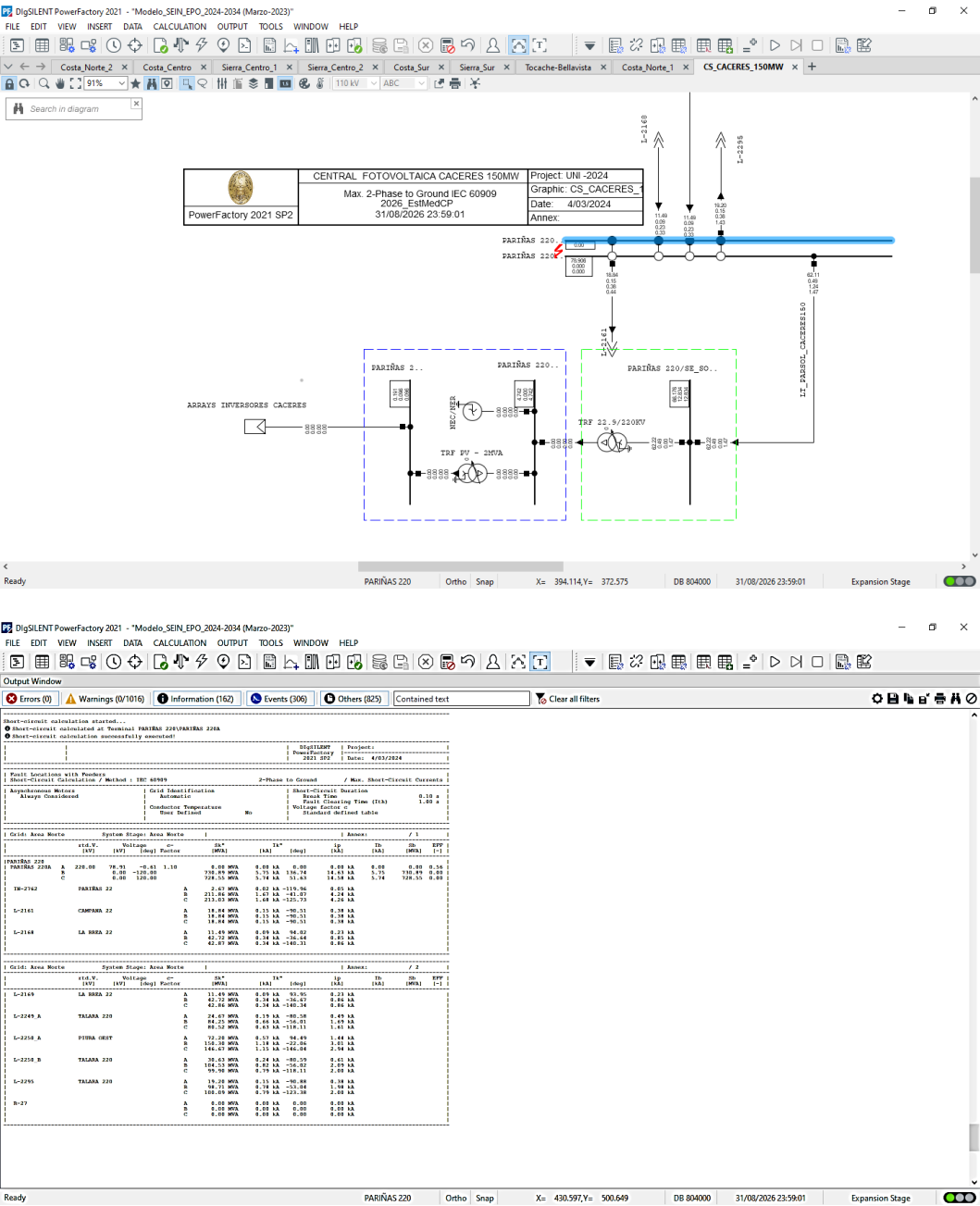


Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito monofásico estiaje media 2026 con proyecto.

d) Cortocircuito bifásico a tierra en barra PARIÑAS 220A/B

Figura 121:

Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2026_EstMedCP.



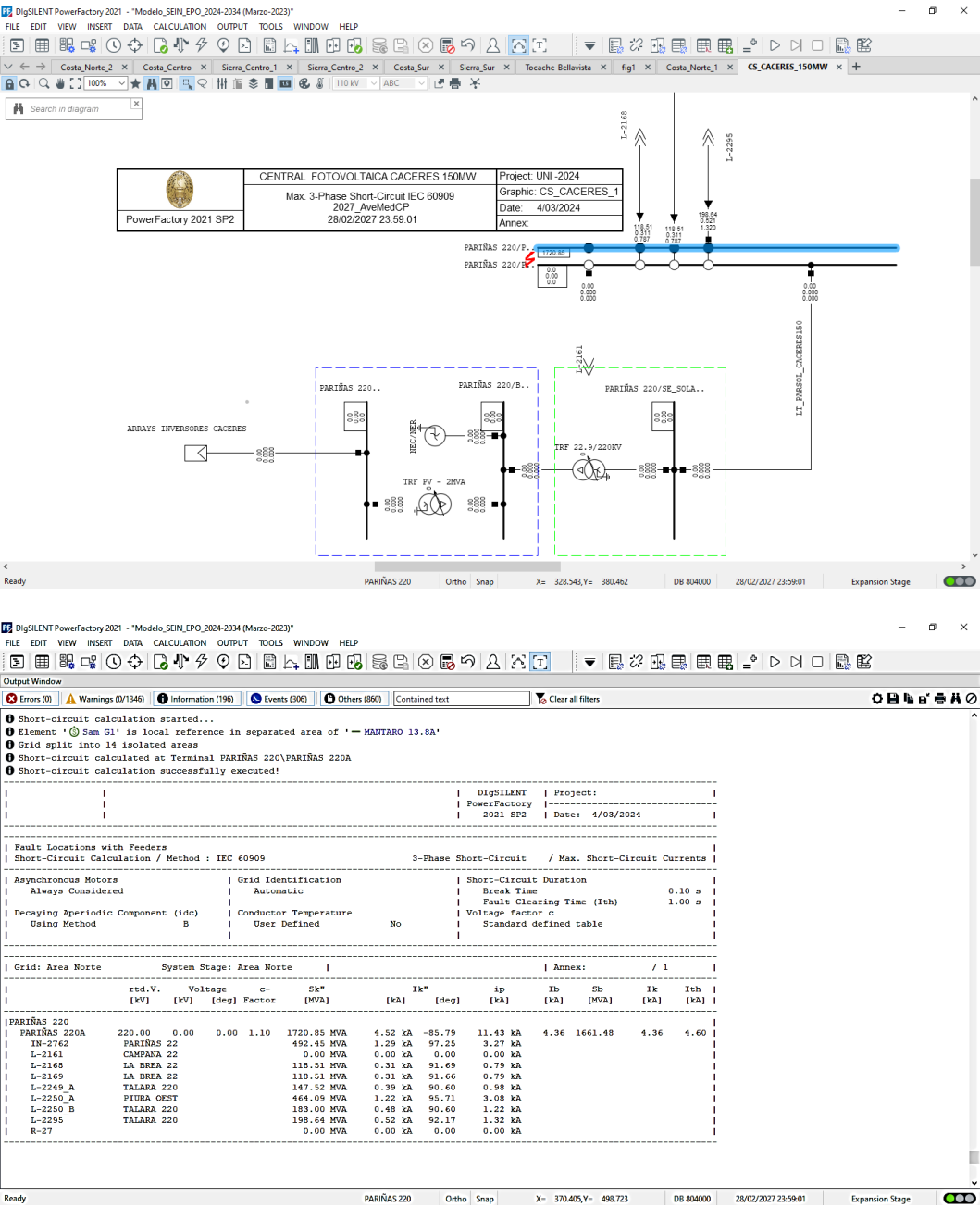
Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito bifásico a tierra estiaje media 2026 con proyecto.

3.6.7.4 Calculo cortocircuito 2027_Avenida Media con Proyecto.

a) Cortocircuito trifásico franco en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 122:

Calculo cortocircuito trifásico 2027_AveMedCP.

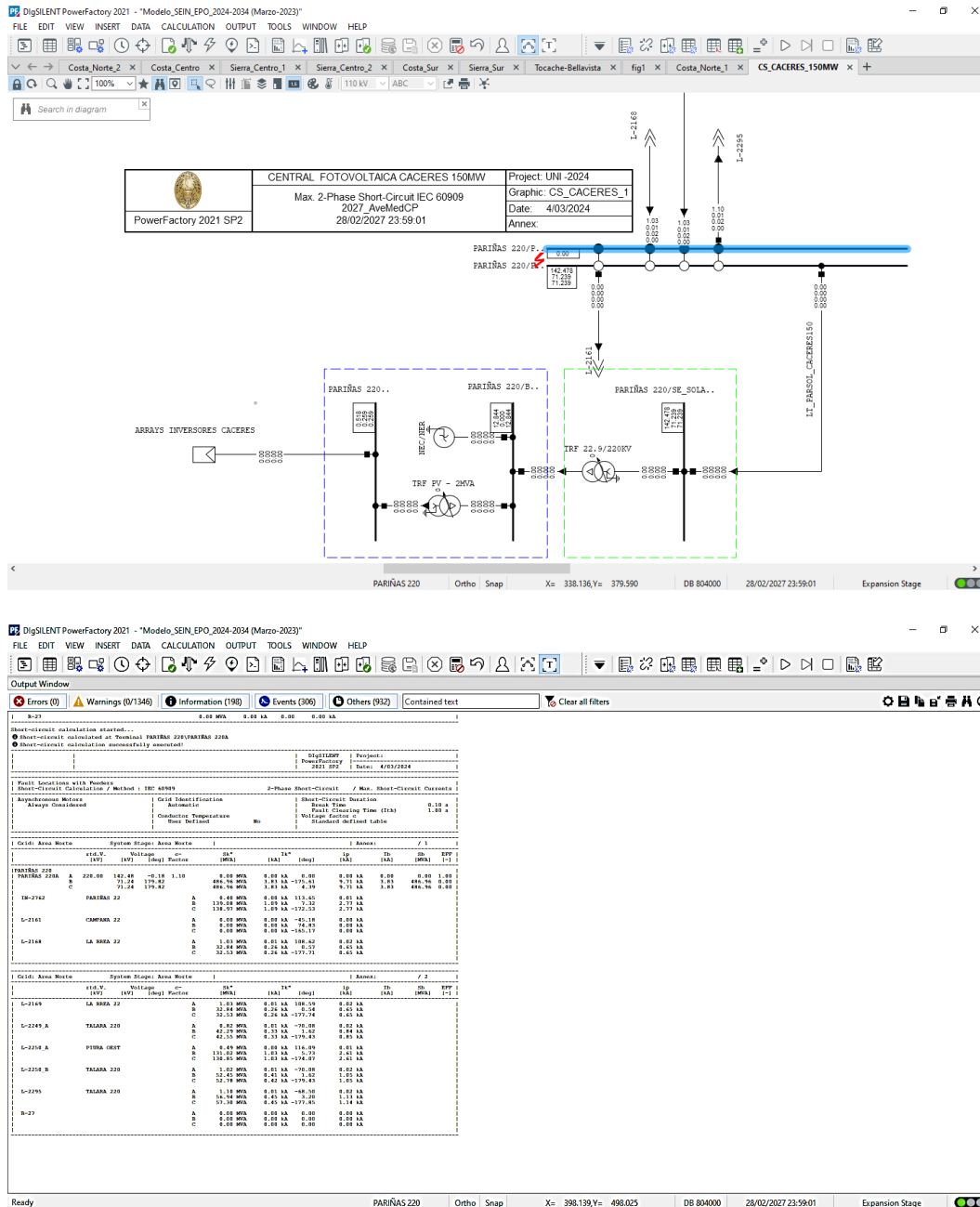


Fuente: Resultado de analisis de cortocircuito trifásico avenida media 2027 con proyecto.

b) Cortocircuito bifásico en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 123:

Calculo cortocircuito bifásico 2027_AveMedCP.

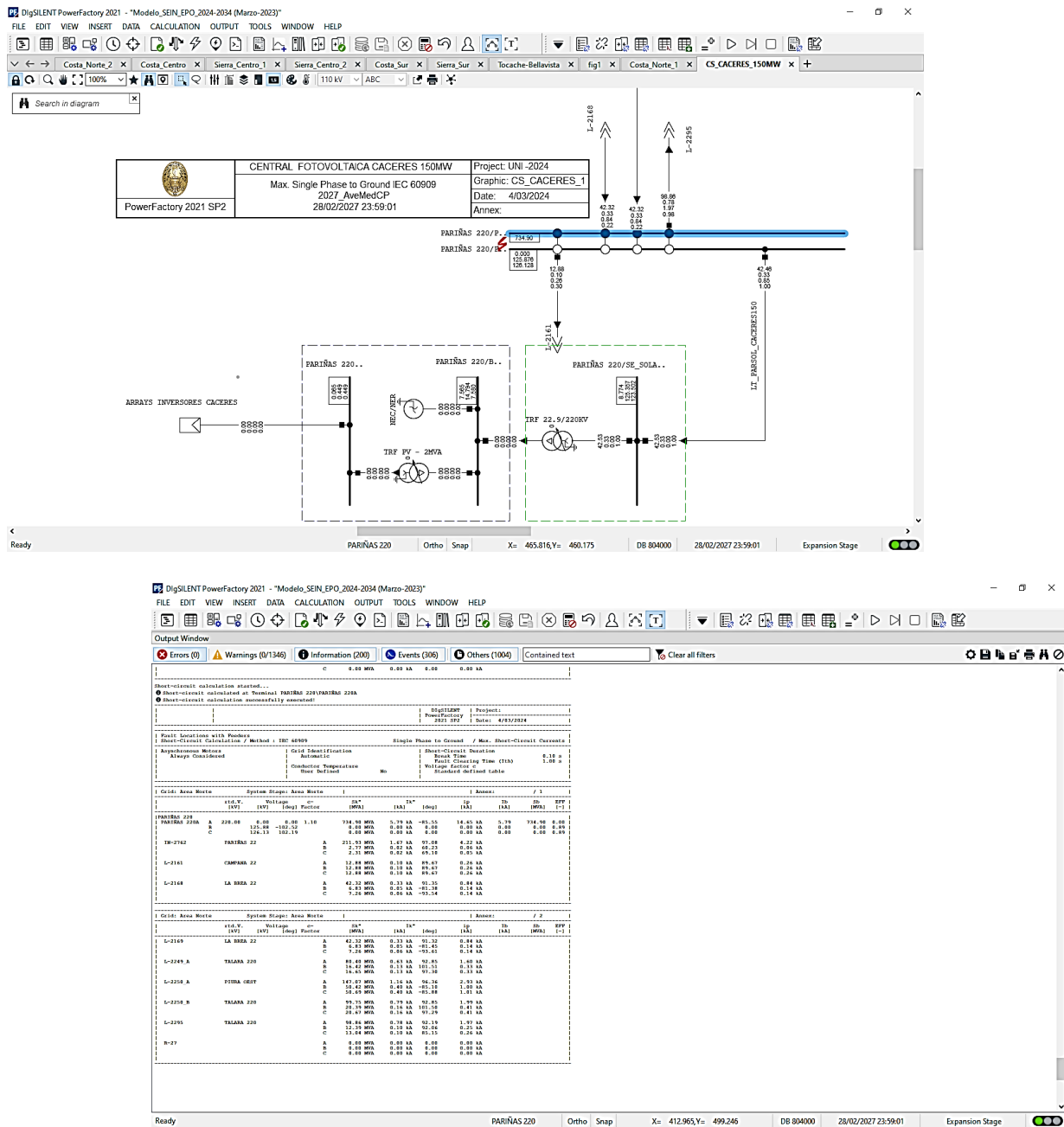


Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito bifásico avenida media 2027 con proyecto.

c) Cortocircuito fase a tierra en barra PARIÑAS 220A/B

Figura 124:

Calculo cortocircuito monofásico 2027_AveMedCP.

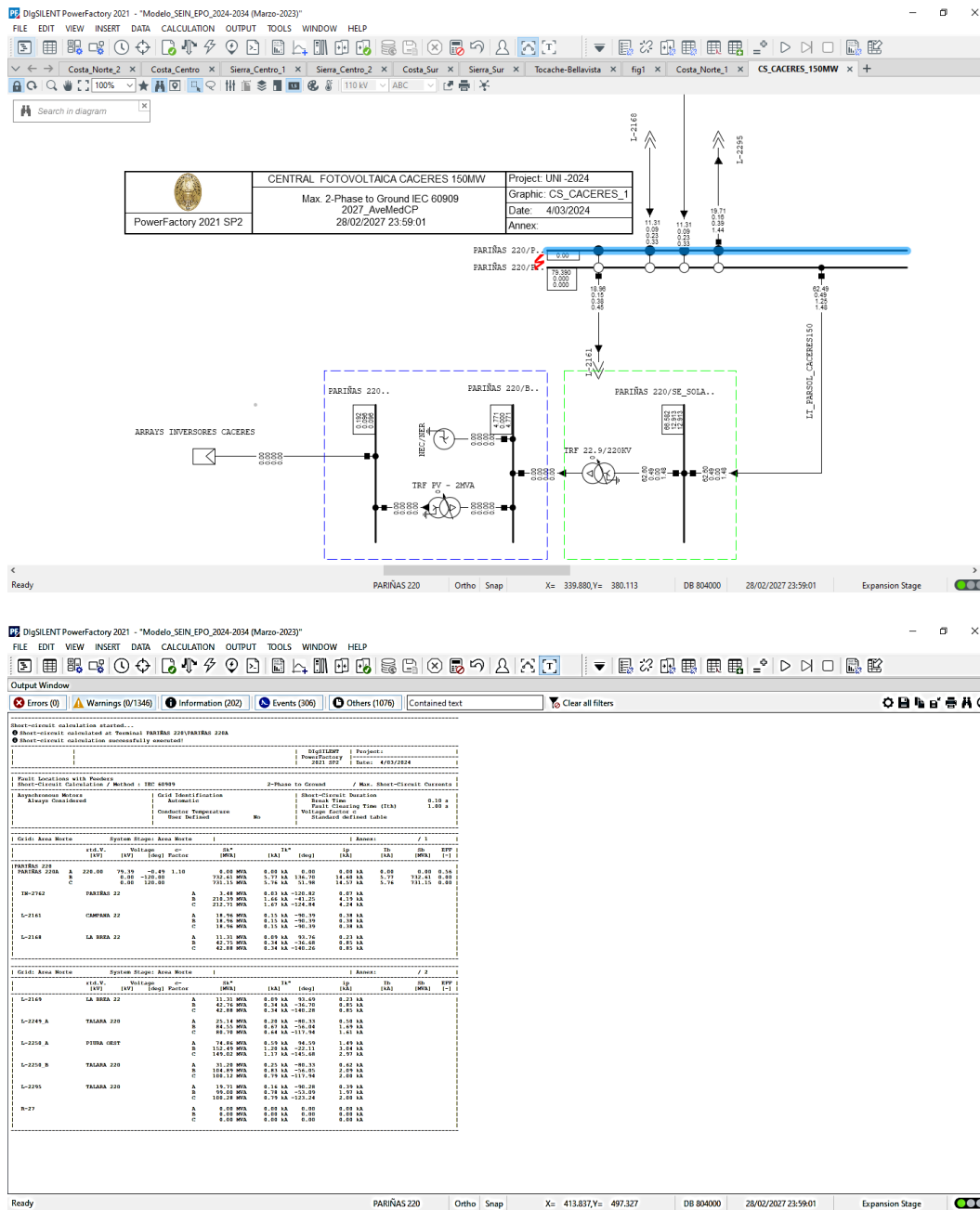


Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito monofásico avenida media 2027 con proyecto.

d) Cortocircuito bifásico a tierra en barra PARIÑAS 220A/B

Figura 125:

Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2027_AveMedCP.



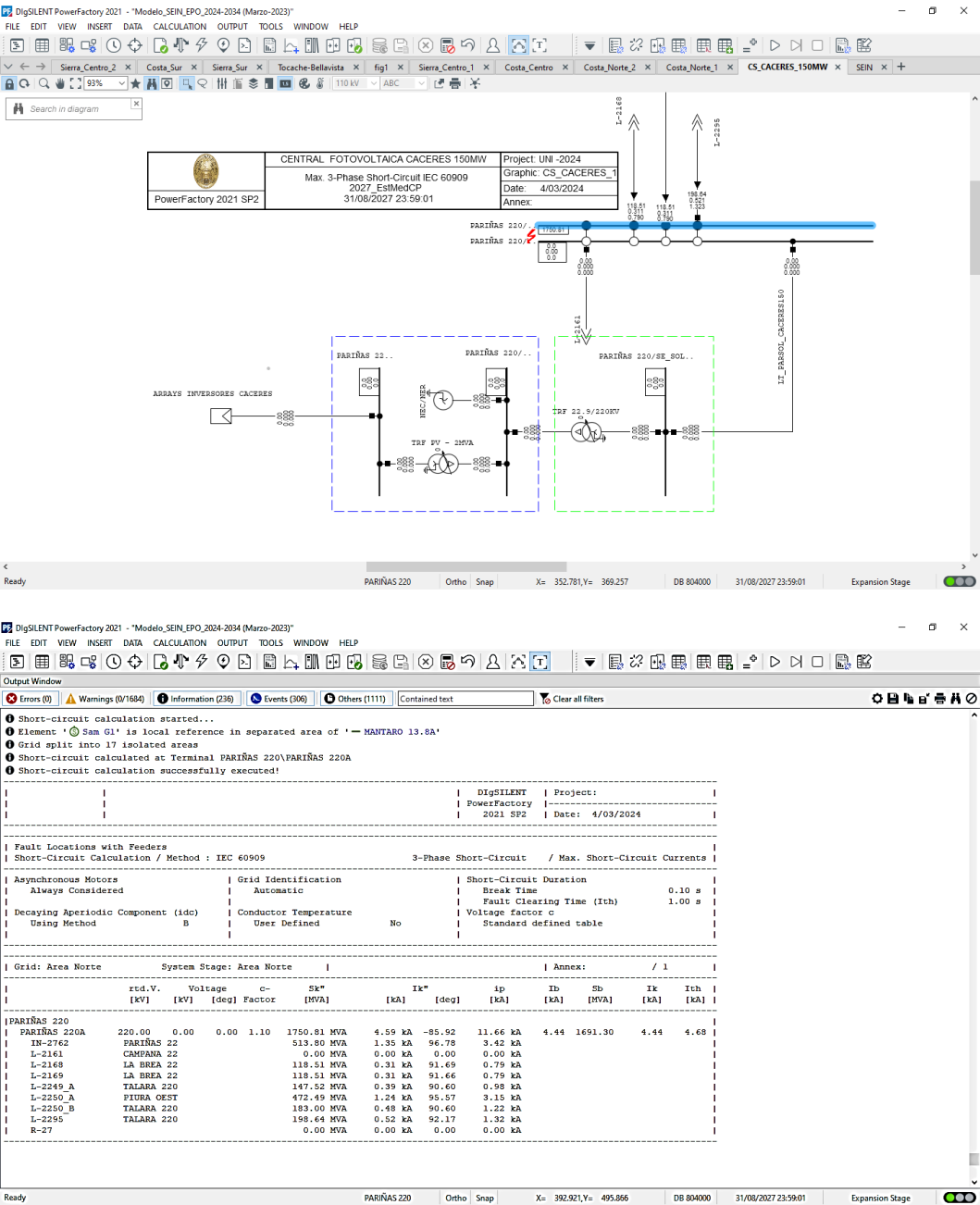
Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito bifásico a tierra avenida media 2027 con proyecto.

3.6.7.5 Calculo cortocircuito 2027_Estiaje Media con Proyecto.

a) Cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 126:

Calculo cortocircuito trifásico 2027_EstMedCP.

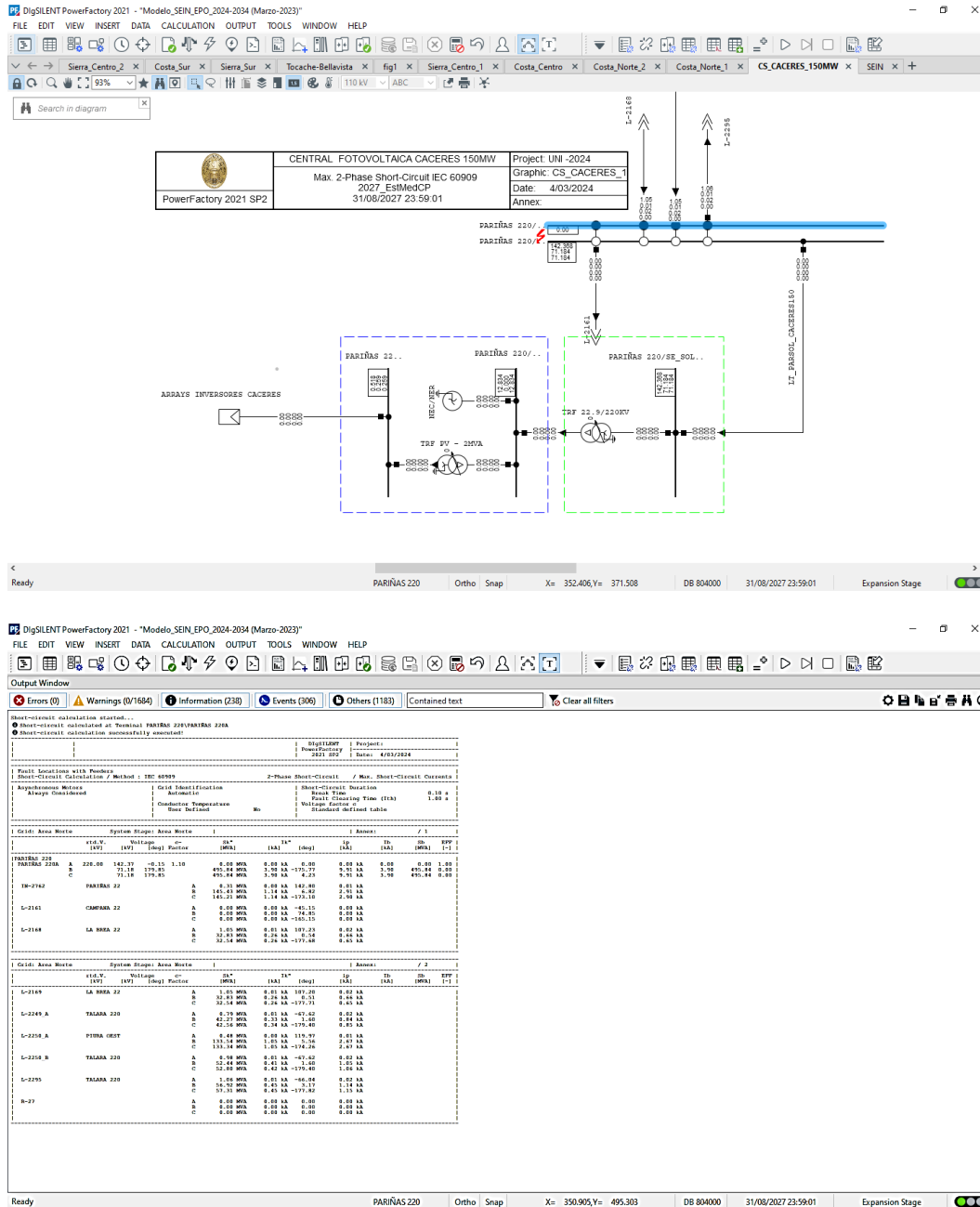


Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito trifásico estiaje medio 2027 con proyecto.

b) Cortocircuito bifásico en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 127:

Calculo cortocircuito bifásico 2027_EstMedCP.



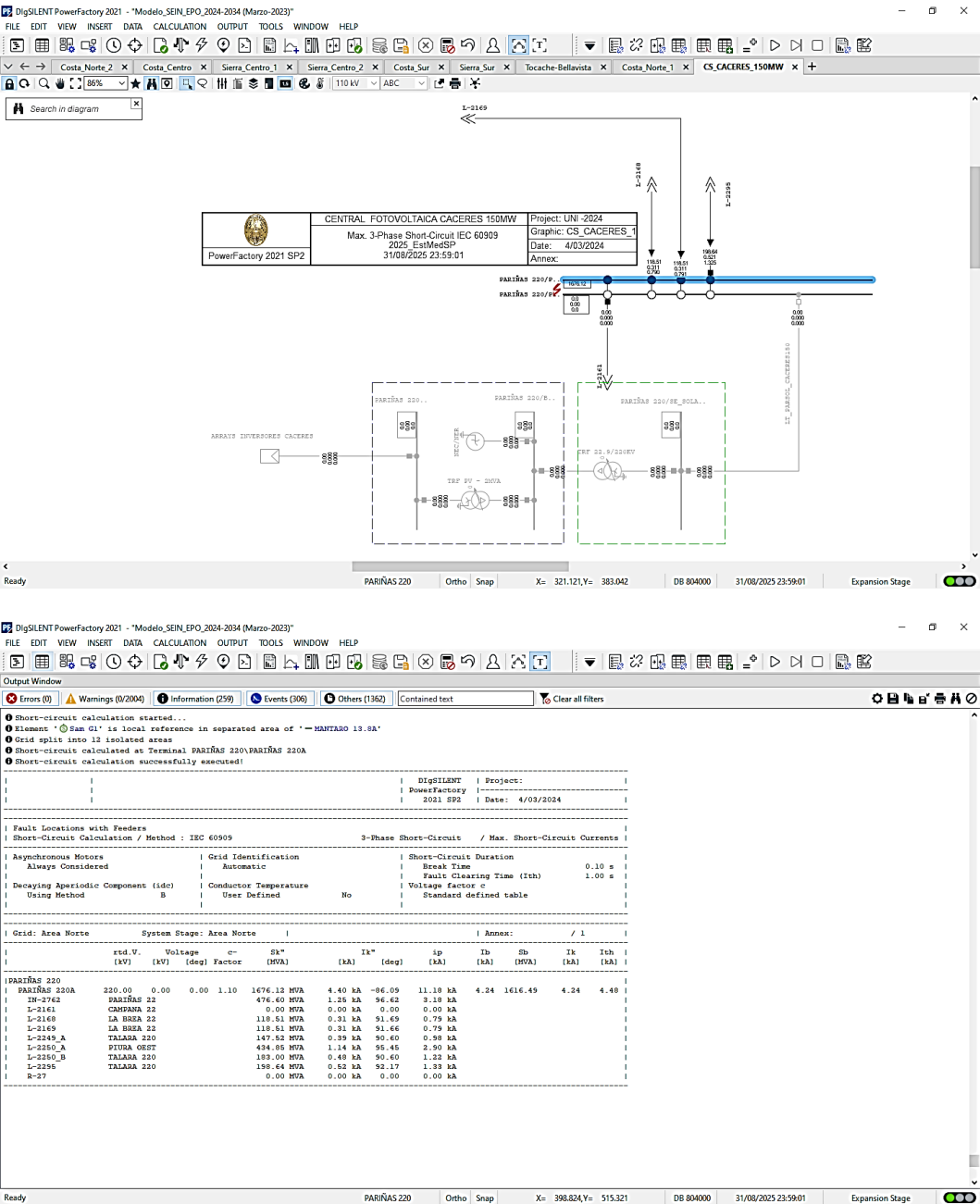
Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito bifásico estiaje medio 2027 con proyecto.

3.6.7.6 Calculo cortocircuito 2025_Estiaje Media sin Proyecto.

a) Cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 130:

Calculo cortocircuito trifásico 2025_EstMedSP.

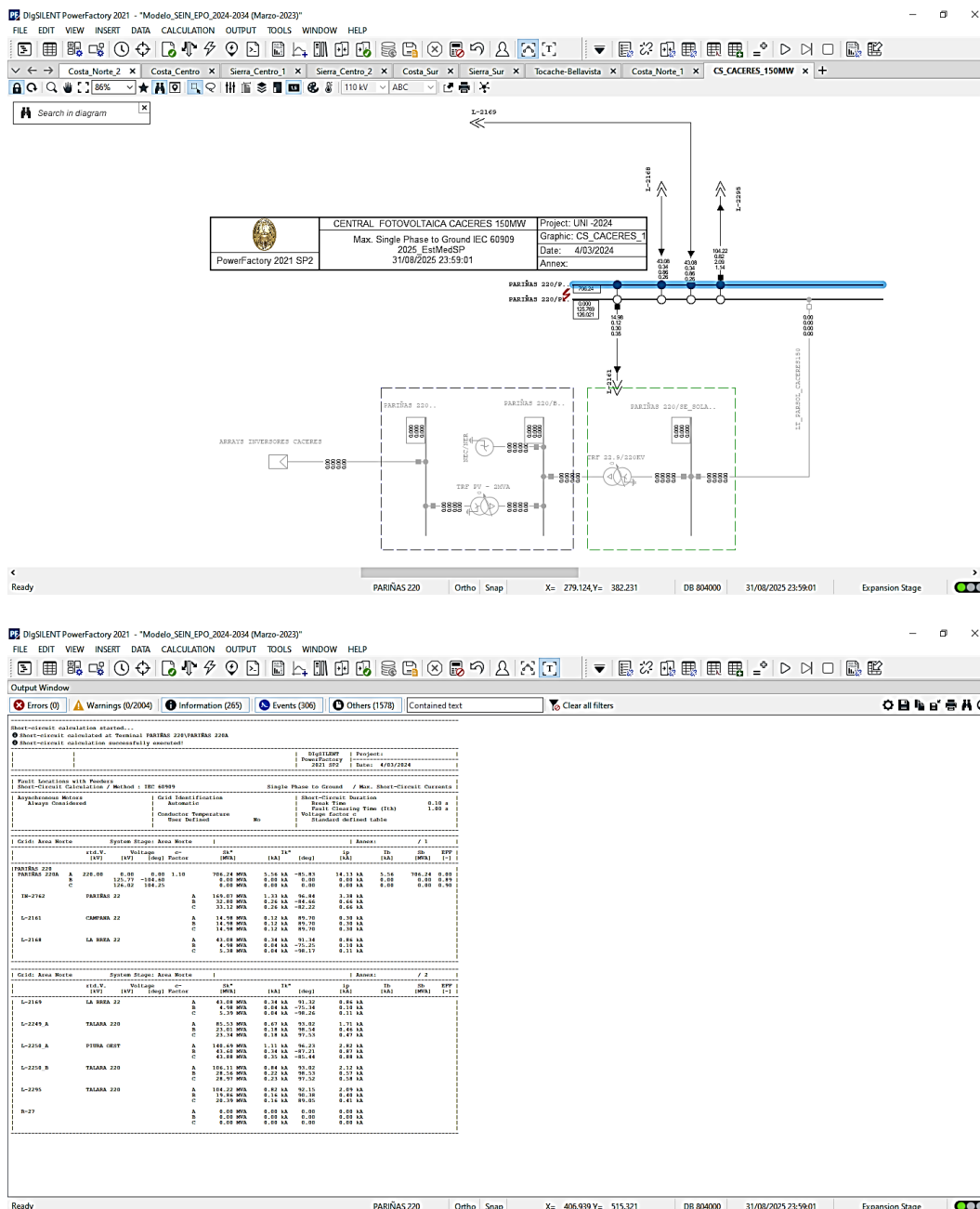


Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito trifásico estiaje medio 2025 sin proyecto.

c) Cortocircuito fase a tierra en barra PARIÑAS 220A/B

Figura 132:

Calculo cortocircuito monofásico 2025 EstMedSP.

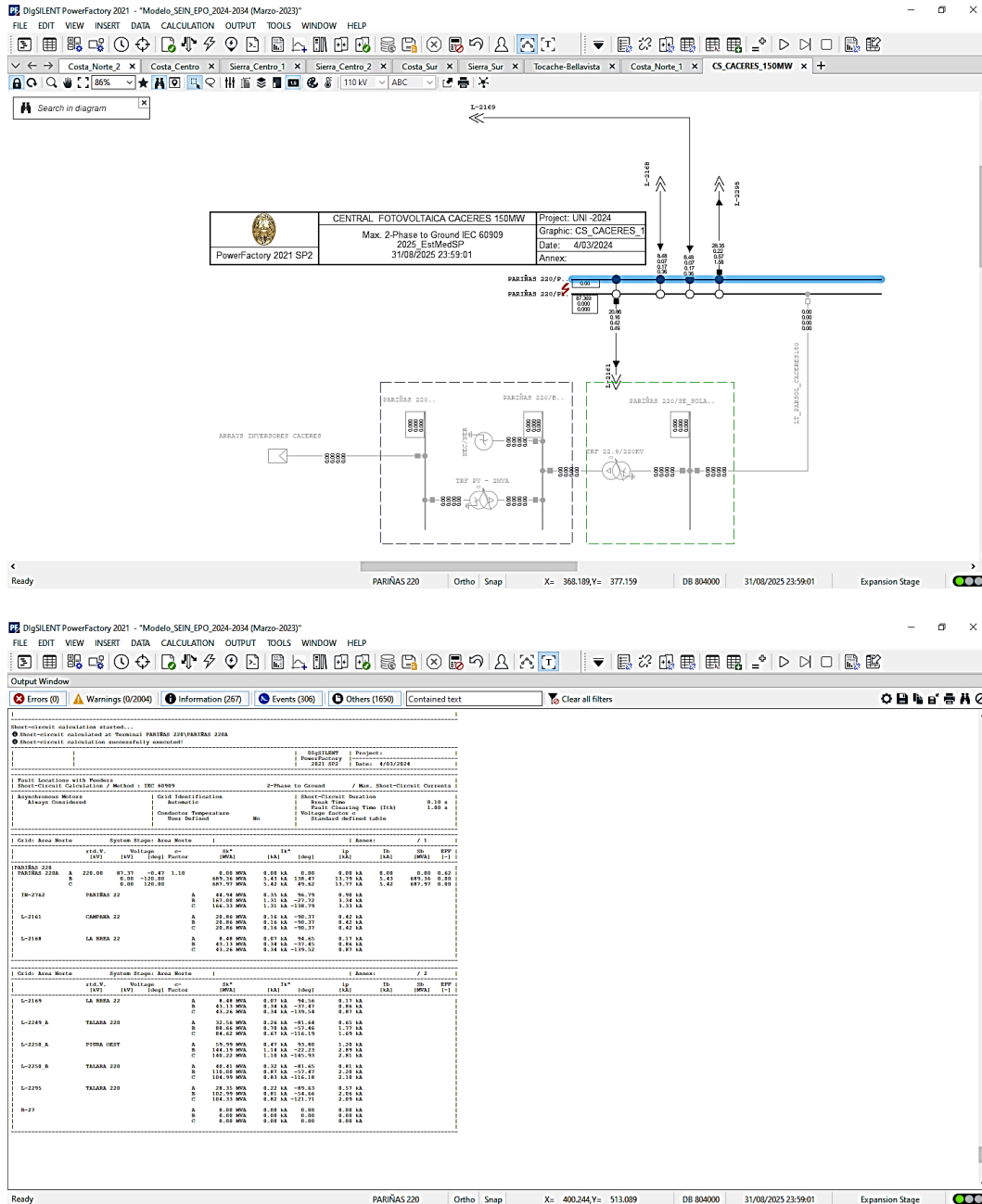


Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito monofásico estiaje medio 2025 sin proyecto.

d) Cortocircuito bifásico a tierra en barra PARIÑAS 220A/B

Figura 133:

Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2025_EstMedSP.



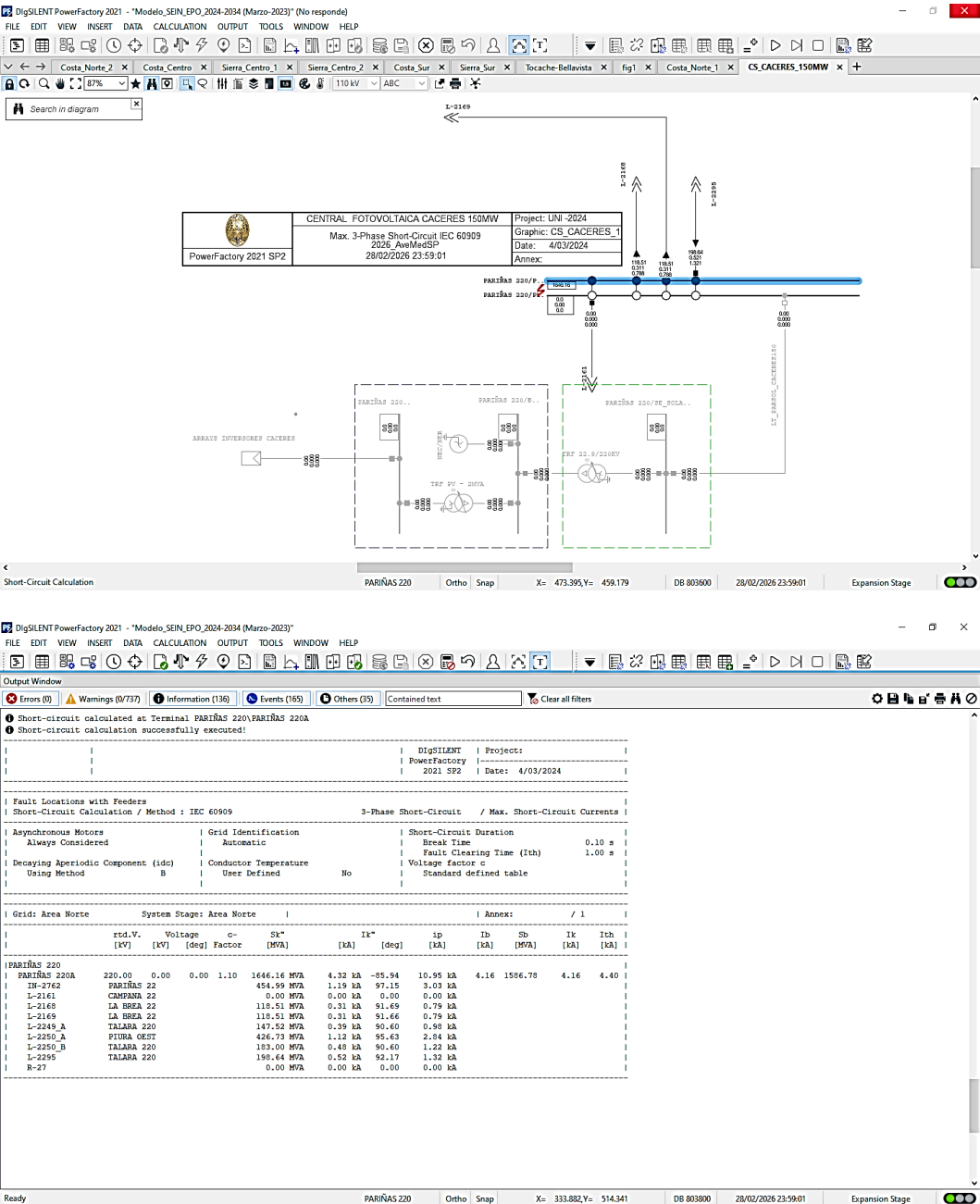
Fuente: Resultado de analisis de cortocircuito bifásico a tierra estiaje media 2025 sin proyecto.

3.6.7.7 Calculo cortocircuito 2026_Avenida Media sin Proyecto.

a) Cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 134:

Calculo cortocircuito trifásico 2026_AveMedSP.

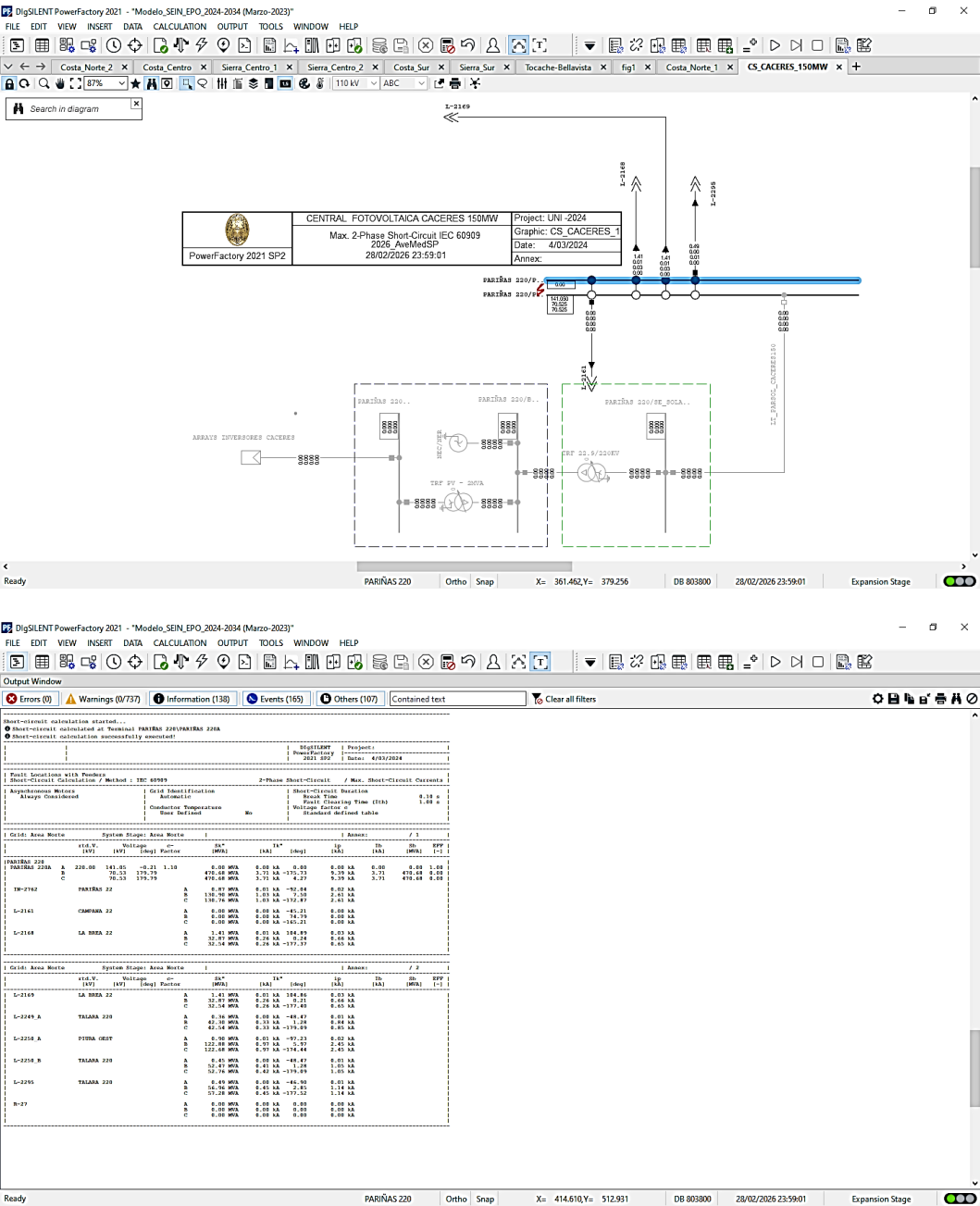


Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito trifásico avenida media 2026 sin proyecto.

b) Cortocircuito bifásico en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 135:

Calculo cortocircuito bifásico 2026_AveMedSP.

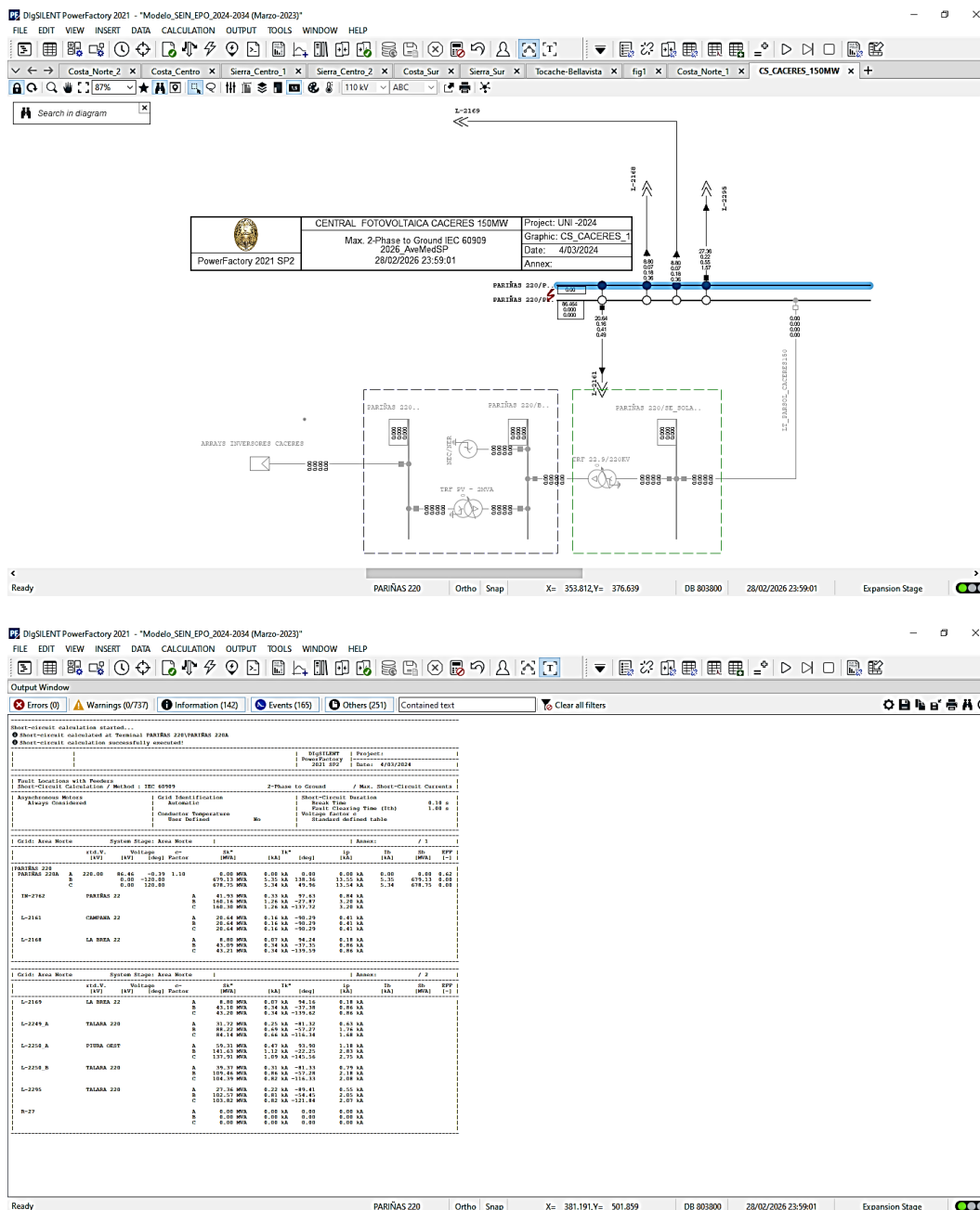


Fuente: Resultado de analisis de cortocircuito bifásico avenida media 2026 sin proyecto.

d) Cortocircuito bifásico a tierra en barra PARIÑAS 220A/B

Figura 137:

Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2026 AveMedSP.



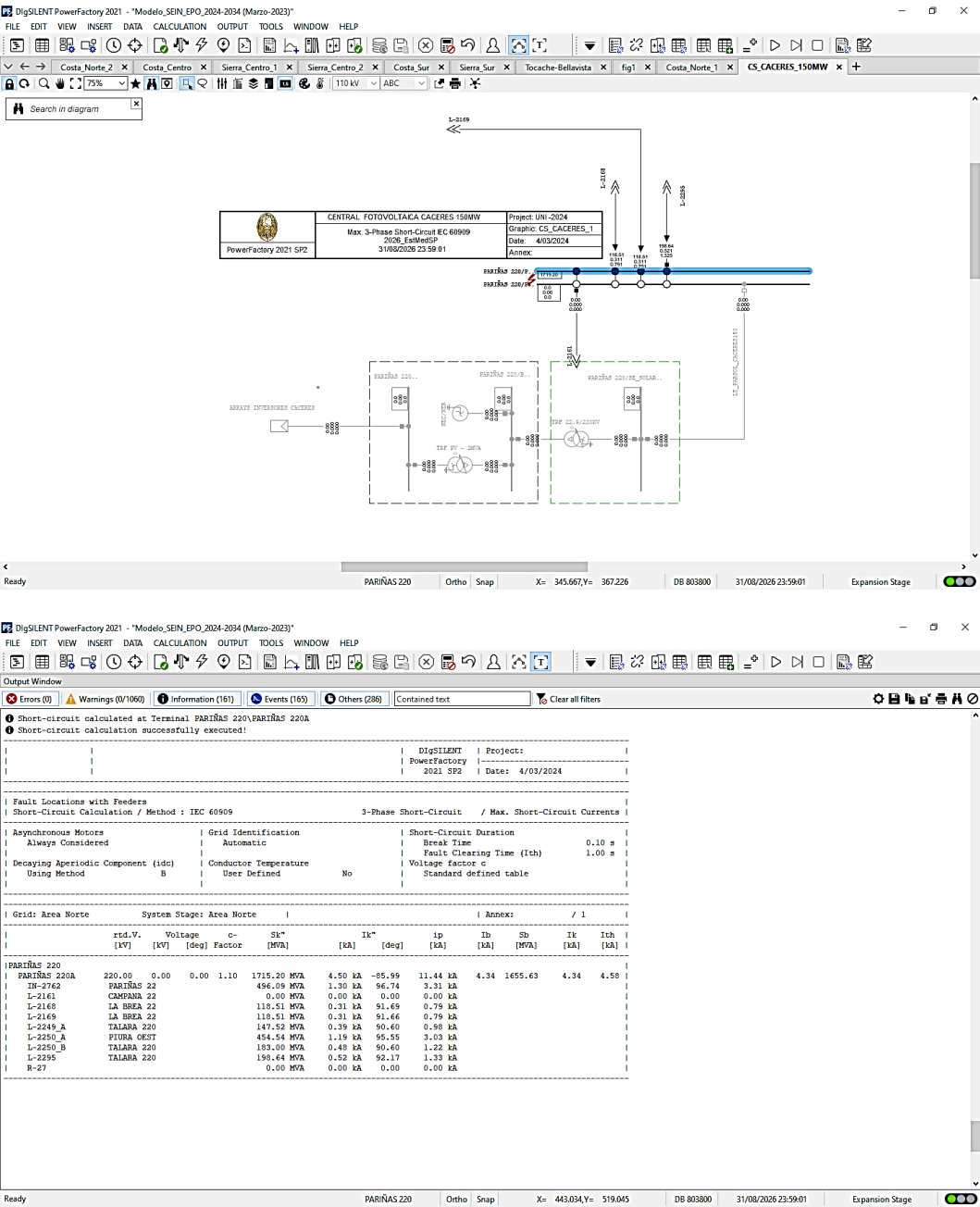
Fuente: Resultado de analisis de cortocircuito bifásico a tierra avenida media 2026 sin proyecto.

3.6.7.8 Calculo cortocircuito 2026_Estiaje Media sin Proyecto.

a) Cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 138:

Calculo cortocircuito trifásico 2026_EstMedSP.

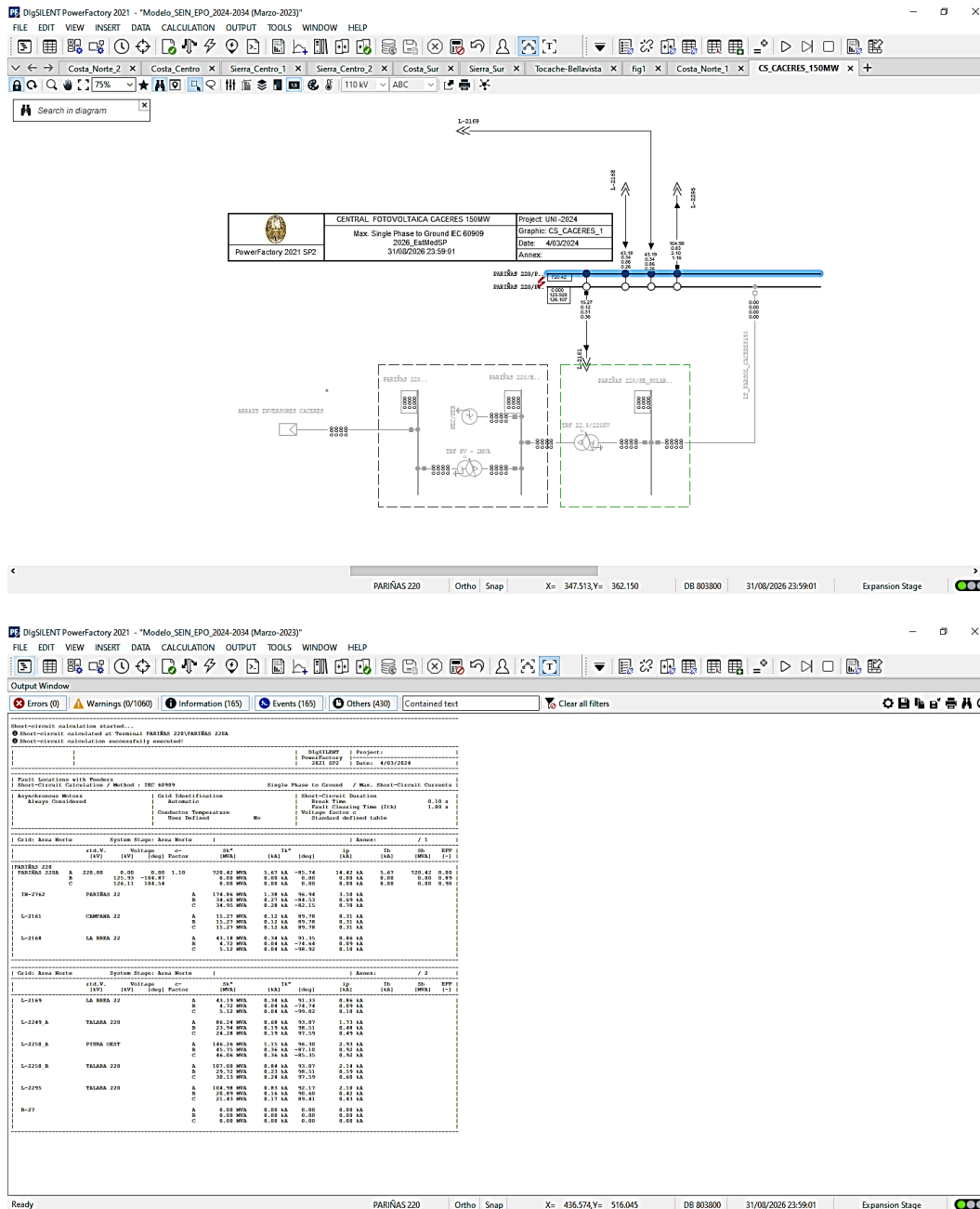


Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito trifásico estiaje medio 2026 sin proyecto.

c) Cortocircuito fase a tierra en barra PARIÑAS 220A/B

Figura 140:

Calculo cortocircuito monofásico 2026_EstMedSP.

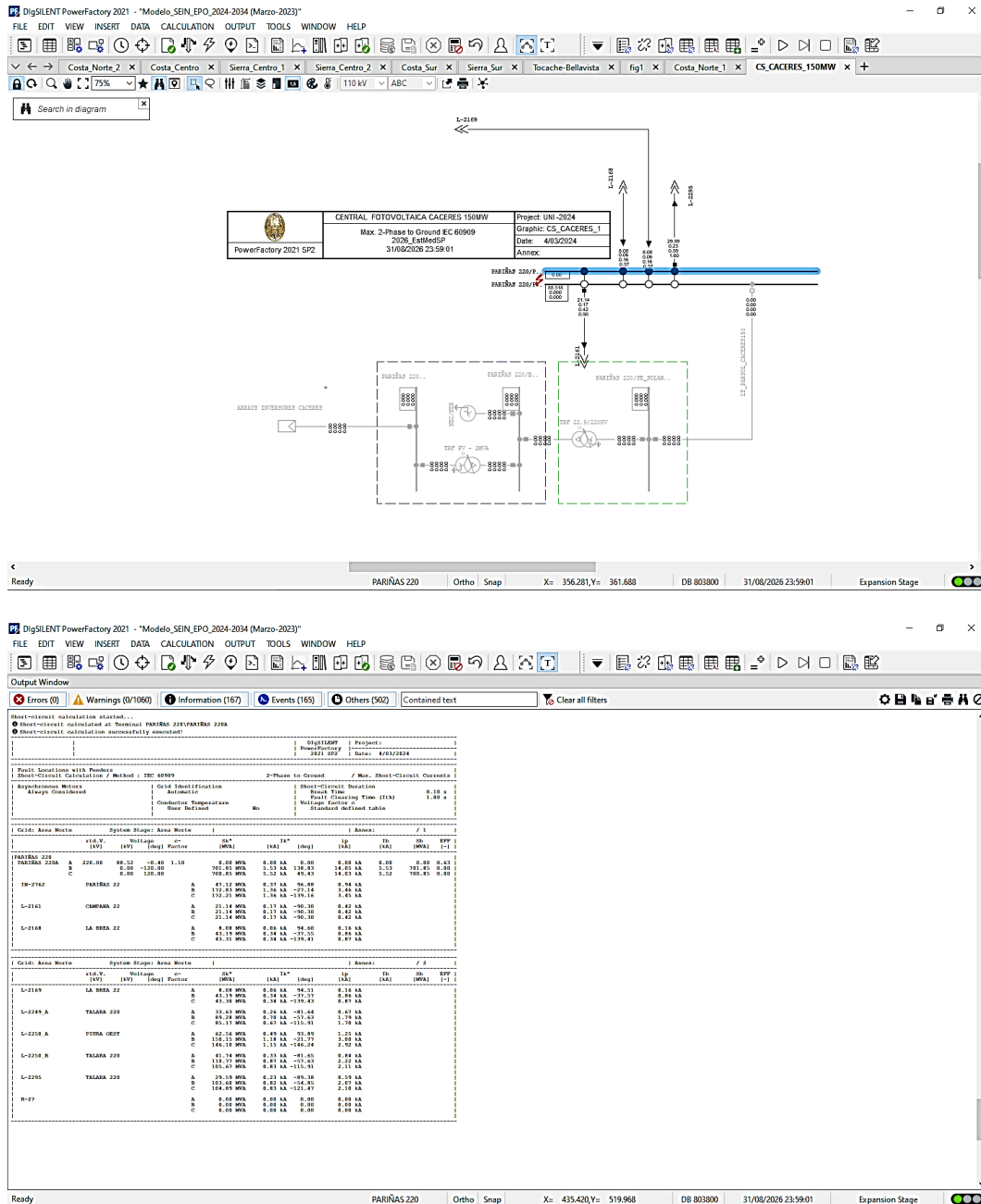


Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito monofásico estiaje medio 2026 sin proyecto.

d) Cortocircuito bifásico a tierra en barra PARIÑAS 220A/B

Figura 141:

Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2026_EstMedSP.



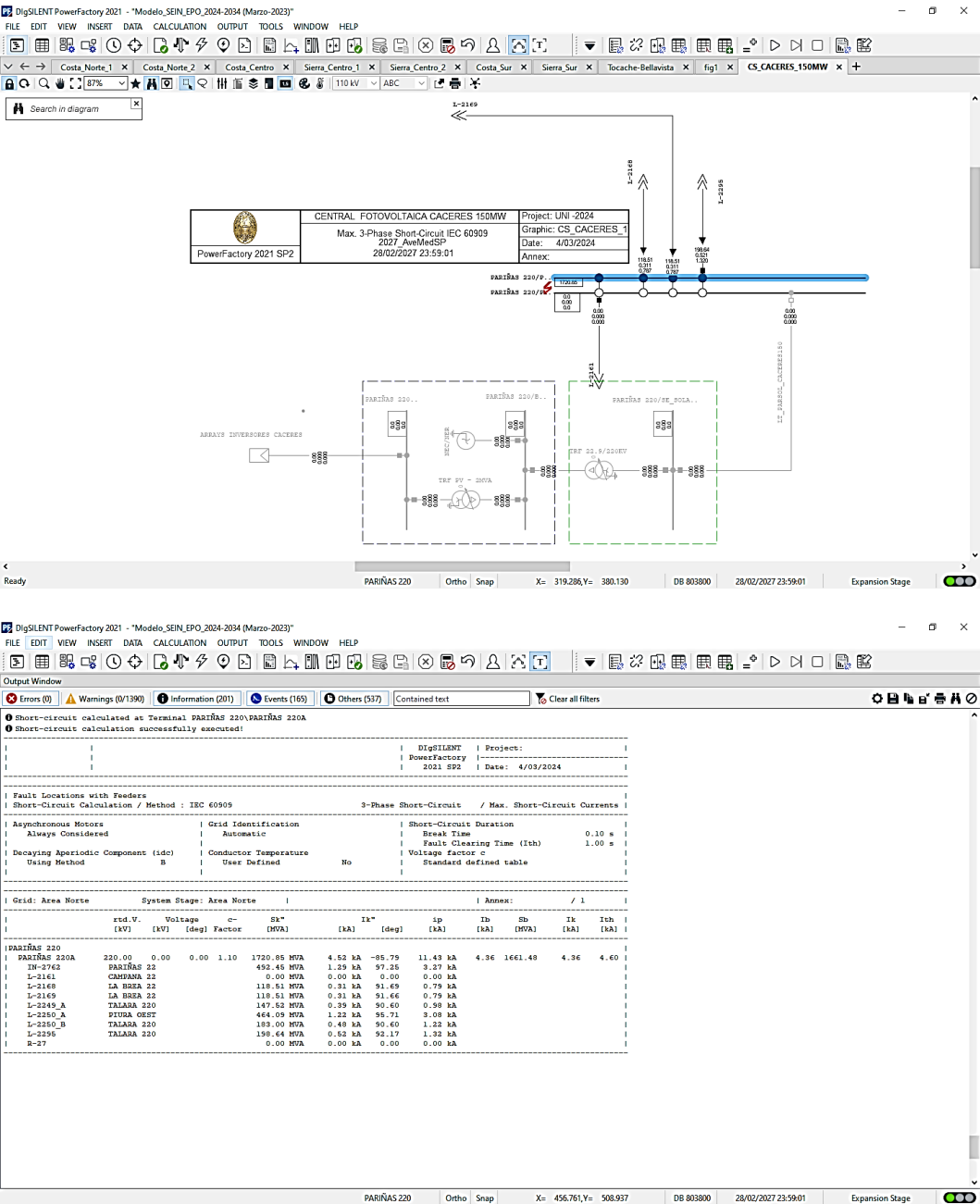
Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito bifásico a tierra estiaje media 2026 sin proyecto.

3.6.7.9 Calculo cortocircuito 2027_Avenida Media sin Proyecto.

a) Cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 142:

Calculo cortocircuito trifásico 2027_AveMedSP.



Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito trifásico avenida media 2027 sin proyecto.

Figura 143:

DigiSLint PowerFactory Data - "Modelo_SEIN_EPO_2024-2024 (Marzo-2023)"

FILE EDIT VIEW INSERT DATA CALCULATION OUTPUT TOOLS WINDOW HELP

Output Window

Error (0) Warnings (0/1390) Information (203) Others (609) Contained text Clear all filters

```
Short-circuit calculation started...
Short-circuit calculated at Terminal PARIÑAS 22(PARIÑAS 22S)
Short-circuit calculation successfully executed!
```

	NightStart	Project:
	PowerFactory	
	2021	Date: 4/23/2024

Fault Location with Ponder		Method : IEC-60909		2-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents	
Short-Circuit Calculation / Method :		I _k	I _p	I _k	I _p
Asynchronous Motors		[kA]	[kA]	[kA]	[kA]
Always Considered		Automatic	Break Time	0.18 s	
		Contingency Negotation	Fault Clearing Time (t _{cl})	2.08 s	
		Base Defined	Standard Defined Table		

Grid: Area-Weste		System Stage: Area-Weste		I		I Asymet.		I / S	
Volt-V	[V]	[MW]	Puffer	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	MVA	EPF
				[MVA]	[kA]	[kA]	[kA]		[%]
PARIÑAS 22S	A	220.00	161.45	0.10	1.00	0.00 MW	0.00 kA	0.00	0.00 1.00
B	220.00	179.42				486.76 MW	3.83 kA	-173.41	9.71 kA 3.83
C	220.00	159.82				486.76 MW	3.83 kA	4.79	9.71 kA 3.83
TM-2762	PARIÑAS 22	A	0.48 MW	0.00 kA	133.45	0.01 kA			
B	130.00 MW	1.09 kA	7.32	-7.79	kA				
C	138.79 MW	1.09 kA	-172.33	2.77	kA				
L-2161	CAMARSA 22	A	0.00 MW	0.00 kA	45.18	0.00 kA			
B	0.00 MW	0.00 kA	74.43	0.00 kA					
C	0.00 MW	0.00 kA	-141.17	0.00 kA					
L-2168	LA BREA 22	A	1.03 MW	0.01 kA	188.42	0.02 kA			
B	32.84 MW	0.26 kA	0.22	0.45	kA				
C	32.53 MW	0.26 kA	-177.71	0.45	kA				

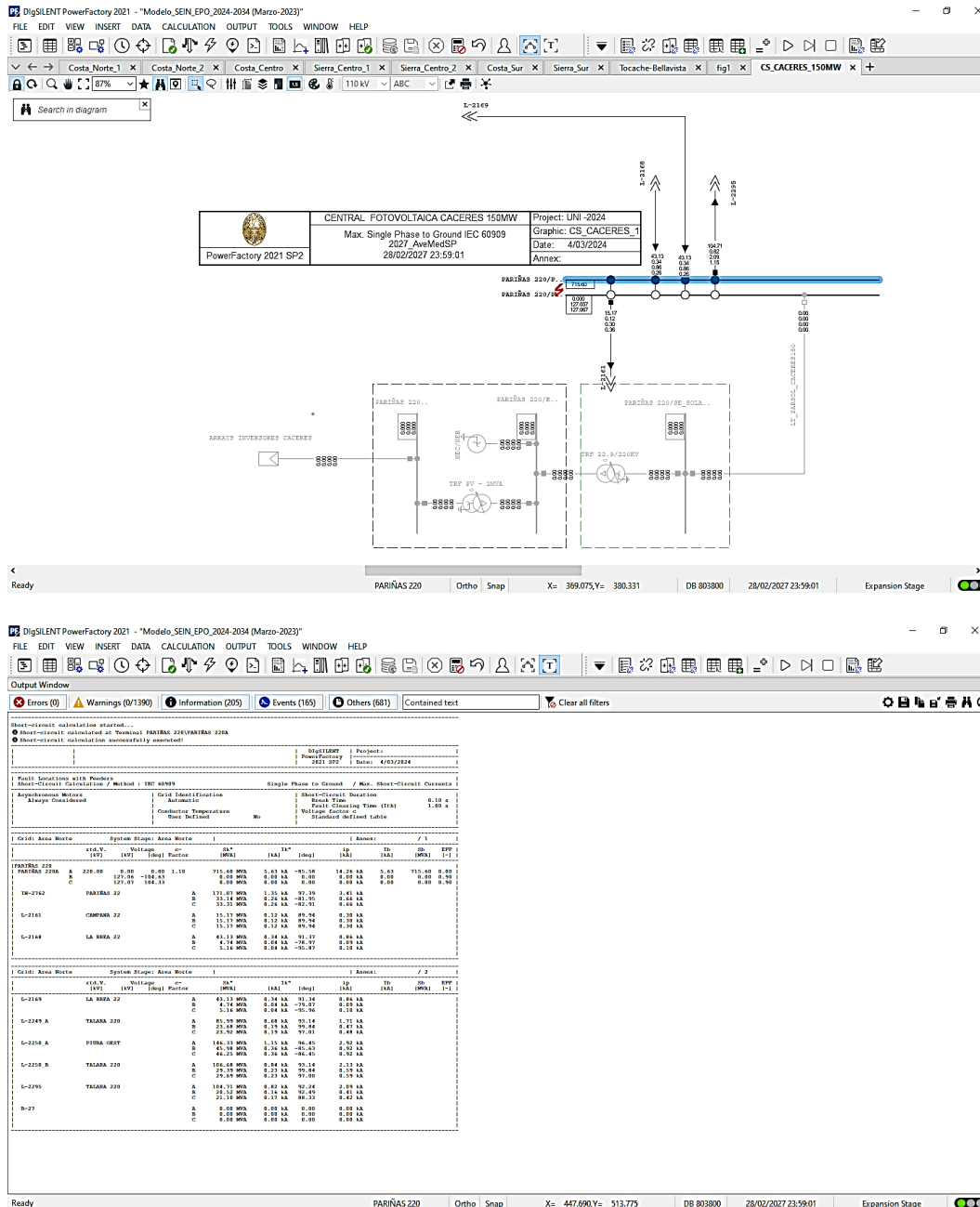
Grid: Area-Weste		System Stage: Area-Weste		I		I Asymet.		I / S	
Volt-V	[V]	[MW]	Puffer	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	MVA	EPF
				[MVA]	[kA]	[kA]	[kA]		[%]
L-2169	LA BREA 22	A	1.03 MW	0.01 kA	188.19	0.02 kA			
B	32.84 MW	0.26 kA	0.24	0.45	kA				
C	32.53 MW	0.26 kA	-177.74	0.45	kA				
L-2249 A	TALARA 22S	A	0.80 MW	0.01 kA	199.48	0.02 kA			
B	42.29 MW	0.33 kA	1.42	0.84	kA				
C	40.35 MW	0.33 kA	-179.43	0.84	kA				
L-2258 A	POTRA (EST)	A	0.49 MW	0.00 kA	114.08	0.01 kA			
B	130.00 MW	1.03 kA	0.33	0.45	kA				
C	130.80 MW	1.03 kA	-174.47	0.45	kA				
L-2258 B	TALARA 22S	A	1.02 MW	0.01 kA	199.49	0.02 kA			
B	52.45 MW	0.41 kA	1.42	1.05	kA				
C	50.19 MW	0.42 kA	-179.43	1.05	kA				
L-2295	TALARA 22S	A	1.16 MW	0.01 kA	489.38	0.02 kA			
B	54.98 MW	0.45 kA	3.20	1.13	kA				
C	57.30 MW	0.45 kA	-177.85	1.14	kA				
B=27		A	0.00 MW	0.00 kA	0.00	0.00 kA			
B	0.00 MW	0.00 kA	0.00	0.00 kA					
C	0.00 MW	0.00 kA	0.00	0.00 kA					

166

c) Cortocircuito fase a tierra en barra PARIÑAS 220A/B

Figura 144:

Calculo cortocircuito monofásico 2027_AveMedSP.

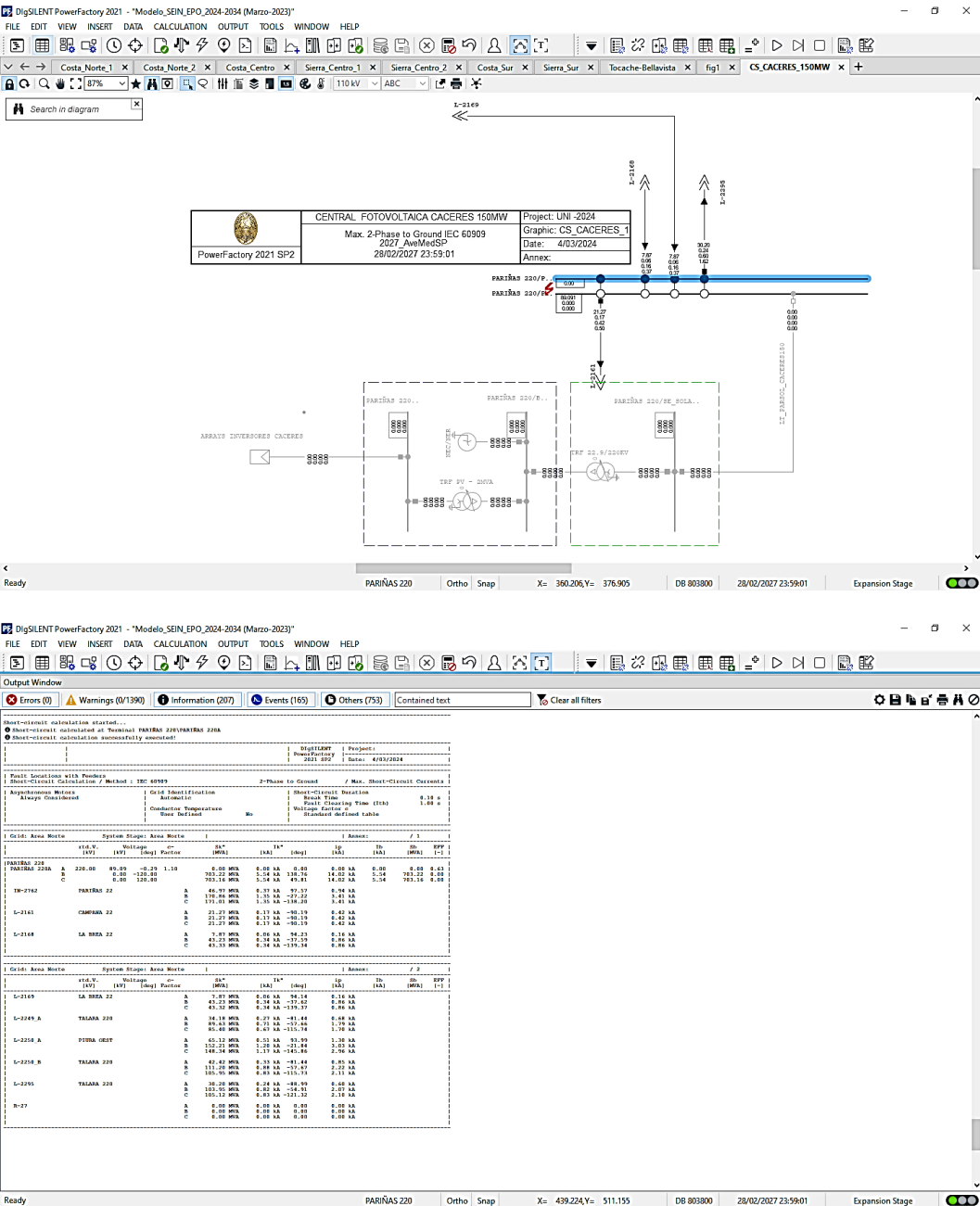


Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito monofásico avenida media 2027 sin proyecto.

d) Cortocircuito bifásico a tierra en barra PARIÑAS 220A/B

Figura 145:

Calculo cortocircuito bifásico a tierra 2027_AveMedSP.



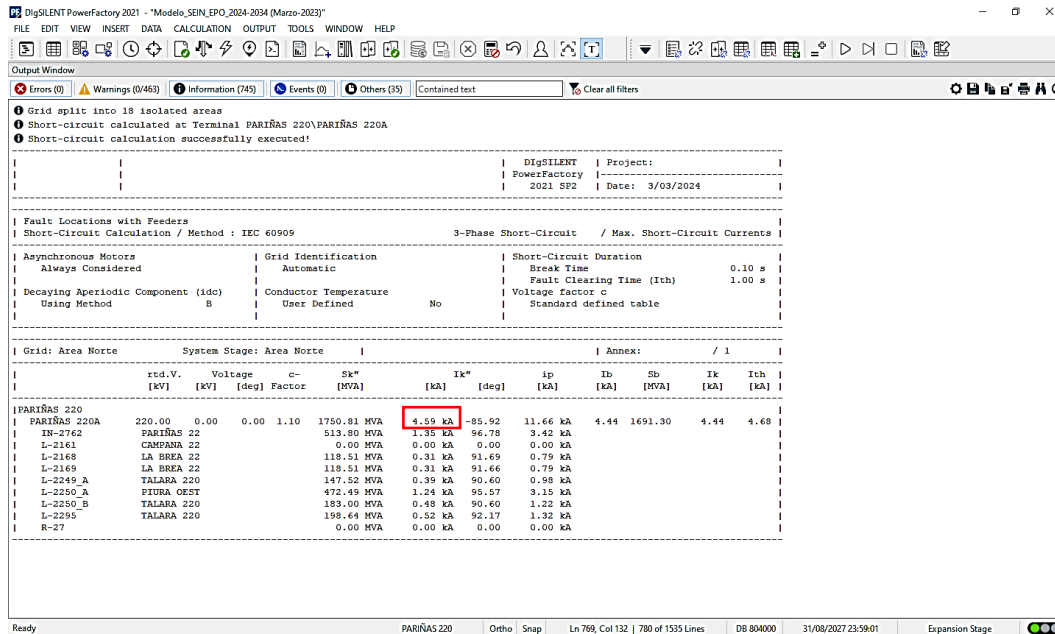
Fuente: Resultado de analisis de cortocircuito bifásico a tierra avenida media 2027 sin proyecto.

3.6.7.10 Cálculo cortocircuito 2027 estiaje media sin proyecto.

a) Cortocircuito trifásico franco en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 146:

Cálculo cortocircuito trifásico 2027 estiaje medio sin proyecto.

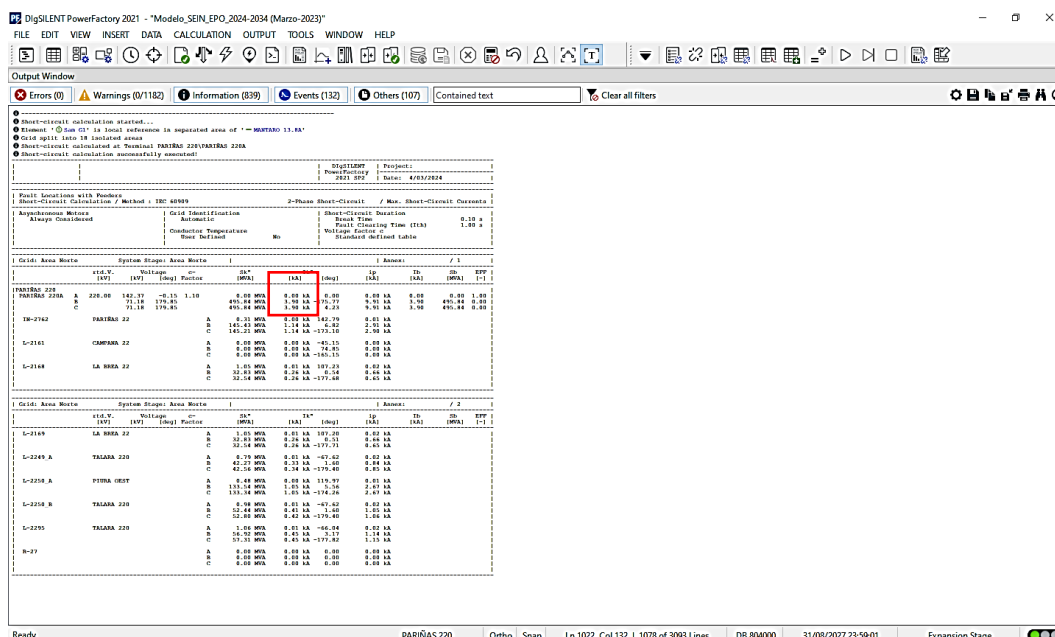


Fuente: Cálculo y resultado cortocircuito trifásico estiaje media 2027 sin proyecto.

b) Cortocircuito bifásico en barra PARIÑAS 220A/B.

Figura 147:

Cálculo cortocircuito bifásico 2027 estiaje medio sin proyecto.



Fuente: Resultado de análisis de cortocircuito bifásico estiaje media 2027 sin proyecto.

3.6.8 Estudio de estabilidad

En el diagrama unifilar Costa _Norte_1, Costa Norte_2, ubicaremos los generadores más próximos para ver la estabilidad del sistema, según este diagrama unifilar, ubicamos los siguientes generadores:

Tabla 19:

Lista de generadores que están próximos al proyecto

Tag	Barra asociada	Características	Línea asociada
Malac G4	TALARA 220A/B	119.2MVA/13.8kV/cos Φ =0.8	
TG1 Ref Talara	LA BREA 220A/B	60.2MVA/13.8kV/cos Φ =0.85	L-2168
TG2 Ref Talara	LA BREA 220A/B	60.2MVA/13.8kV/cos Φ =0.85	L-2169
Quitarcas G2	QUITARACSA 220	65.882MVA/13.8kV/cos Φ =0.85	
Maple	VALLECHIRA 220A/B	46.625MVA/13.8kV/cos Φ =0.8	L-2248_b
GciegoG2	GUADALUPE 220A/B	20MVA/10.5Kv/ cos Φ =0.85	L-6656,
Tablazo G1	VALLECHIRA 220A/B	37MVA/13.8kV/cos Φ =0.8	L-2248_b
Tallanca G1	VALLECHIRA 220A/B	11.712MVA/13.8kV/cos Φ =0.8	L-2248_b
CarhqG1	CARHUAQUERO 220	32.27MVA/10kV/cos Φ =0.93	
PoechG2	PIURA OESTE 60	9.5MVA/10kV/ cos Φ =0.85	L-6698B, L-6698A, L-6668
ZañaG2	CHICLAYO OESTE 60	8.8MVA/6.9kV/ cos Φ =0.9	L-6051, L-6052, L- 6053, L-6547

Fuente: Elaboración propia

Estos generadores síncronos serán programados de acuerdo a la temporada avenida o estiaje, tal como lo solicita el PR-20 (COES, 2021), se realiza los estudios de estabilidad transitoria, simulando una falla trifásica durante 100ms, en la barra de ingreso PARIÑAS220 A/B, también en las líneas de transmisión cercanas al punto de conexión, también simularemos una falla trifásica al 50% en la línea LT_PARSOL_CACERES150, y una desconexión de la línea L-2161. Se observará las curvas de potencia activa, reactiva, frecuencia, ángulo de rotor del generador, tensión y frecuencia de la barra PARIÑAS220 A/B. se calcula el tiempo critico en cada caso.

3.6.8.1 Analizando estabilidad cuando se presente una contingencia en línea L-

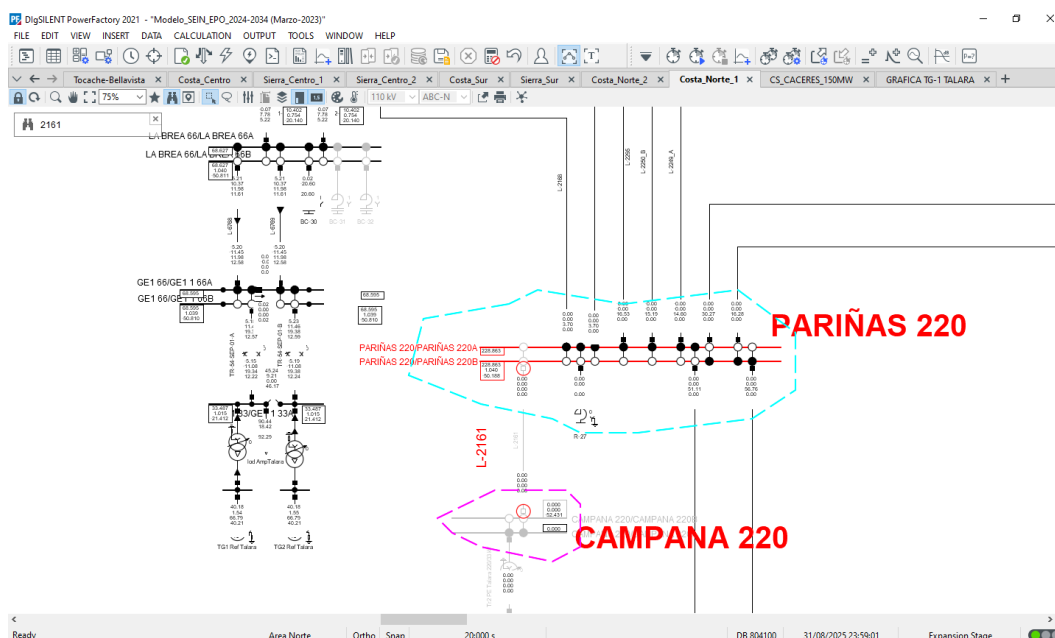
2161. Tenemos las siguientes condiciones:

- a) Estabilidad año 2025 estiaje media con proyecto

Por otro lado, en la línea **L-2161**, se entrega potencia desde la central eólica PE TALARA (34MW), que se conecta a la barra **PARIÑAS 220A/B**, analizaremos que sucede si cae esta línea y como afecta a la frecuencia, potencia activa, reactiva y ángulo de rotor de los generadores indicado en la Tabla 19.

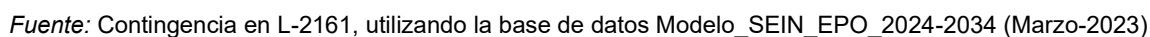
Figura 150:

Contingencia en línea L-2161-area costa Norte 1 (simulación en 2025_EstMedCP).



Fuente: Contingencia en L-2161, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023).

Contingencia en Línea L-2161, área SE Pariñas220A/B (simulación en 2025_EstMedCP).



Configuración de generadores para estudio de estabilidad (estación 2025_EstMedCP).

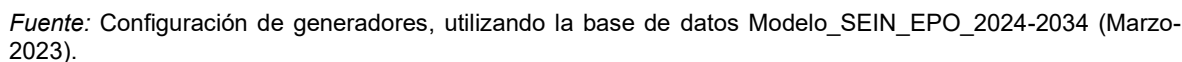
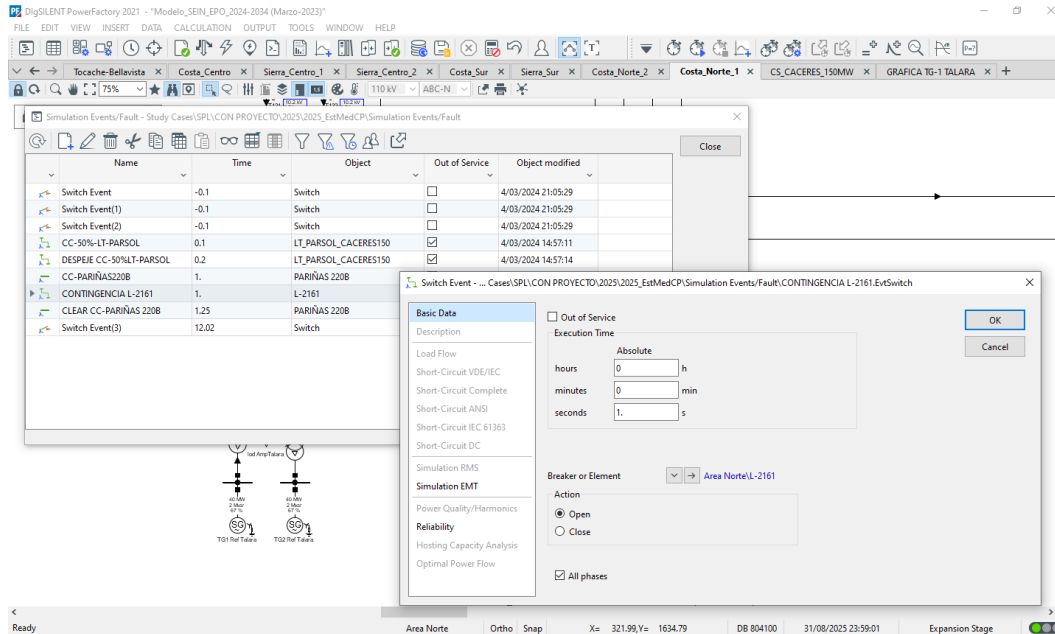


Figura 153:

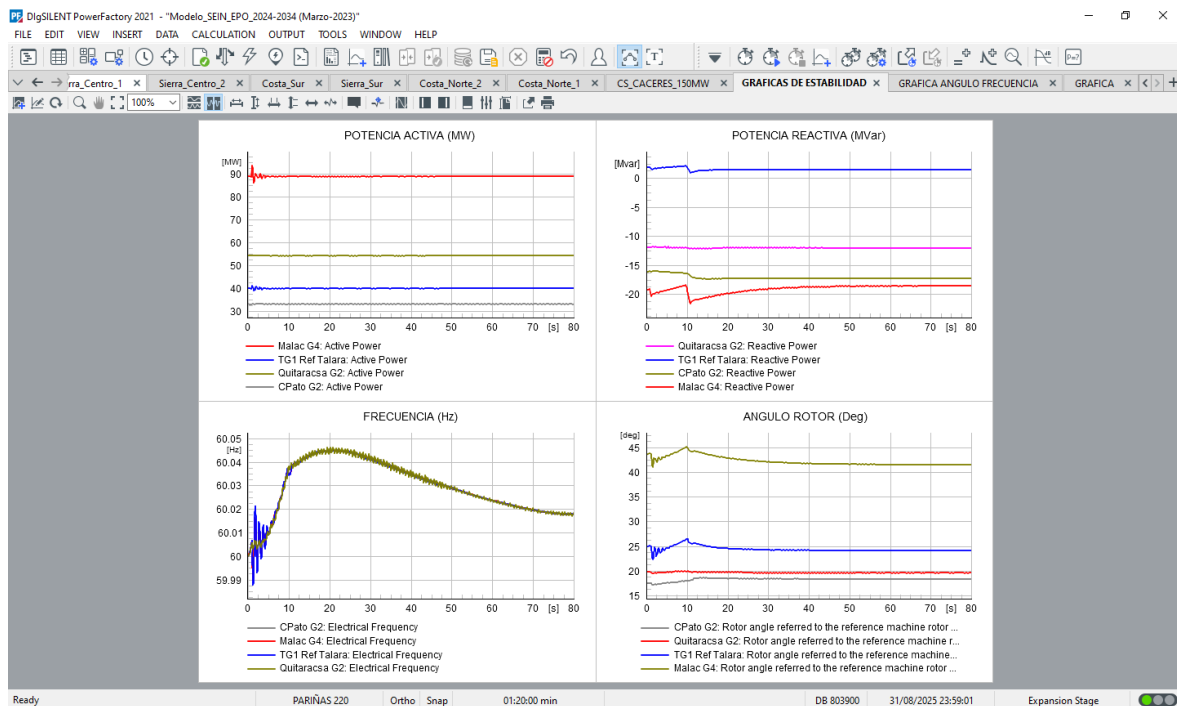
Simulación switch event para contingencia L-2161, en $t=1s$ y queda abierto (2025_EstMedCP).



Fuente: Configuración switch event, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 154:

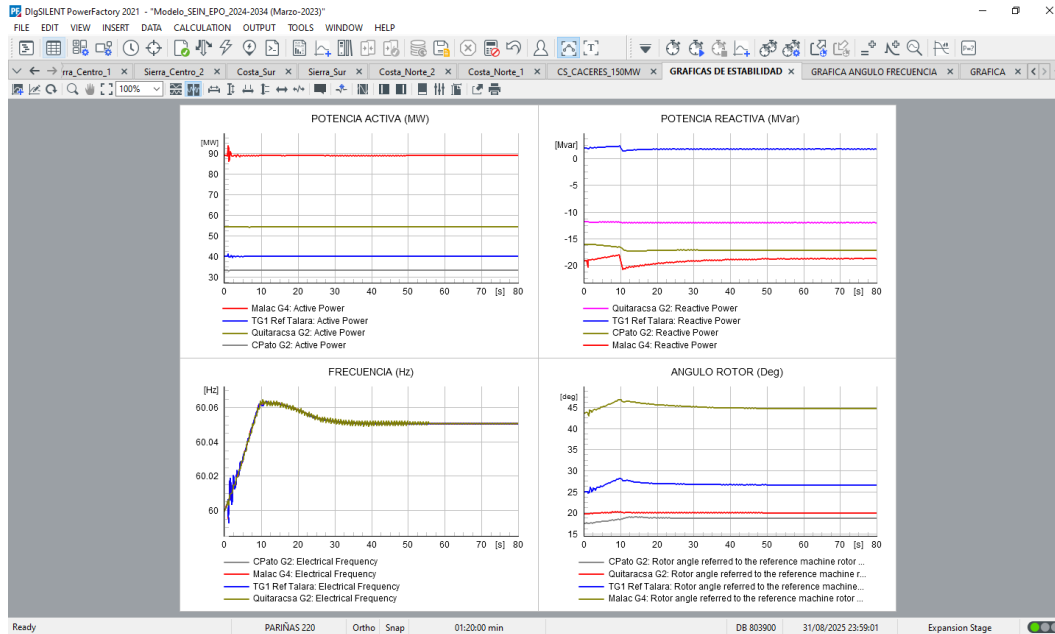
Estabilidad en generadores, mostrando P, Q, frecuencia, ángulo de rotor, contingencia en L-2161 en $t=1s$, queda abierto (2025_EstMedCP).



Fuente: Resultado graficas de P, Q, frecuencia y ángulo de rotor, contingencia en L-2161, despeje en $t=1s$.

Figura 155:

Simulación contingencia L-2161, en $t=1s$ y $t_{despeje} = 100ms$, cuando se está inyectando 100% de CSF Caceres 150MW, en temporada (2025_EstMedCP).

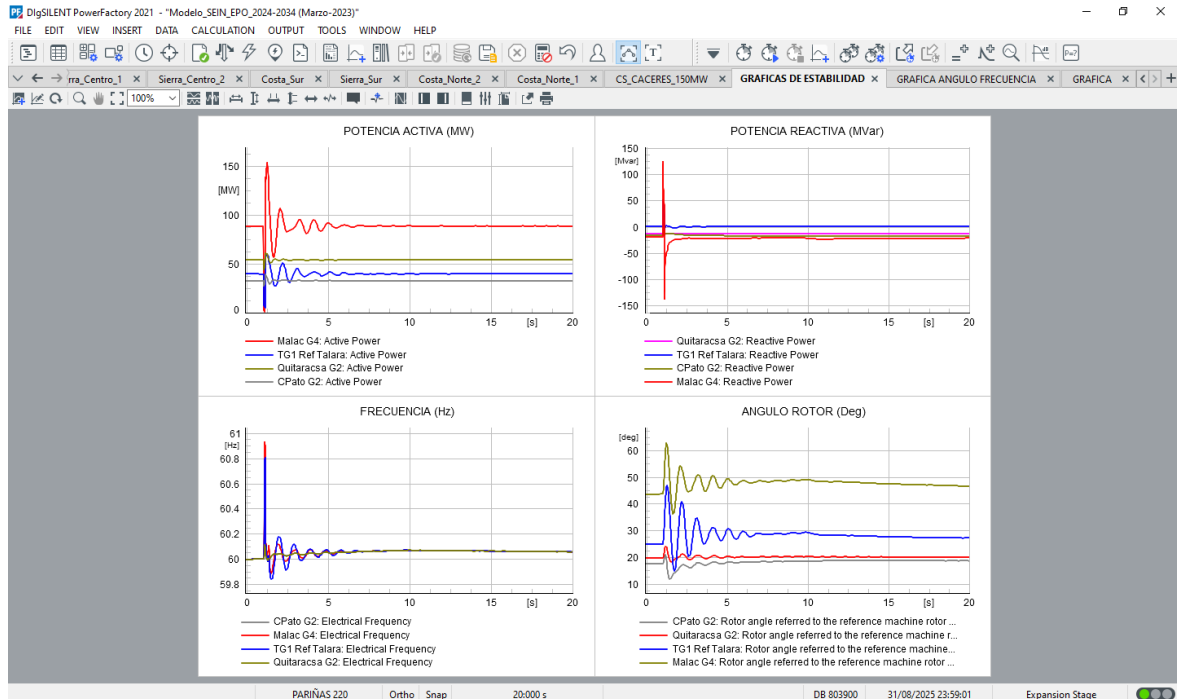


Fuente: Estabilidad por contingencia en L-2161, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023).

Se observa que el sistema reacciona satisfactoriamente, no se pierde la sincronización, oscilación amortiguada de la frecuencia que no supera los límites de operación normal, la tensión en la barra PARIÑAS220A/B, no supera el límite superior $v=1.0428$ pu, como si es el caso anterior donde la tensión supera ligeramente el límite superior.

Figura 156:

Análisis de estabilidad en generadores, falla trifásica en barra PARIÑAS220A/B, en $t=1s$, despeje de falla después de $t=100ms$ (2025_EstMedCP).

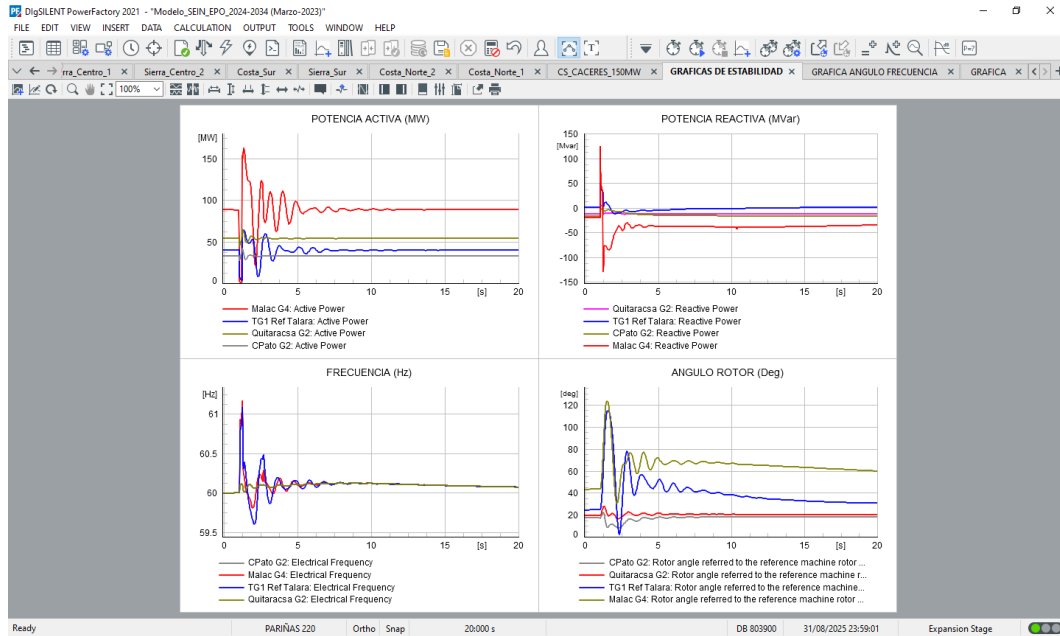


Fuente: Análisis de estabilidad, falla trifásica en barra PARIÑAS 220A/B, en $t=1s$ y despeje en $t=100ms$. Para temporada estiaje medio 2025 con proyecto.

Se observa el aumento de la frecuencia, pero el sistema se recupera en un tiempo de 7s. Lo cual es aceptable, tener en cuenta que el tiempo de despeje de falla debe ser menor a 230ms, caso contrario se perderá sincronismo.

Figura 157:

Análisis de estabilidad en generadores, falla en barra PARIÑAS220A/B, en $t=1s$ despeje de falla después de $t=220ms$ (2025_EstMedCP).

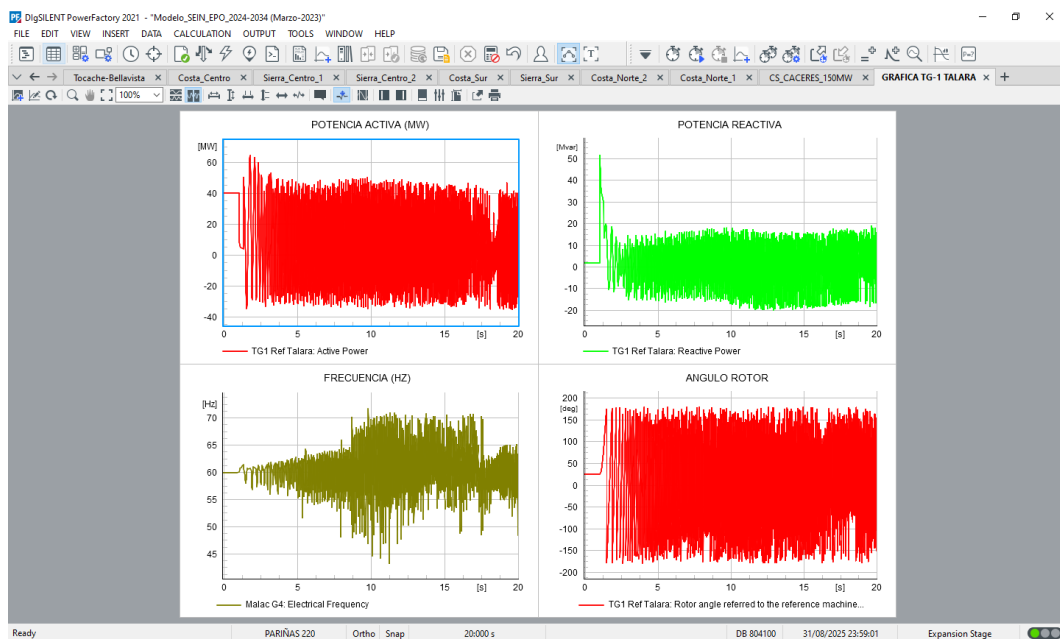


Fuente: Análisis de estabilidad, falla trifásica en barra PARIÑAS 220A/B, en $t=1s$ y despeje en $t=220ms$. Para temporada estiaje medio 2025 con proyecto.

Encima de $t= 220ms$, el sistema analizado pierde sincronismo.

Figura 158:

Análisis de estabilidad en generadores, falla en barra PARIÑAS220A/B, en $t=1s$ despeje de falla después de $t=300ms$ (2025_EstMedCP).



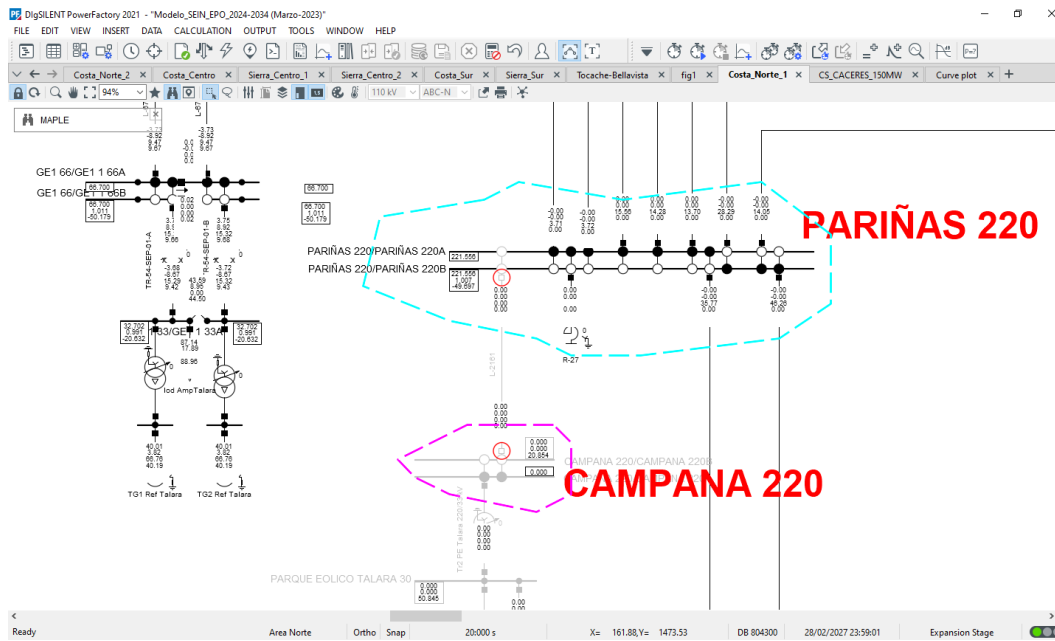
Fuente: Análisis de estabilidad, falla en barra PARIÑAS 220A/B en $t=1s$, despeje de falla $t=300ms$.

En la figura anterior se observa perdida de estabilidad y sincronismo.

b) Estabilidad año 2027 avenida media con proyecto

Figura 159:

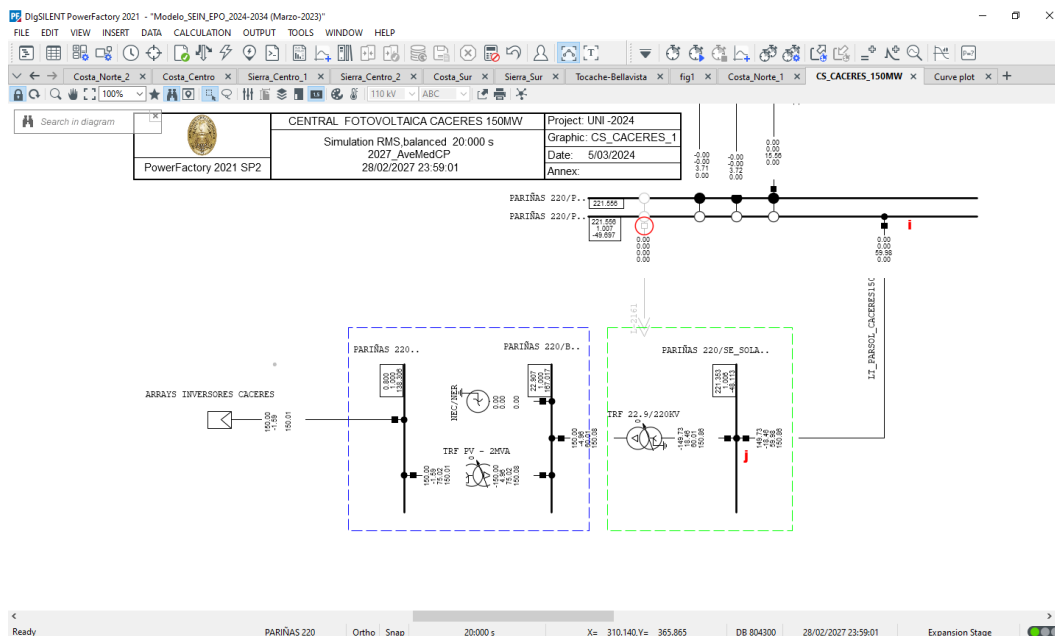
Contingencia en la línea L-2161 (2027_AveMedCP) - 1.



Fuente: Análisis de estabilidad para contingencia en L-2161, en temporada Avenida media con proyecto año 2027, vista en esquema Costa_Norte1.

Figura 160:

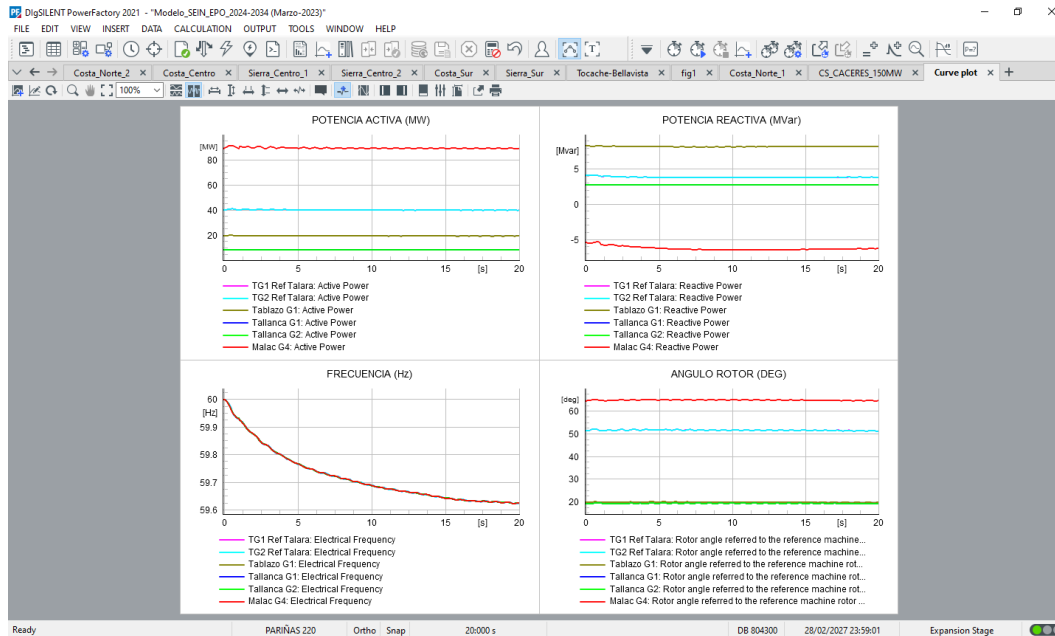
Contingencia en la Línea L-2161 (2027_AveMedCP) - 2.



Fuente: Análisis de estabilidad para contingencia en L-2161, en temporada Avenida media con proyecto año 2027, vista desde la planta solar caceres.

Figura 161:

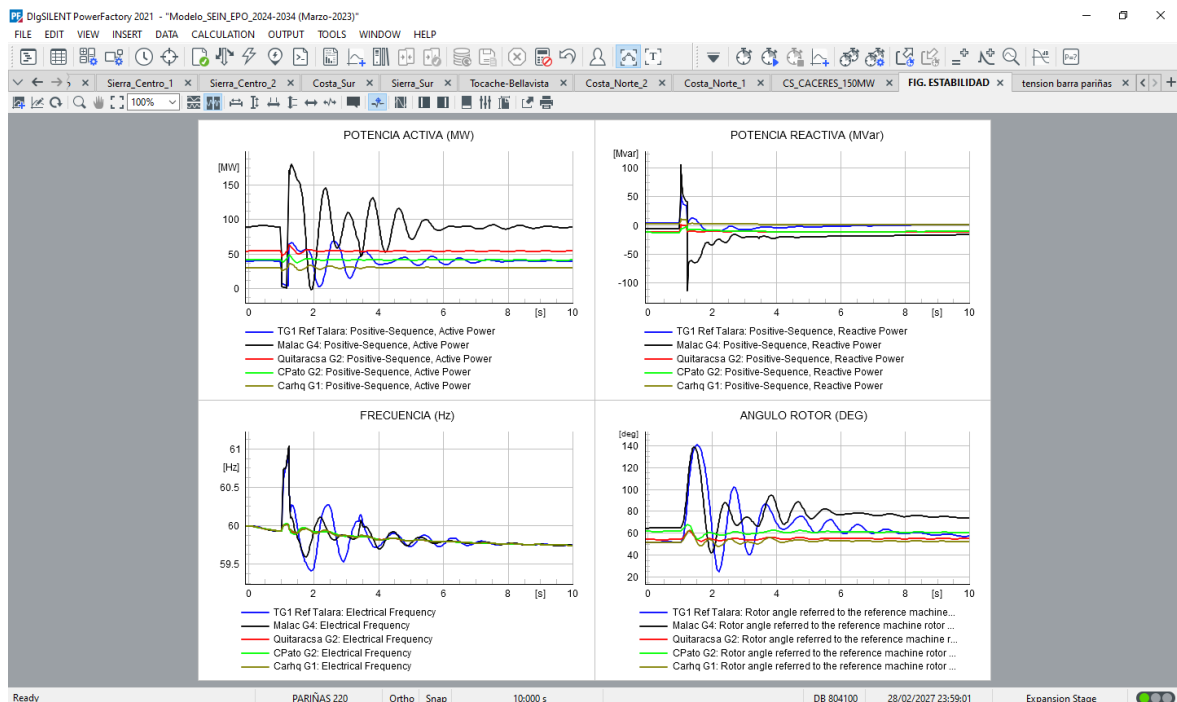
Simulación contingencia L-2161, en $t=1s$ y $t_{despeje} = 100ms$, cuando se está inyectando 100% de CSF Cáceres 150MW, en temporada (2027_AveMedCP).



Fuente: Resultado de análisis de estabilidad para contingencia en L-2161, en temporada Avenida media con proyecto año 2027, cuando se está inyectando 100% de CSF Cáceres.

Figura 162:

Análisis de estabilidad en generadores, falla en barra PARIÑAS220A/B, en $t=1s$ despeje de falla después de $t=100ms$ (2027_AveMedCP).



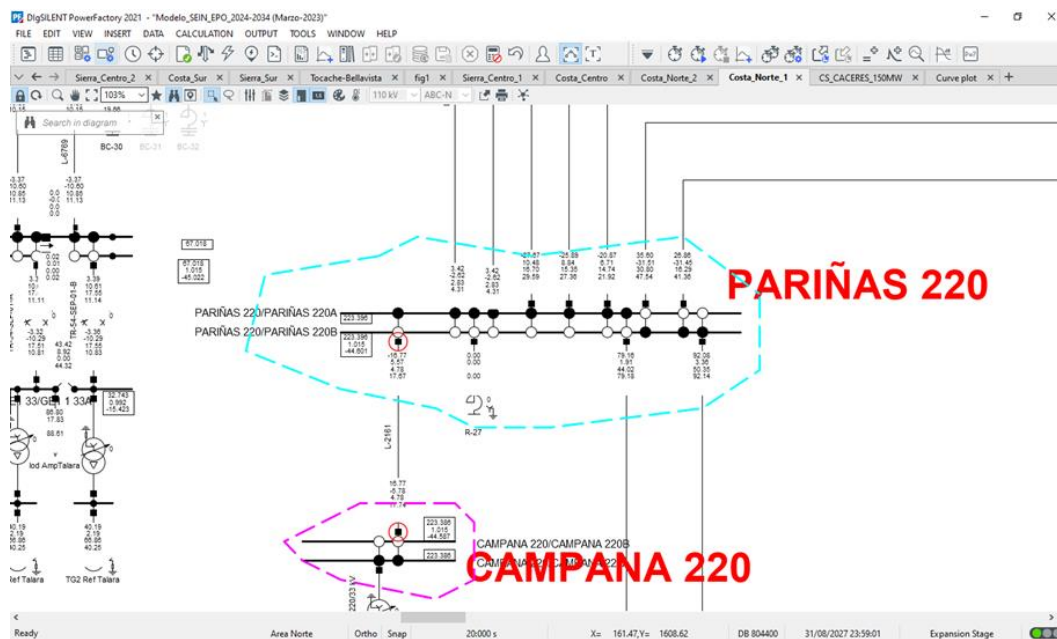
Fuente: Resultado análisis de estabilidad en generadores, falla en barra PARIÑAS220A/B, en $t=1s$ despeje de falla después de $t=100ms$, en temporada de Avenida media año 2027 con proyecto.

Se observa el aumento de la frecuencia, pero el sistema se recupera en un tiempo de 7s. Lo cual es aceptable, tener en cuenta que el tiempo de despeje de falla debe ser menor a 220ms, caso contrario se perderá sincronismo

c) Estabilidad año 2027 estiaje media con proyecto

Figura 163:

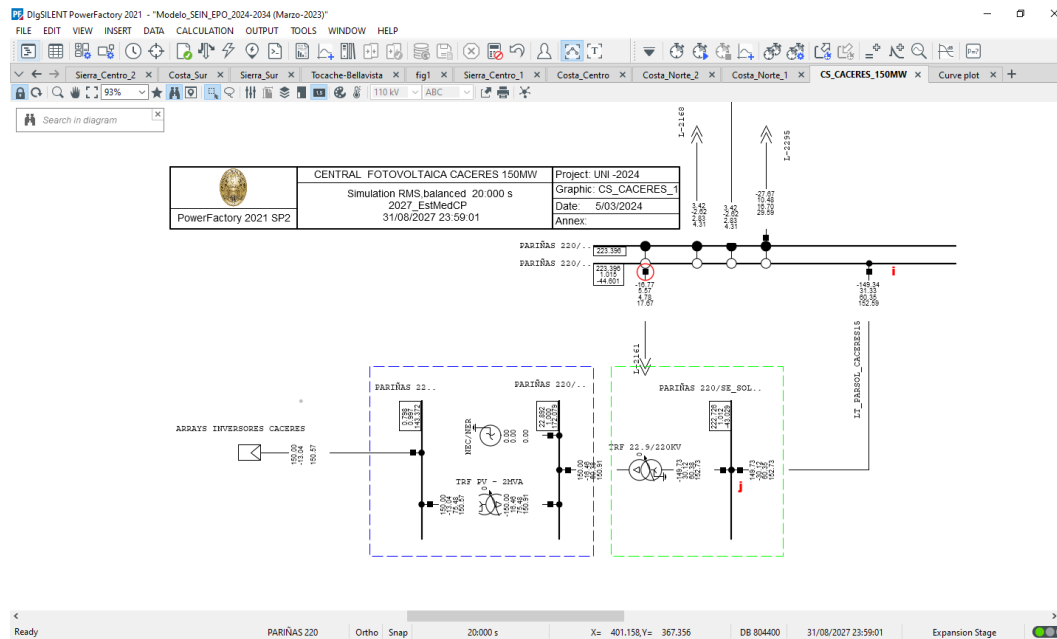
Esquema contingencia en L-2161 Area Costa_Norte_1 (2027_EstMedCP).



Fuente: Análisis de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 164:

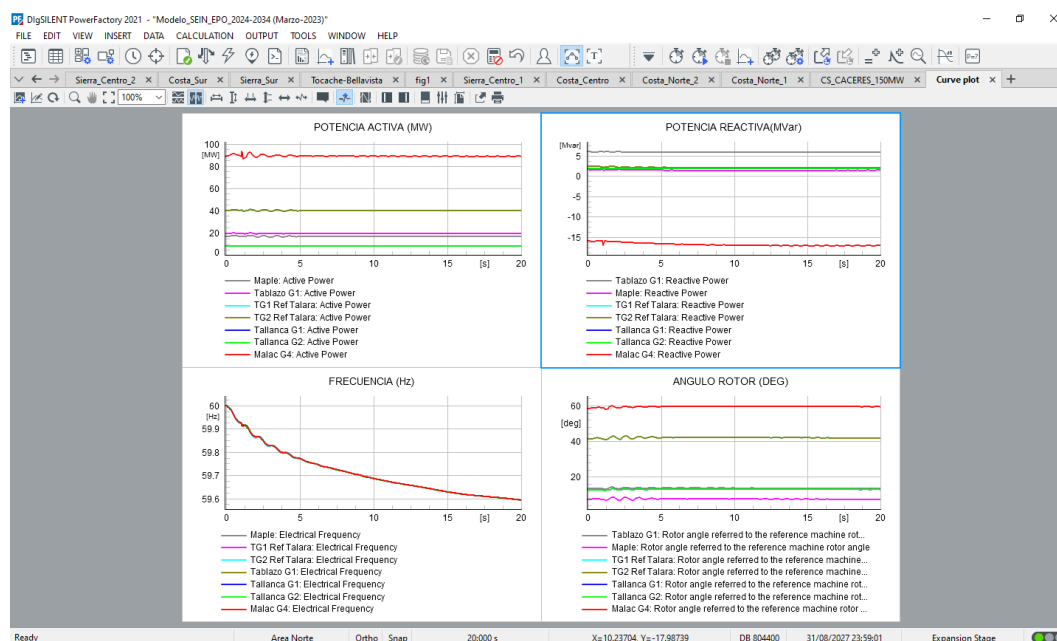
Contingencia en la Línea L-2161, Area del proyecto (2027_EstMedCP).



Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 165:

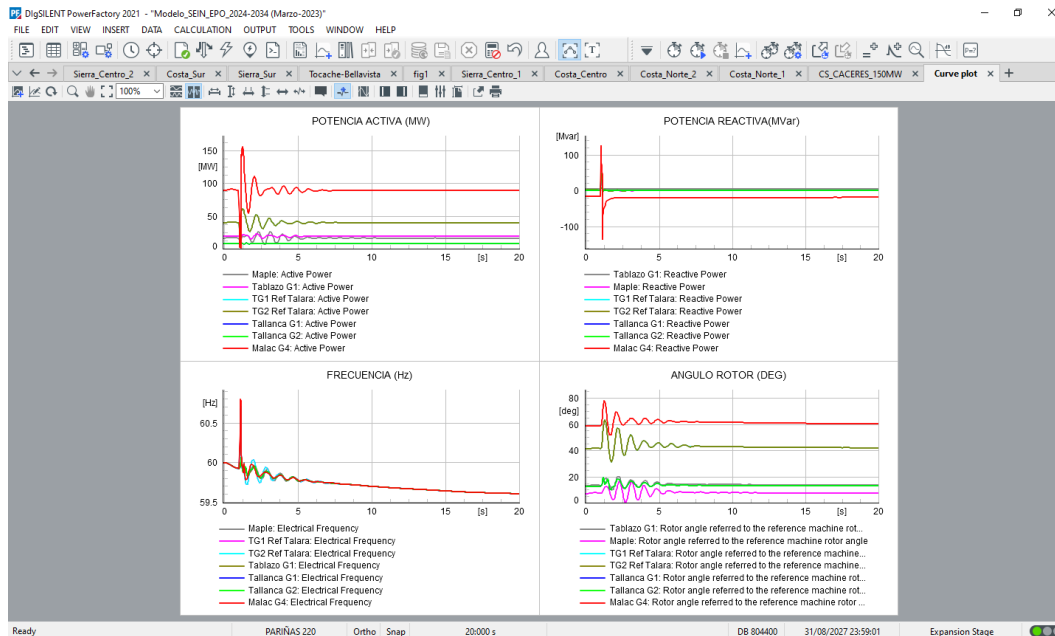
Resultado de estabilidad en generadores, falla en L-2161presentando P, Q, frecuencia, ángulo de rotor (2027_EstMedCP).



Fuente: Resultado graficas de estabilidad, cuando falla L-2161. Para estiaje medio con proyecto 2027.

Figura 166:

Análisis de estabilidad en generadores, falla trifásica en PARIÑAS220A/B, en $t=1s$, despeje de falla después de $t=100ms$ (2027_EstMedCP).



Fuente: Análisis de estabilidad en generadores, falla trifásica en PARIÑAS220A/B, en $t=1s$, despeje de falla después de $t=100ms$ en temporada de estiaje medio 2027 con proyecto.

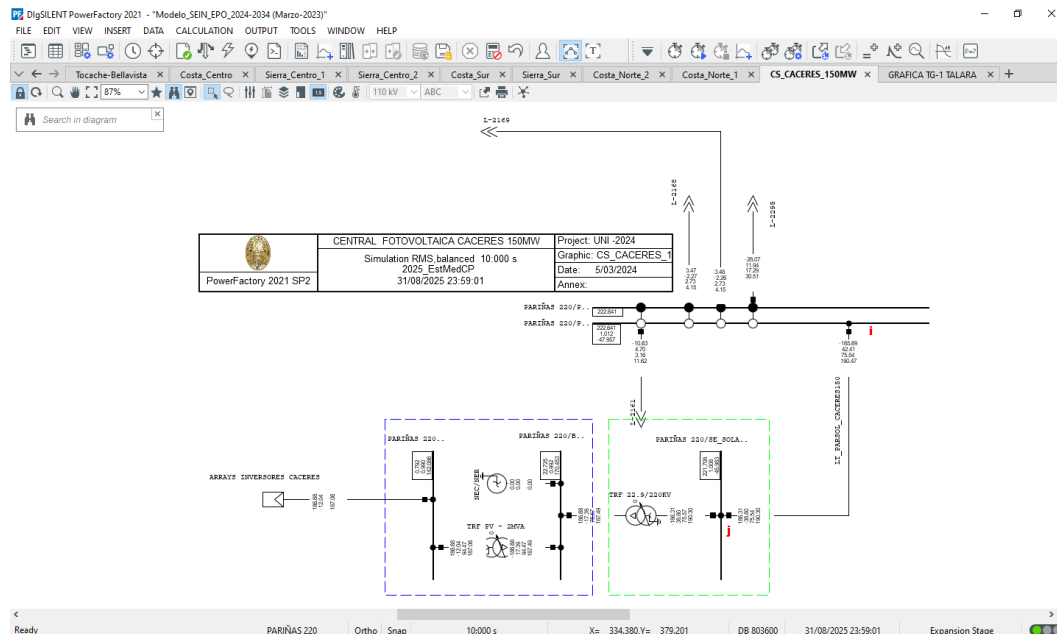
Se observa el aumento de la frecuencia, pero el sistema se recupera en un tiempo de 7s. Lo cual es aceptable, tener en cuenta que el tiempo de despeje de falla debe ser menor a 220ms, caso contrario se perderá sincronismo

3.6.8.2 Análisis de estabilidad simulando cortocircuito trifásico en línea LT_PARSOL_CACERES150. Esta línea conecta la nueva central solar CACERES de 150MW, realizaremos el análisis como en el caso anterior ante un cortocircuito trifásico al 50% de la línea, y observaremos cómo reacciona la potencia activa, reactiva, la frecuencia y el ángulo del rotor, en los generadores que se indican en la **Tabla 19**.

a) Estabilidad año 2025 estiaje media con proyecto

Figura 167:

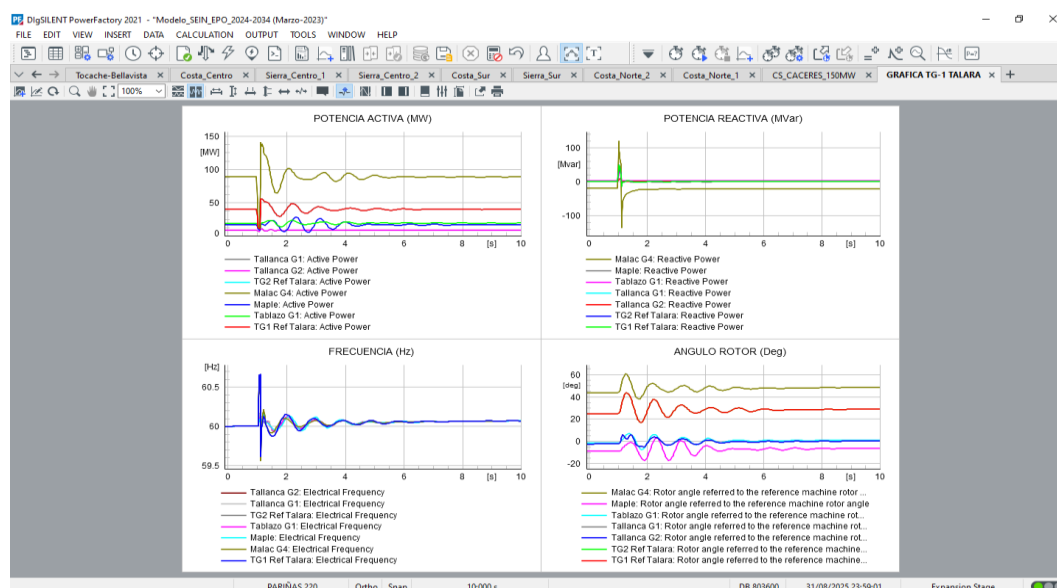
Esquema unifilar de central solar cáceres conexión con subestación PARIÑAS220A/B mediante LT_PARSOL_CACERES150.



Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 168:

Análisis de estabilidad en generadores, falla cortocircuito al 50% en línea LT_PARSOL_CACERES150, en $t=1s$, despeje de falla después de $t=100ms$ (2025_EstMedCP).



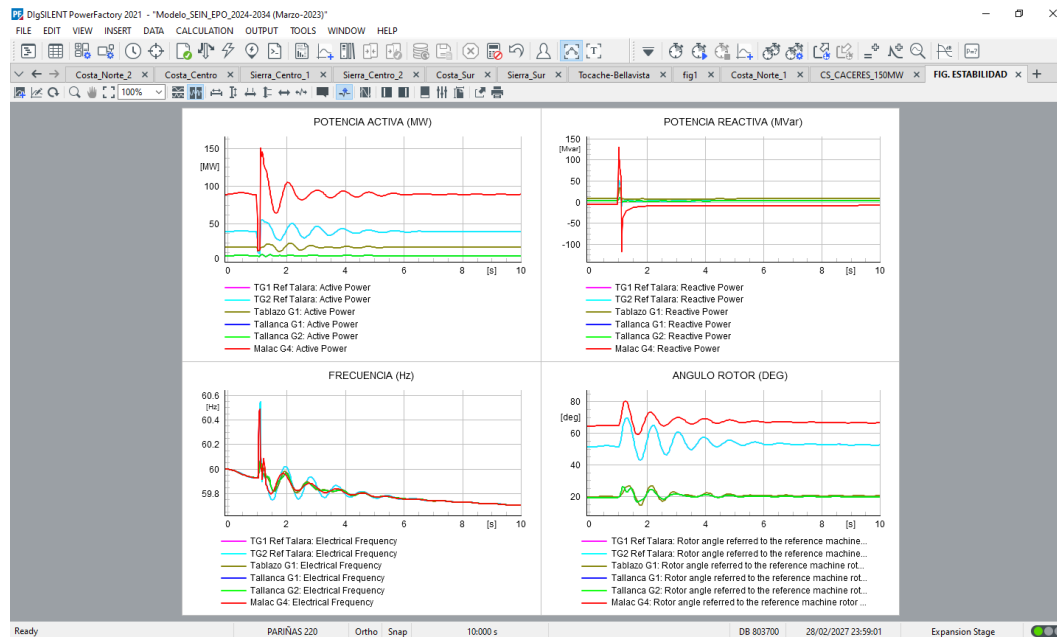
Fuente: Análisis de estabilidad en generadores, falla cortocircuito al 50% en línea LT_PARSOL_CACERES150, en $t=1s$, despeje de falla después de $t=100ms$ (2025_EstMedCP).

b) Estabilidad año 2027 avenida media con proyecto

Figura 169:

Análisis de estabilidad en generadores, falla cortocircuito al 50% en línea

LT_PARSOL_CACERES150, en $t=1s$, despeje de falla después de $t=100ms$ (2027-AveMedCP).



Fuente: Análisis de estabilidad en generadores, falla cortocircuito al 50% en línea

LT_PARSOL_CACERES150, en $t=1s$, despeje de falla después de $t=100ms$ (2025_EstMedCP).

c) Estabilidad año 2027 estiaje media con proyecto

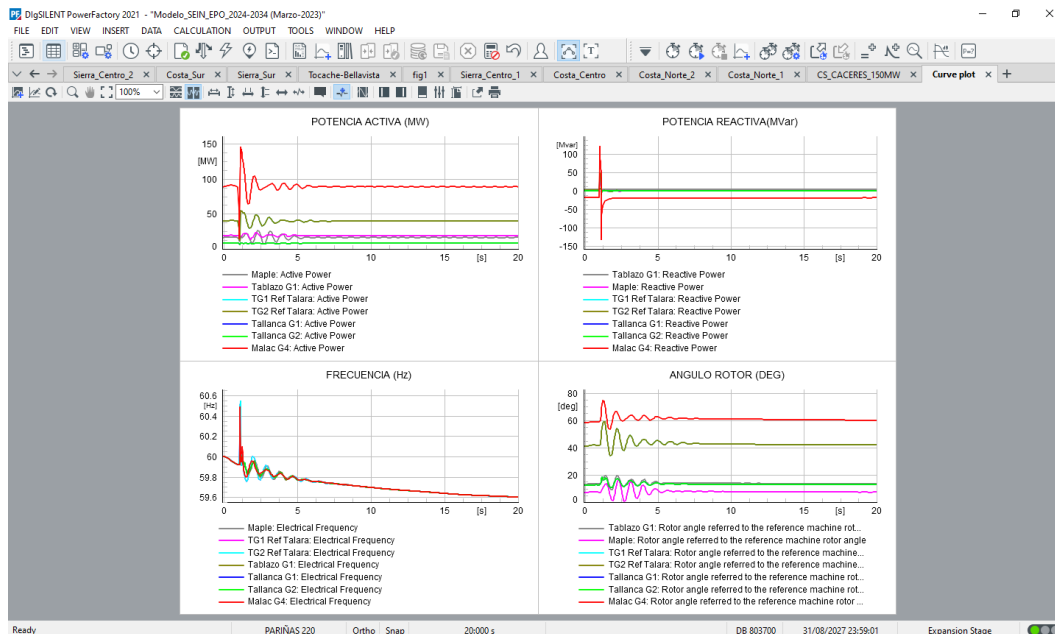
Análisis de estabilidad en generadores, falla cortocircuito al 50% en línea

LT_PARSOL_CACERES150, en $t=1s$, despeje de falla después de $t=100ms$

Figura 170:

Análisis de estabilidad en generadores, falla cortocircuito al 50% en línea

LT_PARSOL_CACERES150, en $t=1s$, despeje de falla después de $t=100ms$ (2027-EstMedCP).



Fuente: Análisis de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (marzo-2023)

3.6.9 Diagrama unifilar del sistema

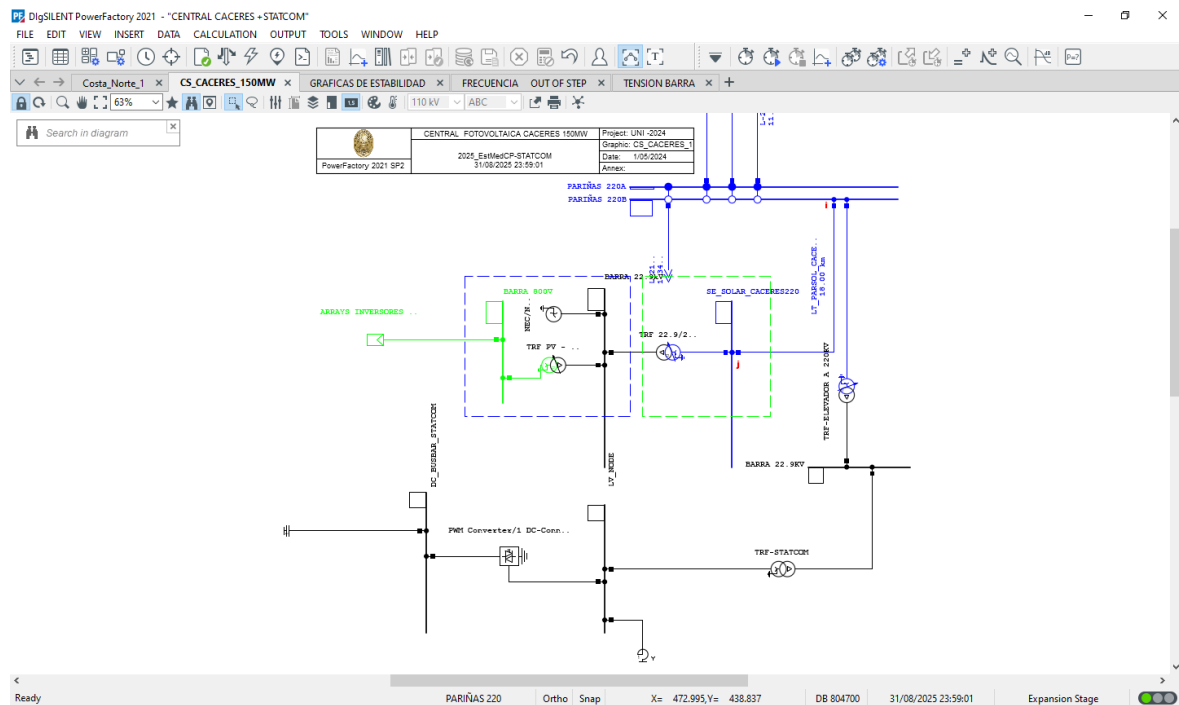
Para la conexión de la central solar fotovoltaica CACERES de 150 MW se realizará los trabajos e instalaciones que se detallan a continuación:

- ✓ Construcción de la nueva celda de 220kV en la S.E. Pariñas de 220kV de configuración doble barra con sus respectivos equipos (seccionador de línea, transformador de tensión, pararrayos, interruptor y sistema de medición y protección).
- ✓ Construcción de la nueva subestación SE_SOLAR_CACERES220, de configuración de barra simple con dos celdas de 220kV con sus respectivos equipos (seccionador de línea, transformador de tensión, pararrayos, interruptor y sistema de medición y protección).

determinado para cada barra el tiempo de despeje crítico para lo cual el sistema se mantiene estable, como la potencia que suministra la planta solar no tiene inercia, debemos considerar un sistema que pueda generar una inercia virtual, para nuestra solución proponemos un FACTS, denominado STATCOM,

Figura 172:

Diagrama unifilar incluyendo STATCOM.

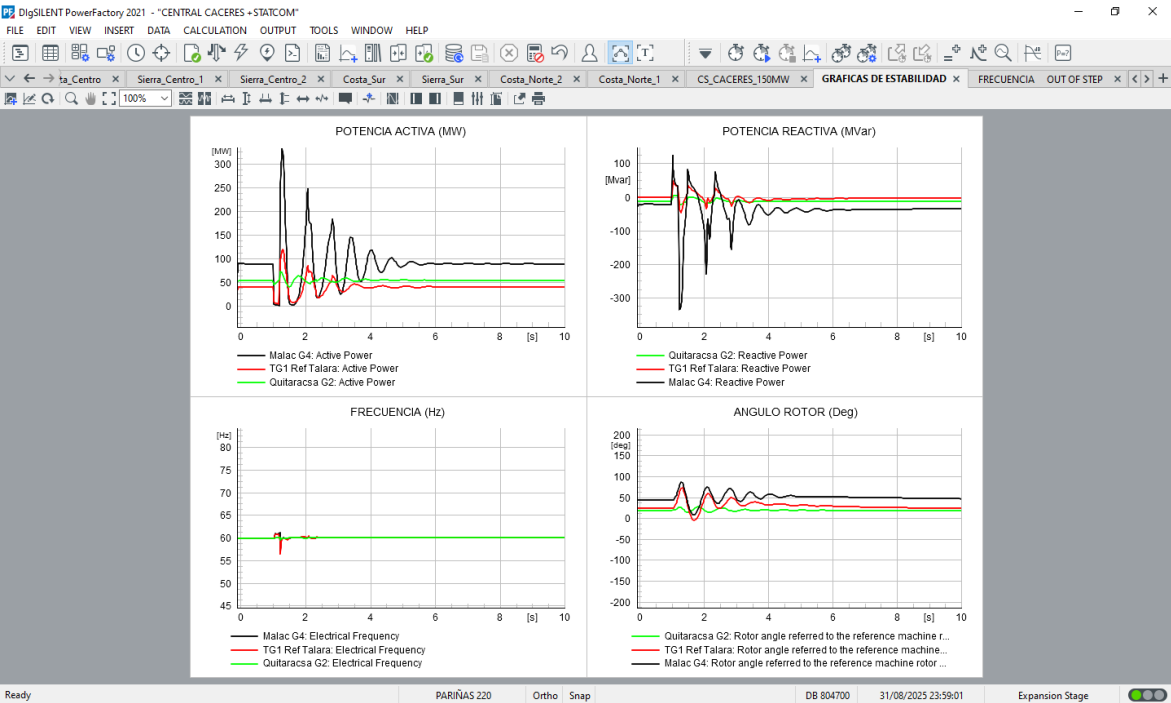


Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Para comparar los resultados de la mejora de estabilidad y el aumento del tiempo de despeje, analizaremos para la temporada de estiaje medio 2025, en la cual se produce una contingencia, tal como una falla de cortocircuito trifásico al 50% de la línea LT_PARSOL_CACERES150,

Figura 173:

Solución de inestabilidad, conexión de STATCOM a PARIÑAS 220A/B, para un tiempo de despeje 200ms, el sistema no pierde sincronismo.



Fuente: Análisis de estabilidad utilizando un STATCOM, para una falla trifásica en barra PARIÑAS 220A/B, en t=1s y despeje en t=200ms.

Tabla 20:

Resumen de pruebas.

Ubicación de la falla	Tipo de falla	Tiempo despeje	Control de potencia reactiva	Condición del sistema
50% LT_PARSOL_CACERES150	trifásico	100ms	Inversor	✓ Estable
50% LT_PARSOL_CACERES150	trifásico	250ms	Inversor	✓ Estable
50% LT_PARSOL_CACERES150	trifásico	260ms	Inversor	✓ inestable
50% LT_PARSOL_CACERES150	trifásico	200ms	STATCOM	✓ Estable

Fuente: Elaboración propia

3.7 Costo y presupuesto base

3.7.1 Metrado de equipamiento

3.7.1.1 Metrado de equipamiento planta solar CACERES 150MW. Se define tres áreas importantes para realizar el metrado de los equipamientos que conforman el sistema de la central solar CACERES.

Tabla 21:

Zona de planta ubicación de strings de paneles.

Ítem	Descripción	Observaciones	Cantidad
1.0	Modulo fotovoltaico	Celda fotovoltaica mono facial de 580Wp, voltaje máximo de potencia 44.78V, corriente máxima de potencia 12.96A, trabajo de -40°C a 85°C.	259200
2.0	Inversor	Inversor alta eficiencia, diseño modular y compacto, con control de potencia reactiva, rampa de potencia activa tras una falla en la red, 12 canales de entrada MPPT, marca Sungrow modelo SG250HX, de 250kW	600
3.0	Transformador de media tensión	Potencia 2MVA, relación de transformación 0.8/22.9kV, Sistema de refrigeración ONAN Cambiador de tomas +/- 2x2.5%, Corto circuito (Xcc) 3%	75
4.0	Centro de transformación	Los centros de transformación (CT). Incluye interruptores de media tensión, poseen unidad de protección de transformador, alojamiento limpio y seco a temperatura adecuada para la instalación de equipos en alojamiento con similar dimensiones aun container de 20 pies, ancho 2.34 m, alto 2.29 m, largo 5.9 m.	75
5.0	Seguidor de un eje N-S	Una estructura llamada sistema de seguimiento de ejes está diseñada para reducir el ángulo de incidencia entre el plano del panel solar y los rayos solares. Un dispositivo electrónico que puede seguir el sol a lo largo del día conforma el sistema de seguimiento. El modelo FG6 es comparable a la marca Schletter.	38400
6.0	conductores	Conductores para unir las celdas de transformación con la nueva SSEE CACERES, de acuerdo a las distancias podemos clasificar: Para centro de transformación a los schitchgears de MT. Puede usar de aluminio	
		3x(1x120mm2) XLPE 15/25kV	9540
		3x(1x400mm2) XLPE 15/25kV	6832
		Para conductores de inversor a CT. Puede usar de aluminio	
		Conductores de 185mm2 XLPE.	8000
		Conductores de 95mm2 XLPE.	16000
		Para Conductores de Strings a Inversores: usar conductor de cobre.	
		Conductores de 4mm2 XLPE.	1080000

Fuente: Elaboración propia

3.7.1.2 Metrado de equipos para reacondicionamiento de SE Pariñas 220kV.

Tabla 22:

Lista de equipos para reacondicionamiento de SE Pariñas.

Ítem	Descripción	Observaciones
1.0	Tensión nominal del equipamiento de transmisión	220 kV
2.0	Tecnología	AIS (Air Insulated Substation)
3.0	Tensión máxima del equipo	245 kV
4.0	Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	1050 kV
5.0	Corriente nominal	Interrupor: 2500 A Transformadores de corriente 350-700/1/1/1/1 A
6.0	Capacidad de ruptura de cortocircuito trifásico	40 kA
7.0	Configuración de barras	Doble barra con seccionador de transferencia
8.0	Número de celdas	
8.1	De línea	01
9.0	Sistema de protección y medición	Plano N° 01
10.0	Sistema de Control y Tele protección	Plano N° 02

Fuente: Elaboración propia

3.7.1.3 Lista de equipamientos subestación eléctrica CACERES.

Tabla 23:

Lista de equipos para nueva SE Cáceres.

Ítem	Descripción	Observaciones
1.0	Tensión nominal del equipamiento de transmisión	220 kV
2.0	Tecnología	AIS (Air Insulated Substation)
3.0	Tensión máxima del equipo	245 kV
4.0	Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	1050 kV
5.0	Corriente nominal	Interruptor: 2500 A Transformadores de corriente 350-700/1/1/1/1 A
6.0	Capacidad de ruptura de cortocircuito trifásico	40 kA
7.0	Configuración de barras	Línea – transformador
8.0	Número de celdas	
8.1	De línea	01
9.0	Transformador de Potencia	
9.1	Potencia Nominal	200/100/100 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2) (Ok)
9.2	Relación de transformación	220 ± 10 x 1% / 22.9 /22.9kV (Ok)
9.3	Transformador de corriente en bushings	220 kV: 350-700/1/1 A 22.9 kV: 3250-3500/1/1 A La relación de transformación de los CT's en bushings del transformador de potencia son: 220 kV: 350-700/1/1 A 22.9 kV: 3250-6500/1/1 A
9.4	Grupo de conexión	YNd5
9.5	Tipo de regulación de tomas	Regulación Automática bajo carga
9.6	Mando Sincronizado	Sí
10.0	Sistema de protección y medición	Plano N° 1
11.0	Sistema de Control y tele protección	Plano N° 2
12.0	Esquema de Comunicaciones	Plano N° 2 En dicho plano se muestra el sistema de control y tele protección y el esquema de comunicaciones.

Fuente: Elaboración propia

3.7.2 Análisis riesgo.

Se realizó la consulta a la página del SENAMHI y los informes técnicos sobre los escenarios climáticos en la región Piura, se observa las curvas de las temperaturas máximas y mínimas tienen valores positivos, pero en baja de Piura, especialmente durante la estación de otoño y primavera, se puede concluir una menor probabilidad de la intensidad de los eventos del niño no varía en los últimos años.

Anotamos los siguientes aspectos a considerar cerca del punto a proyectar la planta solar, se observa una planta de generación eólica, otro punto que se observe es que hay un aeropuerto, se tendría que evaluar si el reflejo de los paneles interfiere en el proceso de aterrizaje o despegue, la zona se encuentra al frente del mar, en el caso hipotético que haya un tsunami, se tendría que evaluar si este podría llegar al área en estudio, se presenta contaminación visual baja ya que el sol recorre una dirección, de tal manera que la inclinación de los paneles FV están dirigidos mediante el sistema de seguimiento N-S.

Tabla 24:
Análisis de riesgo.

Ítem	Descripción	Riesgo	Cuantificación
1	En la etapa de construcción	Encontrar dificultad en el terreno, de tal forma que se tiene exceso de movimiento de tierra o replanteo de obra	3
2	En la etapa de construcción y/o operación	Problemas con la comunidad, reclamo social por replanteo de obra.	4
3	En la etapa de construcción u operación	Problemas climatológicos, como fuertes lluvias, huaycos, sismo, tsunami etc.	2
4	En etapa de operación	Incendio fortuito, o provocado	2
5	En la etapa de construcción	Demora en la llegada de equipos, por ser una zona lejana a la ciudad y tener acceso restringido en la carretera.	2
6	En la etapa de puesta en servicio	Accidentes de trabajo	1

Fuente: Elaboración propia

3.7.2.1 Identificación y evaluación de impactos ambientales. Se define como las actividades del proyecto, que pueden causar impactos ambientales. A continuación,

se muestra las actividades más importantes del proyecto, que podrían producir impactos ambientales: (Arboleda Gonzales, 2008)

Figura 174:

Actividades del proyecto por etapas

Etapas		Actividad
CONSTRUCCION		Obra civil
		Tendido de red de Media tensión
		Montaje de estructuras /módulos PV
		Montaje de tableros de inversores /CT.
		Cableado módulos de inversores
		Subestación PARIÑAS
		Línea de transmisión LT-PARSOL
		Puesta en marcha
OPER. Y MANTTO		Control y operación de la central Pariñas
		Mantenimiento de LT y SSEE Caceres
		Mantenimiento de los paneles FV
ABANDONO		Abandono de componentes temporales
		Instalación de contratista herramientas y equipos
		Desconexión eléctrica
		Desmontaje y retirada de módulos fotovoltaicos
		Desmontaje y retiro de cables eléctricos
		Desmontaje de inversores y CT
		Desmontaje de los sistemas de seguridad y alumbrado
		Retiro de valla perimetral
		Restauración final, vegetal y paisajista

Fuente: Elaboración propia

Los factores ambientales son los elementos de los entornos sociales y bióticos (como las relaciones sociales, la actividad económica y las actividades culturales) y del entorno biótico y abiótico (como el aire, el suelo y la biota) que pueden cambiar, positiva o negativamente, como resultado de una acción o una serie de acciones. Los posibles

efectos ambientales en relación con el entorno con el que se relacionan se muestran en la siguiente tabla. (Arboleda Gonzales, 2008)

Figura 175:

Factores ambientales.

Componente ambiental	Factor ambiental	Aspecto ambiental
FISICO	Suelo	Compactación del suelo
	Aire	Calidad de aire
	Ruido	Nivel de presión sonora
	Paisaje	Calidad paisajística
BIOLOGICO	Fauna	Ahuyentamiento de la fauna
	Flora	Cobertura vegetal
SOCIO ECONOMICO	Seguridad y salud ocupacional	Bienestar de la población
	Aspectos socioeconómicos	Dinámica económica

Fuente: Elaboración propia

3.7.2.2 Identificación de riesgos e impactos ambientales. Son los elementos de los entornos sociales y bióticos (como las relaciones sociales, la actividad económica y las actividades culturales) y del entorno biótico y abiótico (como el aire, el suelo y la biota) que pueden cambiar, positiva o negativamente, como resultado de una acción o una serie de acciones. Los posibles efectos ambientales en relación con el entorno con el que se relacionan se muestran en la siguiente tabla. (Arboleda Gonzales, 2008)

Figura 176:

Identificación de riesgos e impacto ambiental.

Componente ambiental	Factor ambiental	Aspecto ambiental	Impacto ambiental
Físico	Suelo	Compactación del suelo	Compactación del suelo
		Alteración de la calidad de suelo	Contaminación del suelo
	Aire	Calidad del aire	Alteración de la calidad del aire
	Ruido	Nivel de presión sonora	Alteración de los niveles de ruido
	Paisaje	Calidad paisajista	Alteración de la calidad visual y estética del paisaje
Biológico	Fauna	Ahuyenta miento de la fauna	Ahuyenta miento de la fauna
	Flora	Cobertura vegetal	Alteración de cobertura vegetal y flora
Socioeconómico	Seguridad y salud ocupacional	Bienestar de la población	Riesgo a la salud y accidentes a los trabajadores
	Aspectos socio económicos	Dinámica económica	Generación de expectativas laborales
			Generación de ingresos locales y centrales
	Estos arqueológicos	Restos arqueológicos	Afectación a restos arqueológicos

Fuente: Elaboración propia

3.7.3 Impacto de medio ambiente

3.7.3.1 Contaminación del suelo. Los derrames de combustible provocados por el mantenimiento inadecuado de equipos y maquinaria son la principal causa de contaminación del suelo durante la fase de construcción. Esto se considera un peligro, ya que se puede evitar a través de la puesta en marcha de un plan de contingencia y el mantenimiento preventivo de la maquinaria y el equipo. Además, la eliminación incorrecta de residuos sólidos puede provocar la contaminación del suelo. Por lo tanto, para reducir este peligro, se tomarán precauciones periódicas para garantizar la correcta gestión de los residuos sólidos de hogares y negocios,

así como para evitar derrames de combustibles, lubricantes y grasas. (Arboleda Gonzales, 2008)

3.7.3.2 Riesgo a la salud y accidentes de trabajo. Para tener en cuenta este punto, se implementarán, los pasos delineados en el plan de contingencia o las normas nacionales de seguridad laboral.

3.7.3.3 Afectación de restos arqueológicos. Si en los trabajos de movimiento de tierras, se presentara algún hallazgo arqueológico, se procederá a ejecutar el plan de manejo arqueológico.

3.7.3.4 Impactos ambientales. Para cada una de las actividades del proyecto, se deben identificar los impactos ambientales, se deben describir y evaluar. A continuación, se realizará la matriz de identificación de los impactos ambientales, que puedan tener alguna relación con las actividades del proyecto. (Arboleda Gonzales, 2008)

Figura 177:

Matriz de verificación de impactos ambientales del Proyecto.

COMPONENTES	FACTOR AMBIENTAL	IMPACTO AMBIENTAL	CONSTRUCCION								OPERACION Y MANTTO			ABANDONO								
			1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Físico	Suelo	Compactación del suelo	x	x	x	x									x	x		x	x	x	x	x
	Aire	Alteración de la calidad del aire	x	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	Nivel de presión sonora	Alteración de los niveles de ruido	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	Paisaje	Alteración de la calidad visual y estética del paisaje	x	x	x	x	x	x	x									x	x	x	x	x
Biológico	Fauna	Ahuyentamiento de la fauna silvestre	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	Flora	Alteración de cobertura vegetal y flora	x	x	x	x		x	x									x	x	x	x	x
Social	Dinámica económica	Generación de expectativas laborales	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
		Generación de ingresos locales y centrales	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x

Fuente: Elaboración propia

3.7.4 Presupuesto base

METRADO Y PRESUPUESTO

PROYECTO **ESTUDIO DE FACTIBILIDAD Y DISEÑO DE UNA CENTRAL SOLAR DE 150MW**
 :
 DISTRITO : **TALARA**
 DEPTO : **PIURA**
 PROPIETARIO: **CARLOS TORRES**

Rev. 1
 Fecha: Mar-24

COD.	DESCRIPCION	UND	CANT.	COSTO	TOTAL
				US\$	US\$
	EQUIPAMIENTO				
1.00	EQUIPOS SSEE CENTRAL SOLAR CACERES				
1.01	Interruptor de potencia tipo tanque vivo en SF6 de 245 kV, 2500 A, 40 kA, 1050 kVp-BIL con apertura Uni – Tripolar y mando sincronizado.	Und	1	8,500	8,500
1.03	Transformadores de tensión capacitivo de 220:√3/0,11:√3/0,11:√3kv, 1x(15 VA – cl.0.2), 1x(15 VA – 3p).	Und	6	20,000	120,000
1.04	Transformadores de corriente 245 kV, 1050 kVp-BIL, 350-700/1/1/1/1 a, 3x(20VA – 5P20), 1x(20VA – cl.0.2).	Und	3	15,000	45,000
1.05	Pararrayos con contador de descargas, Ur=198 kV, Uc=156 kV, 10 kA, clase 3.	Und	6	8,000	48,000
1.06	Celdas de media tensión clase 24kV aisladas en gas SF6 Celdas de línea alojando: - 01 Seccionador trifásico motorizado de tres posiciones con puesta a tierra de 400A, 24 kV, 125 kVp-BIL, 31,5 kA. - 01 Interruptor trifásico en vacío de MT con mando motorizado de 400A, 24 kV, 125 kVp-BIL, 31,5 kA. - 03 Transformadores de corriente toroidal para corrientes de fase 150-300 / 1-1 A, 15VA 5P20, 10VA cl 0.2. - 01 Juego de captadores de tensión, tipo capacitivo - 03 Pararrayos con las siguientes características Ur=24 kV, Uc=21 kV, 10kA, cl. 3.	Glb	15	45,000	675,000
1.07	Celdas de MT, clase 24kV aisladas en gas SF6 Celdas de transformador de potencia alojando: - 01 Seccionador trifásico motorizado de tres posiciones con puesta a tierra de 5000A, 24kV, 125kVp - BIL, 31,5kA. - 01 Interruptor trifásico en vacío de MT, con mando motorizado. de 5000A, 24kV, 125kVp - BIL, 31,5kA. - 03 Transformadores de corriente toroidal para corrientes de fase 1600-3200 / 1-1-1-1 a, 15VA 5P20, 15VA 5P20, 15VA 5P20, 10VA, cl 0.2. - 01 Juego de captadores de tensión, tipo capacitivo - 03 Pararrayos con las siguientes características Ur=24 kV, Uc=21kV, 10kA, cl. 3.	Glb	2	55,000	110,000
1.08	Transformador de tensión inductivo con dos arrollamientos secundarios (uno por fase) 24kV, 125 kVp - BIL, 22.9:√3 / 0.1:√3 / 0.1/√3	Und	3	2,500	7,500
1.09	Celda de MT, clase 24kV aisladas en gas SF6 Celda de servicios auxiliares alojando: - 01 seccionador trifásico motorizado de tres posiciones con puesta a tierra de 400A, 24 kV, 125 kVp-BIL, 31,5 kA. - 01 Interruptor trifásico en vacío de MT con mando motorizado. de 400A, 24 kV, 125 kVp-BIL, 31,5 kA. - 03 Transformadores de corriente toroidal para corrientes de fase 75-150 / 1-1 A, 15VA 5P20, 10VA cl 0.2. - 01 Juego de captadores de tensión, tipo capacitivo - 03 Pararrayos con las siguientes características Ur=24kV, Uc=21kV, 10kA, cl 3.	Glb	1	60,000	60,000

1.10	Celda de MT, clase 24kV aisladas en gas SF6 Celda de transformador Zig Zag alojando: - 01 Seccionador trifásico motorizado de tres posiciones con puesta a tierra de 400A, 24kV, 125kVp-BIL, 31.5kA. - 01 Interruptor trifásico en vacío de MT, con mando motorizado. de 400A, 24kV, 125kVp-BIL, 31,5kA. - 03 Transformadores de corriente tipo toroidal para corrientes de fase 50-100/1-1A, 15VA 5P20, 10VA cl. 0.2. - 01 Juego de captadores de tensión, tipo capacitivo - 03 Pararrayos con las siguientes características Ur=24kV, Uc=21 kV, 10kA, cl. 3.	Glb	1	60,000	60,000
1.11	Transformador de SSAA 23/0.4 Kv	Und	1	85,000	85,000
1.12	Transformador Zigzag, 22.9 kV, 400kVA, 400A/10 s.	Und	1	6,000	6,000
1.13	Sistema de corriente continua DC, 125Vdc, 2 hilos, margen de tensión 84% a 110%	Glb	1	10,000	10,000
1.14	Sistema de comunicaciones	Glb	1	125,000	125,000
1.15	Sistema de medición	Glb	1	250,000	250,000
1.16	Sistema de protección	Glb	1	450,000	450,000
1.17	protección contra descarga atmosférica	Glb	1	85,000	85,000
1.18	sistema de puesta a tierra, considerando conductor 4/0 AWG para 43Ka	Glb	1	150,000	150,000
1.19	Sistema contra incendios	Glb	1	240,000	240,000
1.20	Estructuras metálicas	Glb	1	160,000	160,000
	SUB TOTAL N° 01				2'695,000

Fuente: Elaboración propia

2.00	EQUIPOS SSEE PATIO DE LLAVES				
2.01	Interruptor de potencia tipo tanque vivo en SF6 de 245 kV, 2500A, 40kA, 1050kVp-BIL con apertura Uni – Tripolar y mando sincronizado	Und	1	4,500	4,500
2.02	Seccionador tripolar de línea de doble apertura con cuchilla de puesta a tierra de 245kV, 2500A, 40kA, 1050kVp-BIL.	Und	1	2,500	2,500
2.03	Transformadores de corriente 245 kV, 1050 kVp-BIL, 350-700/1/1/1/1A, 3x(20VA – 5P20), 1x(20VA – cl.0.2)	Und	3	8,500	25,500
2.04	Transformadores de tensión capacitivo de (220:√3)/ 0,11:√3 / 0,11:√3 kV, 1x(15VA – cl.0.2), 1x(15VA – 3P).	Und	6	20,000	120,000
2.05	Pararrayos con contador de descargas, Ur=198kV, Uc=156kV, 10kA, cl. 3	Und	6	8,000	48,000
	Pararrayos con contador de descargas, 21kV, 10kA, cl. 3	Und	3	8,000	24,000
2.06	Transformador de potencia de tres devanados 200/205/8MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2) 220±10x1.0%/22.9/0.46 kV, 1050/125 kVp-BIL, 3ø, 60hz, Ynd5, con regulación automática bajo carga en el lado de alta tensión y con transformadores de corriente del tipo toroidal montados en bushings con las siguientes características: AT (220kV): 350-700/1/1A, 2x(20VA – 5P20) MT (22.9kV): 3250-6500/1/1A, 2x(20VA – 5P20)	Und	1	1050,000	1050,000
	SUB TOTAL N°02				1'274,500

Fuente: Elaboración propia

3.00	EQUIPOS AMPLIACION SSEE PARIÑAS (BAHIA LIBRE)				
3.01	Interruptor de potencia tipo tanque vivo en SF6 de 245kV, 2500A, 40kA, 1050kVp-BIL con apertura Uni – tripolar.	Und	1	8,500	8,500
3.02	Transformadores de tensión capacitivo de 220:√3/0,11:√3/0,11:√3kV, 1x(15VA – cl.0.2), 1x(15VA – 3p).	Und	3	20,000	60,000
3.03	Transformadores de corriente 245kV, 1050kVp-BIL, 350-700/1/1/1/1A, 3x(20VA – 5P20), 1x(20VA – cl.0.2).	Und	3	15,000	45,000
3.04	Seccionador tripolar de línea de apertura central con cuchilla de puesta a tierra de 245kV, 2500A, 40kA, 1050kVp-BIL.	Und	1	4,500	4,500
3.05	Seccionadores tripolares tipo pantógrafo sin cuchilla de puesta a tierra de 245kV, 2500A, 40kA, 1050kVp-BIL	Und	2	4,500	9,000
3.06	Seccionador tripolar de barra de apertura central sin cuchilla de puesta a tierra de 245kV, 2500A, 40kA, 1050kVp-BIL	Und	1	4,500	4,500
3.07	Pararrayos con contador de descargas, Ur=198kV, Uc=156 kv, 10kA, clase 3.	Und	3	3,500	10,500
3.08	Caseta de campo para albergar tableros de servicio auxiliares, protección y comunicación.	Glb	1	12,000	12,000
	SUB TOTAL N° 03				154,000

Fuente: Elaboración propia

4.00	SISTEMA LINEA DE TRASMISION				
4.01	Postes estructura metálica, para línea simple terna 220kV.	Glb	1	360,000	360,000
4.02	Aisladores 220kV	Glb	1	28,800	28,800
4.03	A paramenta para efecto corona	Glb	1	18,000	18,000
4.04	Conductores de Alum. ACAR 1x240mm2	Glb	1	2'475,000	2'475,000
4.05	Cable de guarda, incluye FO OPGW	Glb	1	110,000	110,000
4.06	Cimentación para base de postes	Glb	1	5500	5500
4.07	Puesta a tierra	Glb	1	8,250	8,250
	SUB TOTAL N° 04				3'005,550

Fuente: Elaboración propia

5.00	SISTEMA FOTOVOLTAICO				
5.01	Celda fotovoltaica mono facial de 580wp, voltaje máximo de potencia 44.78v, corriente máxima de potencia 12.96A, trabajo de -40°C a 85°C.	Und	259,200	116	30'067,200
5.02	Inversor alta eficiencia, diseño modular y compacto, con control de potencia reactiva, rampa de potencia activa tras una falla en la red, 12 canales de entrada MPPT, marca SUNGROW modelo SG250HX, de 250kW.	Und	600	7,500	4'500,000
5.03	Transformador de MT potencia 2MVA, relación de transformación 0.8/22.9kV, sistema de refrigeración ONAN cambiador de tomas +/- 2x2.5%, corto circuito (Xcc) 3%	Und	75	3,500	262,500
5.04	Centros de transformación (CT). incluye interruptores de MT, poseen unidad de protección de transformador, alojamiento limpio y seco a temperatura adecuada para la instalación de equipos en alojamiento con similar dimensiones aun container de 20 pies, ancho 2.34m, alto 2.29m, largo 5.9m	Und	75	10,000	750,000
5.05	Sistema seguidor de eje, estructura diseñada para minimizar el ángulo de incidencia entre los rayos solares y el plano del panel fotovoltaico. el sistema de seguimiento consiste en un dispositivo electrónico capaz de seguir el sol durante el día. similar a la marca Schletter, modelo FG6	Und	38400	200	7,680,000
5.06	Conductores eléctricos aluminio, para unir centro de transformación a los Schitchgears de MT, 3x(1x120mm2) XLPE 15/25kV.	ml	9,540	60	572,400
5.07	Conductores eléctricos aluminio, para unir centro de transformación a los schitchgears de MT, 3x(1x400mm2) XLPE 15/25kV.	ml	6,832	80	546,560
5.08	Conductores eléctricos aluminio, para unir centro de transformación a los schitchgears de MT, 3x(2x400mm2) XLPE e 15/25kV.	ml	44,200	110	4'662,000
5.09	Conductores eléctricos aluminio, para unir inversores con CT. (1x185mm2) XLPE 15/25kV.	ml	8,000	120	960,000
5.10	Conductores eléctricos aluminio, para unir inversores con CT. (1x95mm2) XLPE 15/25kV.	ml	16,000	90	1'440,000
5.11	Conductores eléctricos cobre, para unir strings a inversores ubicados en CT. (1x4mm2) XLPE	ml	1'080,000	2.50	2'700,000
	SUB TOTAL N° 05				54'340,660
	TOTAL, DE EQUIPAMIENTOS			US\$	61'469,710.00

Fuente: Elaboración propia

			PROYECTO PLANTA SOLAR		
SUM. EQUIPOS Y MATERIALES			USD	61,469,710.00	
MANO DE OBRA			USD	36,372,562.50	
SUB-TOTAL			USD	97,842,272.50	
GG.	15%		USD	14,676,340.88	
TOTAL			USD	112,518,613.38	
UTILIDAD	20%		USD	22,503,722.68	
GRAN TOTAL (SIN IGV)			USD	135,022,336.05	
MONTO TOTAL			USD	135,022,336.05	INVERSION
IMPUESTO			18%	USD	24,304,020.49
			MMUSD	159.33	TOTAL

Fuente: Elaboración propia

3.7.5 *Análisis de sensibilidad*

En el cuadro de presupuesto hemos identificado algunos ítems, que son críticos para el presupuesto, ya que se requieren en cantidad y también en algunos casos el precio es el más costoso, se deberá analizar para un presupuesto más exacto, teniendo en cuenta el tiempo de entrega, porque los proveedores de los equipos consignan en su cotización tiempos de entrega considerables los cuales incluyen el tiempo de fabricación, pruebas, embalaje y exportación, para despacho vía marítimo, el otro inconveniente es la distancia de las fabricas al Perú, por ejemplo proveedor de la India y de china, puede ser conveniente por el precio pero el flete incrementa el costo y el tiempo de entrega, de igual forma los conductores eléctricos en precio son más convenientes en china y la india pero, se puede buscar un fabricante más cercano, tal vez Brasil, Colombia, etc.

A continuación, se presenta un cuadro de los equipos más críticos y que habría que considerar como aquellos que pueden afectar al costo delo proyecto inevitablemente.

Tabla 25:

Cuadro de principales ítems que puede afectar el tiempo y costo del Proyecto.

ítem	partida	Descripción	% de participación	Afectación
1	1.06	CELDA DE MEDIA TENSIÓN CLASE 24KV AISLADAS EN GAS SF6, INCLUYE ACCESORIOS.	13%	TIEMPO DE ENTREGA, REQUIERE COMPRAR CON CERTIFICACION, PUEDE ATRAZAR EL PROYECTO DE MONTAJE ELECTRICICO.
2	2.06	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 200/100/100MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2) 220±10X1.0%/22.9/22.9kV, 1050/125	23%	TIEMPO CONSIDERABLE DE LA FABRICACION, PRECIO COSTOSO, DEMORA EN EL TRANSPORTE VIA MARITIMA Y TRASLADO AL SITIO EN OBRA
3	4.04, 5.08, 5.09, 5.10,5.11	CONDUCTORES ELECTRICOS	21%	TIEMPO DE ENTREGA CONSIDERABLE, POR LA UBICACIÓN DE LA FABRICA, PUEDE ATRAZAR EL MONTAJE ELECTRICICO, SE REQUIERE QUE LLEGUE JUNTO CON LOS PANELES, ES UN MATERIAL QUE PARA LA INSTALACION ELECTRICA SE REQUIERE BASTANTE TRABAJO Y PUEDE ATRAZAR EL MONTAJE ELECTRICICO.
4	5.01	CELDA FOTOVOLTAICA MONO FACIAL	63.4%	ES MUY CRITICO ESTE MATERIAL, POR LA DISTANCIA DE LA FABRICA, POR EL TIEMPO DE FABRICACION, POR QUE ES UNA CANTIDAD CONSIDERABLE, PUEDE ATRAZAR EL MONTAJE ELECTRICICO Y TAMBIEN AFECTAR AL COSTO DEL PROYECTO.
5	5.03	INVERSOR ALTA EFICIENCIA, DISEÑO MODULAR Y COMPACT	13%	EQUIPO ELECTRONICO, FRAGIL, TIEMPO DE ENTREGA CONSIDERABLE, SE REQUIERE EQUIPO CON CERTIFICACION Y GARANTIA, SE PODRIA CONSIDERAR A UN PROVEEDOR ESPECIALISTA QUE SEA COMPATIBLE CON LOS PANELES. ESTE PUEDE ATRAZAR EL MONTAJE ELECTRICICO.
6	5.04	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (CT).	13%	AUNQUE SU COSTO NO ESTAN ELEVADO, EL INCONVENIENTE ES SU TRASLADO AL SITIO POR LAS DIMENSIONES QUE TIENE, TALVEZ SE PODRIA CONSIDERAR EN LIMA UN TALLER EN EL CUAL SE PUEDE EQUIPAR LAS CELDAS, TRANSFORMADOR, INVERSOR, Y EQUIPOS RELACIONADOS Y LUEGO IMPLEMENTADAS LA CELDAS DE TRANSFORMACION, SE TRASLADEN AL SITIO.
7	5.05	SISTEMA SEGUIDOR DE EJE NS	8%	SE DEBE CONSIDERAR ESTE EQUIPO, POR QUE SE REQUIERE EN CANTIDAD Y ADEMAS ES NECESARIO PARA INSTALAR LOS PANELES, POR LO QUE DEBEN INSTALARSE ANTES O JUNTO CON LOS PANELES SOLARES.
8	1.10	EN CUANTO A LOS TRABAJOS ANTES DE COMENSAR LA OBRA ES EL COSTO DE SERVIDUMBRE	10.57%	ESTE PUNTO ES CRITICO, POR QUE DEBIDO A LOS PROBLEMAS QUE PUEDAN SUCEDER EN LA OBRA, SE REQUIERE COMPRAR TERRENOS O SERVIDUMBRE, LO CUAL PUEDE INCREMENTAR EL COSTO DEL PROYECTO. SE REQUIERE ESTUDIAR Y NEGOCIAR EL AREA A IMPLEMENTAR LA CENTRAL.
9		ACCESO A LA OBRA	25%	SE REQUIERE REALIZAR UN RECORRIDO PARA DETERMINAR LA MEJOR RUTA PARA MOVILIZACION DE EQUIPOS, IDENTIFICAR EL ESTADO DE LA CARRETERA Y SI ES NECESARIO, REALIZAR MEJORAS PARA FACILITAR EL TRANSPORTE DE LOS MATERIALES, TIENE QUE ESTAR CLARO QUE SE TRASLADO AL SITIO, GRAN CANTIDAD DE MATERIALES Y ES IMPORTANTE REALIZAR UNA LOGISTICA DE TAL FORMA QUE AYUDA OPTIZAR O MEJORAR LOS TIEMPOS DE ENTREGA, PARA QUE NO SE ATRASE EL PROYECTO.
10		SEGURIDAD	63%	COMO PARTE DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL, ES IMPORTANTE QUE SE TENGA MUCHA COMUNICACIÓN CON LAS COMUNIDADES QUE ESTAN ALREDEDOR, PARA QUE NO HAYA PROBLEMAS DE RECLAMO SOCIAL, SE HA VISTO QUE EN LA ACTUALIDAD LA COYUNTURA SOCIAL PUEDE DEFINIR SI CONTINUA O NO EL PROYECTO, AUN CUANDO SE TENGA TODOS LOS PERMISOS DE LEY. Y TAMBIEN COMO SE VA HA TRASLADOR MATERIALES Y EQUIPOS COSTOSOS, SE DEBE CONTAR CON SEGURIDAD PARA EL TRASLADO Y CUIDADO EN ALMACEN DEL SITIO.

Fuente: Elaboración propia

3.8 Evaluación económica y financiera

3.8.1 Conceptos básicos de ingeniería económica

El VAN y la TIR suelen ser los conceptos utilizados para evaluar la viabilidad de un proyecto. También hay que tener en cuenta aspectos específicos del flujo de caja económico, como los impuestos y la depreciación. (BACA URBINA, 2010)

3.8.1.1 Valor Actual Neto (VPN).

✓ El VAN, es la diferencia que hay entre el valor actual de los ingresos y los gastos.

El resultado final es un valor efectivo. (BACA URBINA, 2010)

✓ En el transcurso del proyecto, los fondos liberados se reinvierten utilizando el tipo de tasa de descuento. (BACA URBINA, 2010)

✓ Se tiene en cuenta el monto invertido. (BACA URBINA, 2010)

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t} \quad (10)$$

Donde:

t=periodo

I=ingresos

r=tasa

E=egresos

n=último periodo.

VPN=Valor Presente Neto

REGLA DE DECISION DEL VPN (BACA URBINA, 2010)

Si $VPN > 0$, Acepte el Proyecto

Si $VPN < 0$, Rechace el Proyecto

Si $VPN = 0$, Indiferente

3.8.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR). se definen como: (BACA URBINA, 2010)

- ✓ La rentabilidad del Proyecto, es determinada por la TIR
- ✓ El resultado se representa como porcentaje
- ✓ Los supuestos son:
 - Reinvertir el dinero con la misma tasa interna de rendimiento.
 - No se tienen en cuenta las cantidades invertidas.
 - No tiene en cuenta las variaciones en la duración de los proyectos.

$$TIR = VA(\text{Ingresos}) - VA(\text{costos y gastos}) = 0$$

$$si \quad VPN = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t} = 0$$

Donde:

t=periodo

I=ingresos

r=tasa

E=egresos

n=último periodo.

TIR =r

REGLA DE DECISION DEL VPN (BACA URBINA, 2010)

Si $TIR > TD$, el Proyecto es conveniente

Si $TIR < TD$, el Proyecto no conviene.

Si $TIR = TD$, da lo mismo.

(Arrazola Bustillo, 2021)

$$VPN = \frac{150}{(1+i)^1} - 100$$


- Es propia del inversionista
- El inversionista “sesga” el resultado
- El VPN cambia dependiendo de cada inversionista

$$TIR = \frac{150}{(1+i)^1} - 100 = 0$$


- Es propia de la inversión
- El inversionista no “sesga” el resultado
- La TIR no cambia dependiendo de cada inversionista

Fig. N° 1 Diferencias entre el VPN y el TIR

Tasa de descuento (i) a ser usada

FLUJO DE CAJA

Flujo de Caja Libre del Proyecto (FCLP)

TASA DE DESCUENTO

Costo Promedio de Capital (CPC o WACC) después de Impuestos



3.8.1.3 Promedio ponderado del Capital (WACC). Calcula el costo del capital que se financia con deuda, para lo cual pondera el capital de los inversionistas y de la deuda. Componentes del WACC. (T. blank & J. Tarquin, 1999)

$$WACC_t = \underset{\substack{\uparrow \\ 1}}{D} \underset{\substack{\leftarrow 3 \\ \uparrow \\ 2}}{d\%}_{(t-1)} + \underset{\substack{\leftarrow 3 \\ \uparrow \\ 2}}{E} \underset{\substack{\leftarrow 3 \\ \uparrow \\ 2}}{e\%}_{(t-1)} \quad (11)$$

- ✓ El estado del mercado financiero, que asigna un valor a los fondos que utiliza la empresa; los rendimientos previstos para los accionistas.
- ✓ La estructura de capital de la empresa la decide la gerencia.

$$\begin{array}{ccc}
 \text{Costo de} & & \text{Costo de la} \\
 \text{oportunidad de los} & & \text{Deuda} \\
 \text{inversionistas (cok)} & & \\
 \vdots & & \vdots \\
 \uparrow & & \uparrow \\
 WACC = W_e * K_e + W_d * K_d & & \\
 \vdots & & \vdots \\
 \uparrow & & \uparrow \\
 \text{Peso del} & & \text{Peso del} \\
 \text{Aporte de los} & & \text{Aporte de la} \\
 \text{Inversionistas} & & \text{deuda}
 \end{array}$$

$$WACC = W_e * K_e + W_d * K_d \quad (12)$$

$$K_e = K_f + \beta(K_m - K_f) + r_{pais} \quad (13)$$

Donde:

K_e = Costo del capital de los inversionistas

K_f = Tasa libre de riesgo

β = Coeficiente Beta

K_m = Rendimiento del mercado

r_{pais} = Riesgo país

Si:

$\beta > 1$. El riesgo de la empresa es mayor que la del mercado.

$\beta < 1$. El riesgo de la empresa es menor que la del mercado.

3.8.1.4 Payback o plazo de recuperación. El tiempo para recuperar el capital inicial de una inversión se conoce como periodo de recuperación o amortización, y es un criterio para evaluar las inversiones. Se trata de un enfoque estático para evaluar las inversiones. El payback nos permite saber cuánto tiempo tardaremos en recuperar el desembolso de fondos de la inversión inicial, que suele ser en años. esto es muy importante para tomar una decisión sobre el proyecto. Si los flujos de

caja son constantes de un año a otro, el método de cálculo del payback será: (BACA URBINA, 2010)

Formula Payback

$$Payback = a + \frac{I_0 - b}{F} \quad (14)$$

Donde:

a = Número del periodo inmediatamente anterior hasta recuperar el desembolso inicial

I₀ = Inversión inicial del proyecto

b = Suma de los flujos hasta el final del periodo

F = Valor de los flujos de caja

Si los flujos de caja no son iguales en cada periodo, se tendrá que ir restando a la inversión inicial, hasta que se recupere la inversión. (BACA URBINA, 2010)

3.8.2 Financiamiento del proyecto

Se tiene dos maneras de financiar un proyecto en el sector eléctrico:

- ✓ Project Finance, es un método de financiación para grandes inversiones, que depende de la capacidad del proyecto que pueda producir flujos de caja suficientes para devolver los préstamos y de los acuerdos suscritos por distintas partes para garantizar la rentabilidad del proyecto. Estas iniciativas se distinguen por la inclusión de tecnologías muy desarrolladas. (Arrazola Bustillo, 2021)
- ✓ Corporate Finance, Dado que la financiación procede de la empresa o el patrocinador, no es necesario garantizar flujos de caja futuros estables para el proyecto. (Arrazola Bustillo, 2021)

Project Finance

Deuda de Proyecto
Vida útil del proyecto
Activo único
Recursos limitados
Alto financiamiento
Flujos de cajas estables

Corporate Finance

Deuda Corporativa
Vida útil indefinida
Múltiples activos
Con recursos
A sola firma
Financiamiento moderado
Flujos de caja impredecibles

3.8.2.1 Características del Project Finance. (Arrazola Bustillo, 2021)

- ✓ Está basado en un flujo de caja estable.
- ✓ No hay respaldo de los sponsors o lo tienen de forma limitada.
- ✓ Se realiza a través de vehículo especial (SPV).
- ✓ Estructura legal cautela todo cuanto afecta la generación de flujos.

Figura 178:

Partes Involucradas en el Project.



Fuente: Elaboración propia

3.8.3 Evaluación financiera y cálculo del LCOE para la central solar Cáceres.

Tomando como base las publicaciones de Lazard. (LAZARD, 2021)

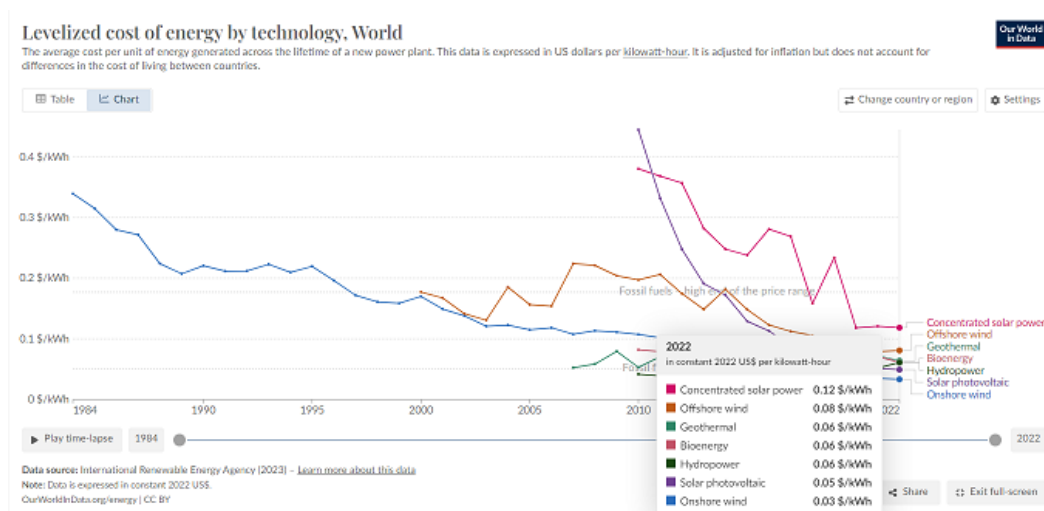
- ✓ Conocer el concepto de Costo de Inversión (CI) y Costo Unitario de Inversión (CUI).
- ✓ Conocer el concepto de Costo de Desarrollo de Generación Eléctrica o Costo Nivelado de Energía (Levelized Cost of Energy, LCOE).
- ✓ Realizar cálculos que permitan determinar el LCOE para diversas tecnologías de generación eléctrica.

El Costo de Inversión (CI) es el monto total de la inversión necesaria para instalar una nueva central, desde la etapa de desarrollo hasta la puesta en operación comercial, pasando por la exploración, perfil, prefactibilidad, factibilidad, ingeniería, pruebas y puesta en servicio. El CI se define en USD o en unidades monetarias. (LAZARD, 2021)

El Costo Unitario de Inversión (CUI) es el cociente del CI entre la capacidad de la central de generación (Potencia Instalada o Potencia Efectiva, según corresponda), por lo que es una magnitud que se mide en USD/kW o USD/MW. (LAZARD, 2021)

Figura 179:

Costo nivelado de energía por tecnología en el mundo.



Fuente: <https://ourworldindata.org/>

Figura 180:

Costo de inversión y costo unitario de inversión por tecnología.

Levelized Cost of Energy Comparison—Capital Cost Comparison

In some instances, the capital costs of renewable energy generation technologies have converged with those of certain conventional generation technologies, which coupled with improvements in operational efficiency for renewable energy technologies, have led to a convergence in LCOE between the respective technologies



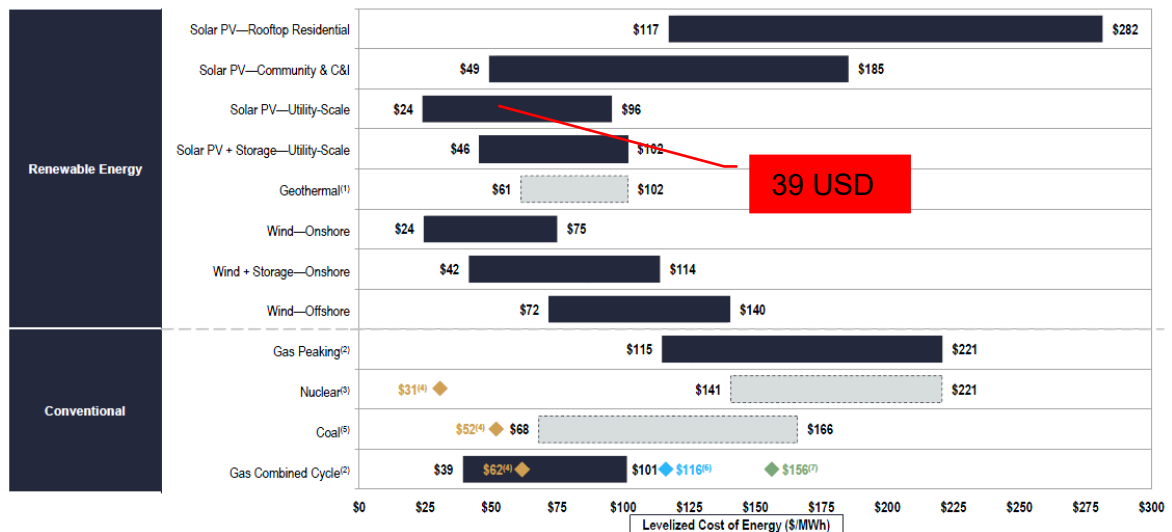
Fuente: <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/>

Figura 181:

Costo nivelado de energía por tecnología

Levelized Cost of Energy Comparison—Unsubsidized Analysis

Selected renewable energy generation technologies are cost-competitive with conventional generation technologies under certain circumstances



Fuente: <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/>

3.8.3.1 Calculo del costo de desarrollo de generación eléctrica LCOE. Para determinar el costo de desarrollo de generación eléctrica, desde la perspectiva económica, calcularemos el LCOE, es el precio de la energía, en el mercado de corto plazo, es el costo que se necesita para cubrir la inversión de una central, más los costos de O&M y administración, incluyendo una pequeña rentabilidad. Que sería la tasa WACC aceptable para el inversionista. (LAZARD, 2021)

Calcularemos el valor WACC

Considerando un capital propio del 90% a una tasa de 4.5% y además se realizará un préstamo del 10% faltante, a una tasa de interés anual del 10.5%.

Con los datos indicados anteriores, calculamos el WACC,

Capital Propio	90.00%
Costo de Capital Propio	4.50%
Préstamo	10.00%
Costo de Préstamo	10.50%
WACC	5.10%

Entonces el WACC = 5.1%, con esta tasa de descuento, actualizaremos los flujos de caja al tiempo cero, para luego calcular el VPN (valor actual neto).

Tabla 26:
Calculo de costo nivelado de energía LCOE, para la central Fotovoltaica de 150MW.

Central Solar Caceres																						
Periodo de Depreciación	10	años																				
Periodo de Análisis	20	años																				
Costo de Operación como % de CI	0.25%																					
Costo de Mantenimiento como % de CI	0.25%																					
Costo Administrativo como % de CI	0.25%																					
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Costo Unitario de Inversión	Unidades	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
	US\$/kW	900																				
Potencia Instalada	MW	150																				
Costo de Inversión (CI)	Miles US\$	135,000																				
Factor de Corrección Pot. Efectiva	%		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Potencia Efectiva	MW		150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Indisponibilidad Reconocimiento de Potencia	%			1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
Potencia Firme	MW		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Margen de Reserva	%		30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Ingresos por Potencia	Miles US\$		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Factor de Planta	%		30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Energía Producida	GWh		390.258	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390
Costo Marginal	US\$/MWh		39.0000	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0
Ingresos por Energía	Miles US\$		15,220.06	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220

Margen Bruto	Miles US\$	15,220.06	15,220.06	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220
Costo de Operación	Miles US\$	337.50	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338
Costo de Mantenimiento	Miles US\$	337.50	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338
Costo Administrativo	Miles US\$	337.50	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338
Depreciación	Miles US\$	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad antes de Impuestos	Miles US\$	707.56	708	708	708	708	708	708	708	708	708	14,208	14,208	14,208	14,208	14,208	14,208	14,208	14,208	14,208
Porcentaje de Impuesto	%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Impuestos	Miles US\$	212.27	212	212	212	212	212	212	212	212	212	4,262	4,262	4,262	4,262	4,262	4,262	4,262	4,262	4,262
Utilidad Neta	Miles US\$	13,995.29	13,995	13,995	13,995	13,995	13,995	13,995	13,995	13,995	13,995	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945
Margen Neto	Miles US\$	-135,000	13,995.29		13,995	13,995	13,995	13,995	13,995	13,995	13,995	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945
	Saldo Act.	-135,000	13,316.17	12,670.00	12,055.18	11,470.20	10,913.61	10,384.02	9,880.14	9,400.70	8,944.53	8,510.50	5,754.24	5,475.01	5,209.34	4,956.55	4,716.03	4,487.19	4,269.45	4,062.27
	Acumulado	-135,000	121,683.83	109,013.83	-96,958.65	-85,488.44	-74,574.83	-64,190.81	-54,310.67	-44,909.97	35,965.44	-27,454.94	21,700.71	-16,225.70	-11,016.36	-6,059.81	1,343.78	3,143.41	7,412.86	11,475.12
Capital Propio	90.00%	Capital propio																		
Costo de Capital Propio	4.50%																			
Préstamo	10.00%	Capital prestamo																		
Costo de Préstamo	10.50%																			
WACC	5.10%																			
VPN	154,017.9	Miles US\$																		
VAN	19,017.86	Miles US\$																		
TIR	6.88%	PARA QUE SEA RENTABLE, WACC < TIR																		
PR	15.07	Años																		
B/C	1.14	Razón Beneficio/costo																		

Fuente: Elaboración Propia.

Utilizando la función buscar objetivo de Excel, se hace variar el costo marginal, para un WACC=5.31%, se obtiene una LCOE=34 $\frac{USD}{kWh}$, este sería el valor mínimo en el cual se recupera el proyecto, teniendo un pequeño ingreso para cubrir todas las tasas de préstamo.

De acuerdo a la última licitación, el precio de la energía en el mercado de corto plazo está en: 39.1 $\frac{USD}{kWh}$, para lo cual se tendría un margen de utilizada.

Se presenta los siguientes datos obtenidos de la hoja de cálculo.

VPN	10,236.0	
TIR	9.50%	
PAYBACK	16.10	años

Capítulo IV. Presentación y análisis de resultados

4.1 Resultados análisis de flujo de carga

Para la simulación realizada en el capítulo 3, se realizó la simulación del flujo de carga para el año 2026, considerando el sistema con el proyecto y sin el proyecto, además en este año se presentan las temporadas de Avenida y estiaje. Considerando los niveles de mínimo, medio y máximo, con lo cual resumimos los siguientes:

Tabla 27:

Resultados de Cargabilidad Año 2025 (con proyecto).

Temporada	Condición	Resultado	Equipos
2025_EstMaxCP	Con proyecto	En los transformadores de 3 devanados: tr3 ctumb_8001, TP-A050, se muestra una sobrecarga en la cual debe tomar acción el operador, las tensiones en las barras están dentro de los límites.	L-2277 cargabilidad al 73.29% TP-A050 cargabilidad 109.27% tr3ctumb_8001 cargabilidad 103.52% tr3 Cutervo cargabilidad 97.32% tr3 Sihuas_1 cargabilidad 93.31% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01 pu, el resto de barras están en el orden de 1.01 pu.
2025_EstMedCP	Con proyecto	En los transformadores de 3 devanados: tr3 ctumb_8001, TP-A050, se muestra una sobrecarga en la cual debe tomar acción el operador, las tensiones de las barras están dentro de los límites.	L-2277 cargabilidad al 73.91% TP-A050 cargabilidad al 138.02% tr3ctumb_8001 cargabilidad 102.79% tr3 Sihuas_1 cargabilidad al 93.52% AT31-211 cargabilidad al 82.54% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.02 P.U., el resto de barras están en el orden de 1.01 p.u.
2025_EstMinCP	Con proyecto	No se muestra ninguna Recarga en ninguno de los transformadores, y la tensión de las barras está dentro de los límites.	L-2248_b cargabilidad al 55.65% tr3 Sihuas_1 cargabilidad al 91.85% tr3ctumb_8001 cargabilidad al 89.89% TP-A050 cargabilidad al 78.93% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01 P.U., el resto de barras están en el orden de 1.01 p.u.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 28:*Resultados de Cargabilidad Año 2025 (sin proyecto).*

Temporada	Condición	Resultado	Equipos
2025_EstMaxSP	Sin proyecto	En los transformadores de 3 devanados: tr3 cttumb_8001, TP-A050, se muestra una sobrecarga en la cual se debe tomar acción el operador, las tensiones de las barras están dentro de los límites.	L-2277 cargabilidad al 73.38% TP-A050 cargabilidad 108.65% tr3 cttumb_8001 cargabilidad 103.67% tr3 cutervo cargabilidad 97.34% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01 pu., el resto de barras están en el orden de 1.01 pu.
2025_EstMedSP	Sin proyecto	En los transformadores de 3 devanados: tr3 cttumb_8001, TP-A050, se muestra una sobrecarga en la cual se debe tomar acción el operador, las tensiones de las barras están dentro de los límites.	L-2277 cargabilidad al 74.01% TP-A050 cargabilidad 138.68% tr3 cttumb_8001 cargabilidad 105.62% tr3 Sihuas_1 cargabilidad 93.37% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01 P.U., el resto de barras están en el orden de 1.01 p.u.
2025_EstMinSP	sin proyecto	No se muestra ninguna Recarga en ninguno de los transformadores, y la tensión de las barras está dentro de los límites.	tr3 cttumb_8001 cargabilidad 89.95% tr3 Sihuas_1 cargabilidad 91.82% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01 pu. el resto de barras están en el orden de 1.01 p.u.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 29:*Resultados de Cargabilidad Año 2026 (sin proyecto).*

Temporada	Condición	Resultado	Equipos
2026_AveMaxSP	Sin proyecto	En los transformadores de 3 devanados: tr3 cttumb_8001, TP-A054, tr3 Cutervo, se muestra una sobrecarga en la cual se debe tomar acción el operador, las tensiones de las barras están dentro de los límites	L-2240 cargabilidad al 82.46% TP-A054 cargabilidad al 99.78% tr3 cttumb_8001 cargabilidad al 132.51% tr3 Cutervo cargabilidad al 112.63% CHIRA 220/60 cargabilidad al 97.36% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01 pu., el resto de barras están en el orden de 1 p.u.
2026_AveMedSP	Sin proyecto	En el transformador de 3 devanados: tr3 cttumb_8001, se observa una sobrecarga en la cual se debe tomar acción el operador, las tensiones de las barras están dentro de los límites	L-2240 cargabilidad al 92.75% tr3 cttumb_8001 cargabilidad al 123.05% CHIRA 220/60 cargabilidad al 98.72% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01 pu., el resto de barras están en el orden de 1 p.u.
2026_AveMinSP	Sin proyecto	En el transformador de 3 devanados: tr3 cttumb_8001, se observa una sobrecarga en la cual se debe tomar acción el operador, las tensiones de las barras están dentro de los límites	L-2240 cargabilidad al 77.49% tr3 cttumb_8001 cargabilidad al 109.76% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01 pu., el resto de barras están en el orden de 1 pu.
2026_EstMaxSP	Sin proyecto	En los transformadores de 3 devanados: tr3 cttumb_8001 y tr3 Cutervo, se observa una sobrecarga en la cual se debe tomar acción el operador, las tensiones de las barras están dentro de los límites	L-2277 cargabilidad al 73.78% tr3 cttumb_8001 cargabilidad al 106.99% tr3 Cutervo cargabilidad al 101.59% tr3 Sihuas_1 cargabilidad al 93.08% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01pu., el resto de barras están en el orden de 1 pu.
2026_EstMedSP	Sin proyecto	En el transformador de 3 devanados: tr3 cttumb_8001, se observa una sobrecarga en la cual se debe tomar acción el operador, las tensiones de las barras están dentro de los límites	L-2277 cargabilidad al 73.75% tr3 cttumb_8001 cargabilidad al 108.15% tr3 Sihuas_1 cargabilidad al 93.17% AT31-211 cargabilidad al 82.44% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.02 pu., el resto de barras están en el orden de 1 p.u.
2026_EstMinSP	Sin proyecto	No se muestra ninguna Recarga en ninguno de los transformadores, y la tensión de las barras está dentro de los límites.	L-2160 cargabilidad al 49.28% tr3 cttumb_8001 cargabilidad al 92.78% tr3 Sihuas_1 cargabilidad al 91.94% AT31-211 cargabilidad al 82.49% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01 pu., el resto de barras están en el orden de 1 p.u.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 30:*Resultados de Cargabilidad Año 2026 (con proyecto).*

Temporada	Condición	Resultado	Equipos
2026_AveMaxCP	Con proyecto	En los transformadores de 3 devanados: tr3 ctumb_8001, tr3 Cutervo, CHIRA 220/60 muestra una sobrecarga en la cual se debe tomar acción el operador, las tensiones de las barras están dentro de los límites	L-2281, cargabilidad 76% tr3 ctumb_8001 cargabilidad al 132.73% tr3 Cutervo cargabilidad al 112.56% CHIRA 220/60 cargabilidad al 101.65% TP-A054 cargabilidad 98.86% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01 pu., el resto de barras están en el orden de 1 p.u..
2026_AveMedCP	Con proyecto	En los transformadores de 3 devanados: tr3 ctumb_8001, CHIRA 220/60 se muestra una sobrecarga en la cual se debe tomar acción el operador, las tensiones de las barras están dentro de los límites	L-2240 cargabilidad al 79.45% tr3 ctumb_8001 cargabilidad al 123.32% CHIRA 220/60 cargabilidad al 102.88% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01 pu., el resto de barras están en el orden de 1 p.u
2026_AveMinCP	Con proyecto	En el transformador de 3 devanados: tr3 ctumb_8001, se muestra una sobrecarga en la cual se debe tomar acción el operador, las tensiones de las barras están dentro de los límites	L-2281, cargabilidad 70.82% tr3 ctumb_8001 cargabilidad al 109.44% tr3 Sihuas_1 cargabilidad al 88.20% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01v., el resto de barras están en el orden de 1 p.u
2026_EstMaxCP	Con proyecto	En el transformador de 3 devanados tr3 Cutervo, se muestra una sobrecarga en la cual se debe tomar acción el operador, las tensiones de las barras están dentro de los límites	L-2277, cargabilidad 73.59% tr3 Cutervo cargabilidad al 101.59% tr3 Sihuas_1 cargabilidad al 93.14% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01 pu., el resto de barras están en el orden de 1 p.u
2026_EstMedCP	Con proyecto	En el transformador de 3 devanados: tr3 ctumb_8001, se muestra una sobrecarga en la cual se debe tomar acción el operador, las tensiones de las barras están dentro de los límites	L-2277, cargabilidad 72.81% tr3 ctumb_8001 cargabilidad al 108.85% tr3 Sihuas_1 cargabilidad al 93.24% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01 pu , el resto de barras están en el orden de 1 p.u
2026_EstMinCP	Con proyecto	No se muestra ninguna Recarga en ninguno de los transformadores, y la tensión de las barras está dentro de los límites.	L-2248_b, cargabilidad 54.18% tr3 Sihuas_1 cargabilidad al 91.99% Barra PARIÑAS 220A, está en 1.01 pu., el resto de barras están en el orden de 1 p.

Fuente: Elaboración propia

4.2 Resultado de análisis de contingencia N-1

El análisis de contingencia, permite evaluar el grado de seguridad de un sistema eléctrico de potencia, frente a la salida de cualquier componente, este no debe afectar la operación del sistema para lo cual el operador debe tomar acción sobre los puntos más críticos para que el sistema entre en un estado inestable.

4.2.1 Resultado de análisis de contingencia para año 2025 estiaje medio

En el capítulo 6, punto 3.6.6.1, se realizó el estudio de contingencia, en esta parte comentaremos los resultados de dicha evaluación, en el cuadro de comparación se detectó que al ingresar el proyecto se encontró una sobrecarga en el transformador T16-261, al presentarse una contingencia en dichos componentes los cuales presentamos.

Tabla 31:

Diferencia de cargabilidad en T16-261.

Nombre de la contingencia	Diferencia de cargabilidad en T16-261(%)
L-6657A	7 %
tr3 cttumb 8001	7 %
L-6654	7.1 %
CHIRA 220/60	7 %
TR-54-SEP-01-B	7.1 %
TR-54-SEP-01-A	7.1 %
L-6698A	7.1 %
L-6698B	7.1 %
L-6662A 2	7.1 %
T121-261	7.1 %
T122-261	7.1 %
L-6766	7.1 %
L-6665 L2	7.1 %
L-6665A	7.1 %
L-6662B	7.1 %
T33-261	7.1 %
T116-262	7.1 %
L-2295	7.1 %
L-6767 A	7.1 %
L-6662A 1	7.1 %
L-2250 B	7.1 %
L-6650	7.1 %
L-2162 B	7.1 %
L-2241 B	7.2 %
L-2241 B der PNueva	7.2 %
L-2162 B der PNueva	7.2 %
L-6663	7.2 %
Tr2 PE Talara 33/0.69 kV	7.1 %
Tr2 PE Talara 220/33 kV	7.2 %
L-2280 A	7.2 %
L-2280 C	7.1 %
L-2161	7.1 %
LT 220 Pariñas-NTumbes	7.1 %
L-2248 a	7.1 %
L-6758	6.9 %
L-2248 b	7.1 %
L-6660	7 %
tr2 tal 271	7.1 %
L-2250 A	7.5 %
LT PARSOL CACERES150	6.6 %

Fuente: Elaboración propia

Líneas y transformadores se sobrecargaron ligeramente con el ingreso del proyecto, como la diferencia no es considerable y se puede arreglar con el manejo del despacho de carga, se resume que el proyecto no afecta al sistema actual en operación en temporada de estiaje 2025.

4.2.2 Resultado de análisis de contingencia para año 2026 avenida media

Se encontró una sobrecarga en la línea de transmisión L-695B, pero se recalca que antes del proyecto esta línea esta sobrecargada casi al 120%, con el ingreso del proyecto se está aumentado en 0.2%, lo cual no es nada, pero se debe tener en cuenta esta observación el operador del COES, se resume que el proyecto no afecta al sistema actual en operación en temporada de avenida media 2026

4.2.3 Resultado de análisis de contingencia para año 2026 estiaje media

No se encontraron sobrecargas en equipos, por lo que se resume que el proyecto no afecta al sistema actual en operación en temporada de estiaje media 2026.

4.2.4 Resultado de análisis de contingencia para año 2027 avenida media

No se encontraron sobrecargas en equipos, por lo que se resume que el proyecto no afecta al sistema actual en operación en temporada de avenida media 2027.

4.2.5 Resultado de análisis de contingencia para año 2027 estiaje media

No se encontraron sobrecargas en equipos, por lo que se resume que el proyecto no afecta al sistema actual en operación en temporada de estiaje media 2027.

4.3 Resultado de análisis de cortocircuito

Para el análisis de corto circuito, se realizó la prueba de corto circuito en la barra PARIÑAS220A y en la línea de transmisión LT. LT_PARSOL_CACERES150 con una falla

de corto circuito al 50%, en ninguno de los casos se supera los 40kA, que es requisito del COES, además es predecible este resultado por que el sistema de generación fotovoltaica no tiene inercia y su circuito modelado es principalmente pasivo.

Tabla 32:
Prueba de cortocircuito, en barra PARIÑAS 220A/B-Estiaje Media 2025.

Cortocircuito 2025_Estiaje Media				
Componente	Tipo de falla	Con proyecto (kA)	Sin proyecto (kA)	Condición PR-20
Barra PARIÑAS 220A	TRIFASICO	4.395	4.328	Cumple
Barra PARIÑAS 220A	BIFASICO	3.775	3.759	Cumple
Barra PARIÑAS 220A	MONOFASICO A	5.708	5.549	Cumple
	TIERRA			
Barra PARIÑAS 220A	BIFASICO A	5.651	5.370	Cumple
	TIERRA			

Fuente: Elaboración propia

Tabla 33:*Prueba de cortocircuito, en barra PARIÑAS 220A/B-Avenida Media 2026.*

Cortocircuito 2026_Avenida Media				
Componente	Tipo de falla	Con proyecto (kA)	Sin proyecto (kA)	Condición PR-20
Barra PARIÑAS 220A	TRIFASICO	4.320	4.249	Cumple
Barra PARIÑAS 220A	BIFASICO	3.706	3.689	Cumple
Barra PARIÑAS 220A	MONOFASICO A	5.616	5.461	Cumple
	TIERRA			
Barra PARIÑAS 220A	BIFASICO A	5.566	5.288	Cumple
	TIERRA			

Fuente: Elaboración propia**Tabla 34:***Prueba de cortocircuito, en barra PARIÑAS 220A/B-Estiaje Media 2026.*

Cortocircuito 2026_Estiaje Media				
Componente	Tipo de falla	Con proyecto (kA)	Sin proyecto (kA)	Condición PR-20
Barra PARIÑAS 220A	TRIFASICO	4.501	4.432	Cumple
Barra PARIÑAS 220A	BIFASICO	3.864	3.850	Cumple
Barra PARIÑAS 220A	MONOFASICO A	5.826	5.663	Cumple
	TIERRA			
Barra PARIÑAS 220A	BIFASICO A	5.754	5.470	Cumple
	TIERRA			

Fuente: Elaboración propia

Tabla 35:*Prueba de cortocircuito, en barra PARIÑAS 220A/B-Avenida Media 2027.*

Cortocircuito 2027_Avenida Media				
Componente	Tipo de falla	Con proyecto (kA)	Sin proyecto (kA)	Condición PR-20
Barra PARIÑAS 220A	TRIFASICO	4.516	4.445	Cumple
Barra PARIÑAS 220A	BIFASICO	3.834	3.819	Cumple
Barra PARIÑAS 220A	MONOFASICO A	5.786	5.624	Cumple
	TIERRA			
Barra PARIÑAS 220A	BIFASICO A	5.768	5.480	Cumple
	TIERRA			

Fuente: Elaboración propia**Tabla 36:***Prueba de cortocircuito, en barra PARIÑAS 220A/B-Estiaje Media 2027.*

Cortocircuito 2027_Estiaje Media				
Componente	Tipo de falla	Con proyecto (kA)	Sin proyecto (kA)	Condición PR-20
Barra PARIÑAS 220A	TRIFASICO	4.595	4.524	Cumple
Barra PARIÑAS 220A	BIFASICO	3.904	3.889	Cumple
Barra PARIÑAS 220A	MONOFASICO A	5.878	5.712	Cumple
	TIERRA			
Barra PARIÑAS 220A	BIFASICO A	5.851	5.560	Cumple
	TIERRA			

Fuente: Elaboración propia

4.4 Resultado análisis de estabilidad

Para el análisis de estabilidad, se realizó las pruebas con diferentes escenarios de generación de la central, por la potencia que maneja la central, se demuestra en la simulación, que al 100% de generación RER, la frecuencia es la más afectada, en el caso de una contingencia o falla, por lo que el COES, deberá coordinar con las otras centrales de generación próximas, para compensar esta contingencia, el sistema BESS, realizara regulación primaria, pero no será suficiente para compensar esta contingencia. Además, se observa que este desequilibrio se produce en la frecuencia, después que se corrigió la falla y aparentemente todo está bien, como seguridad se recomienda el monitoreo de la frecuencia después de este evento.

Tabla 37:

Análisis de estabilidad en Generadores, debido a L-2161, PARIÑAS220A/B y LT_PARSOL_CACERES150.

Componente	Estación	Generador	Variable	Estable
L-2161 t=1s	2025_EstMedCP	Malac G4, QuitaracsaG2 TG1 Ref Talara, CpatoG2, CarhqG3, Tablazo G1, Maple, GCiegoG2	P,Q,f, θ_{rotor}	si
Barra PARIÑAS220A/B t=1s Despeje t=100ms	2025_EstMedCP	Malac G4, QuitaracsaG2 TG1 Ref Talara, CpatoG2, CarhqG3, Tablazo G1, Maple, GCiegoG2	P,Q,f, θ_{rotor}	si
Barra PARIÑAS220A/B t=1s Despeje t=220ms	2025_EstMedCP	Malac G4, QuitaracsaG2, TG1 Ref Talara, CpatoG2, CarhqG3, Tablazo G1, Maple, GCiegoG2	P,Q,f, θ_{rotor}	no
LT_PARSOL_CACERES150 t=1s Despeje t=100ms	2025_EstMedCP	Malac G4, QuitaracsaG2 TG1 Ref Talara, CpatoG2, CarhqG3, Tablazo G1, Maple, GCiegoG2	P,Q,f, θ_{rotor}	si
L-2161 t=1s	2027_AveMedCP	Malac G4, TG1 Ref Talara, TG2 Ref Talara, Quitaracsa G1, Tablazo G1, Carhq G1, CPato G2, GCiego G2	P,Q,f, θ_{rotor}	si
Barra PARIÑAS220A/B t=1s Despeje t=100ms	2027_AveMedCP	Malac G4, TG1 Ref Talara, TG2 Ref Talara, Quitaracsa G1, Tablazo G1, Carhq G1, CPato G2, GCiego G2	P,Q,f, θ_{rotor}	si
LT_PARSOL_CACERES150 t=1s Despeje t=100ms	2027_AveMedCP	Malac G4, TG1 Ref Talara, TG2 Ref Talara, Quitaracsa G1, Tablazo G1, Carhq G1, CPato G2, GCiego G2	P,Q,f, θ_{rotor}	si
L-2161 t=1s	2027_EstMedCP	Malac G4, TG1 Ref Talara, TG2 Ref Talara, Quitaracsa G1, Maple, Tablazo G1, Carhq G3, CPato G2, GCiego G2	P,Q,f, θ_{rotor}	si
Barra PARIÑAS220A/B t=1s Despeje t=100ms	2027_EstMedCP	Malac G4, TG1 Ref Talara, TG2 Ref Talara, Quitaracsa G1, Maple, Tablazo G1, Carhq G3, CPato G2, GCiego G2	P,Q,f, θ_{rotor}	si
LT_PARSOL_CACERES150 t=1s Despeje t=100ms	2027_EstMedCP	Malac G4, TG1 Ref Talara, TG2 Ref Talara, Quitaracsa G1, Maple, Tablazo G1, Carhq G3, CPato G2, GCiego G2	P,Q,f, θ_{rotor}	si

Fuente: Elaboración propia

4.4.1 Análisis de estabilidad variando la generación RER, cuando se presenta un cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B

Se debe tener en cuenta que el despacho de carga varía de acuerdo a la temporada de avenida y estiaje, de igual forma varía el tiempo crítico, se realizará la simulación de la falla en $t=1s$. y un tiempo de despeje de 220ms y 230ms. Y encontraremos el %RER inyectado a la barra PARIÑAS 220A/B, en el cual el sistema de generación próxima, se mantiene estable, se graficará las tendencias de P, Q, f, θ , tensión en Barra PARIÑAS220A/B.

Se analizará, para el año de ingreso 2025, y el tercer año de operación (2027) en el SEIN. los generadores comprometidos serán los siguientes:

Tabla 38:

Constante de inercia de generadores para estudio de estabilidad.

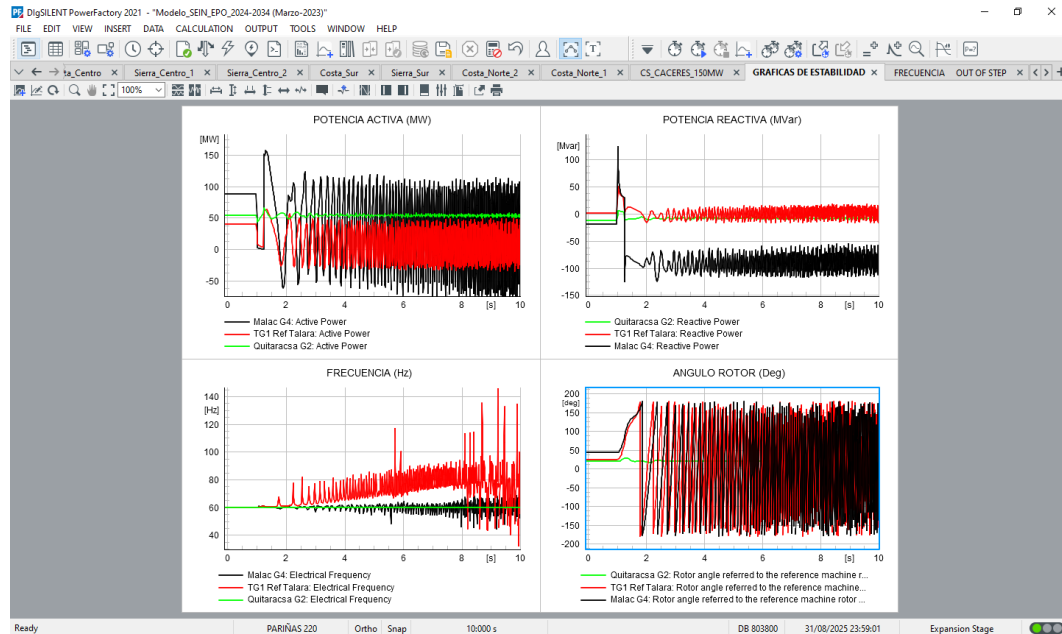
Generador	Ubicación	H (seg)
Malac G4	Area Norte	4.842
Quitaracs G2	Area Norte	2.7
TG1 Ref Talara	Area Norte	3.58
CPato G2	Area Norte	2
Carhq G2	Area Norte	2.66

Fuente: Elaboración propia, inercia tomada de la Base de Datos de Powerfactory

4.4.1.1 Resultados de Análisis estabilidad, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS 220A/B, en $t=1s$ y despeje de falla en $t=230ms$, año 2025_EstMedCP.

Figura 182:

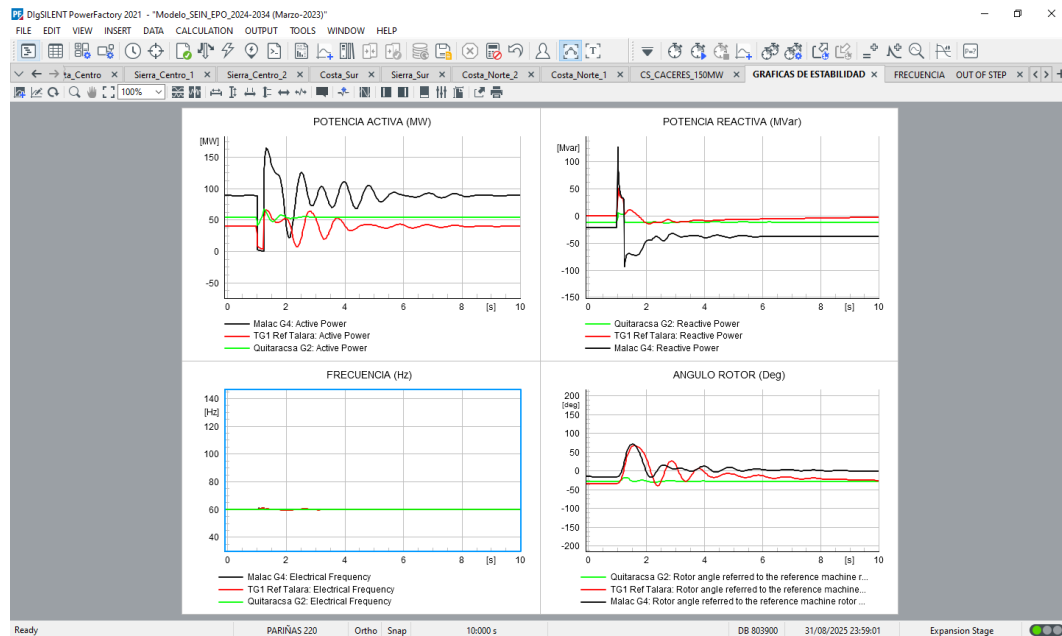
Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=230ms$, oscilación en la frecuencia. Se llega inevitablemente a la inestabilidad y pérdida de sincronismo.



Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 183:

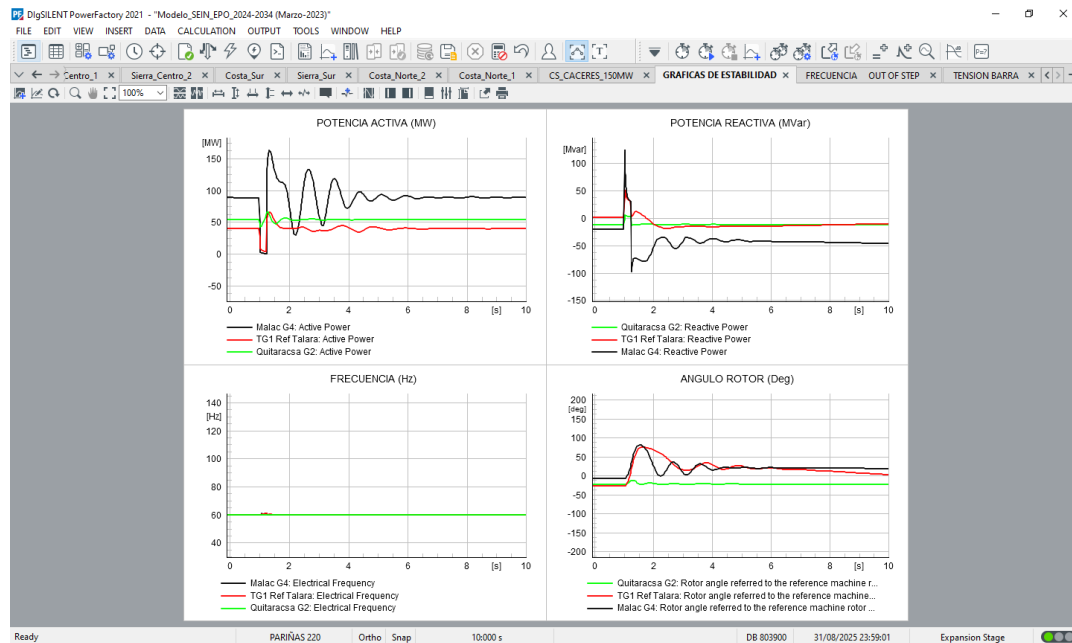
Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67% RER, cuando se realiza un cortocircuito trifásico en la Barra PARIÑAS 220A/B, tiempo de despeje $t=230\text{ms}$, se recupera la frecuencia, ángulo de rotor, sistema estable.



Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 184:

Resultado cuando se tiene un despacho del 24%RER, cuando se realiza un cortocircuito trifásico en la Barra PARIÑAS 220A/B, tiempo de despeje $t=230\text{ms}$, frecuencia, ángulo de rotor, P , Q y tensión estable.



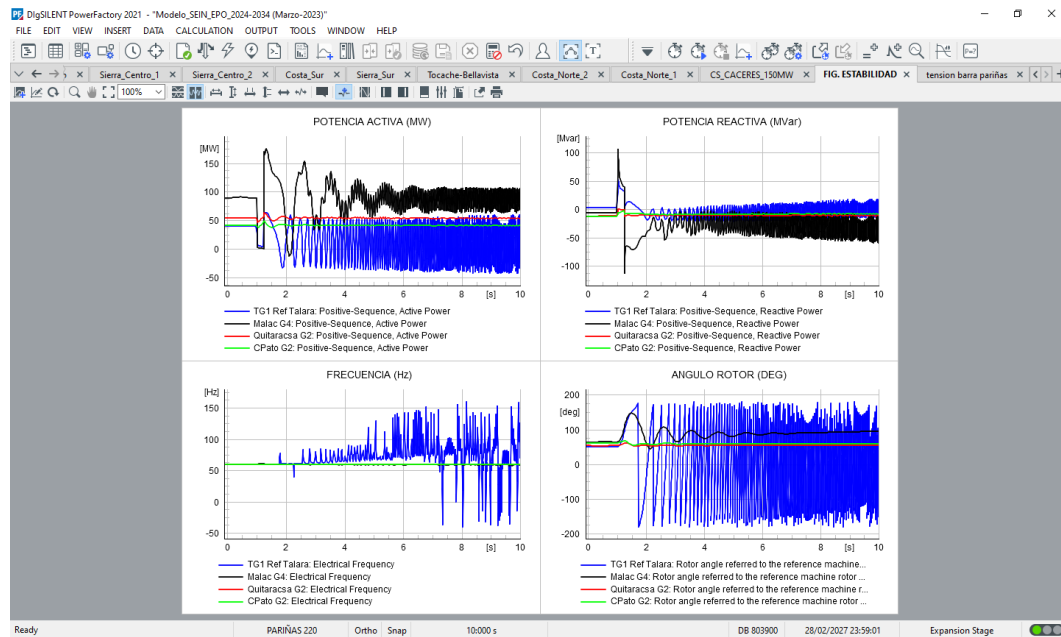
Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Para inyección de potencia mayor a 24%RER, los generadores TG1 Ref Talara y Malac G4, pierden sincronismo.

4.4.1.2 Resultados de Análisis estabilidad, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS 220A/B, en $t=1s$ y despeje de falla en $t=230ms$, año 2027_AveMedCP.

Figura 185:

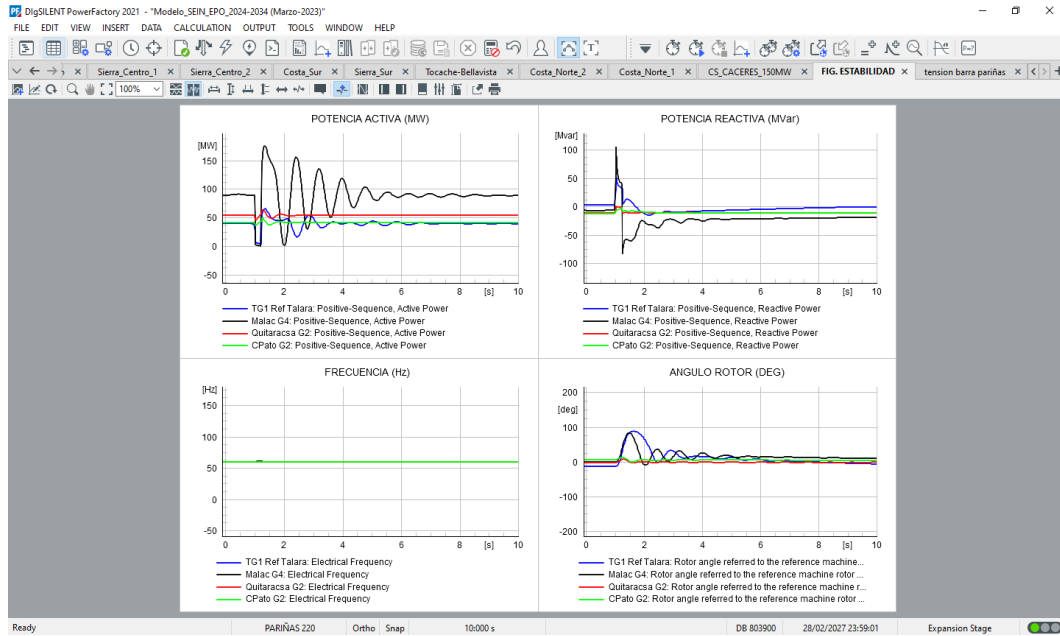
Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=230ms$, oscilación en la frecuencia. Se lleva inevitablemente a la inestabilidad y perdida de sincronismo.



Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 186:

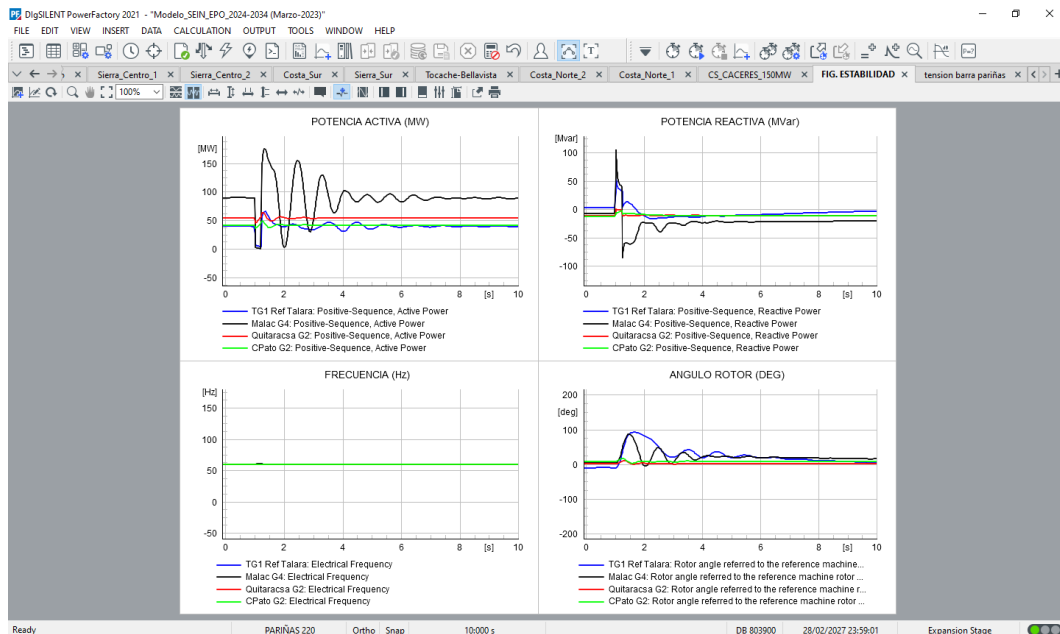
Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67% RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=230\text{ms}$, sistema con estabilidad.



Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 187:

Resultado cuando se tiene un despacho del 16% RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=230\text{ms}$, sistema con estabilidad.

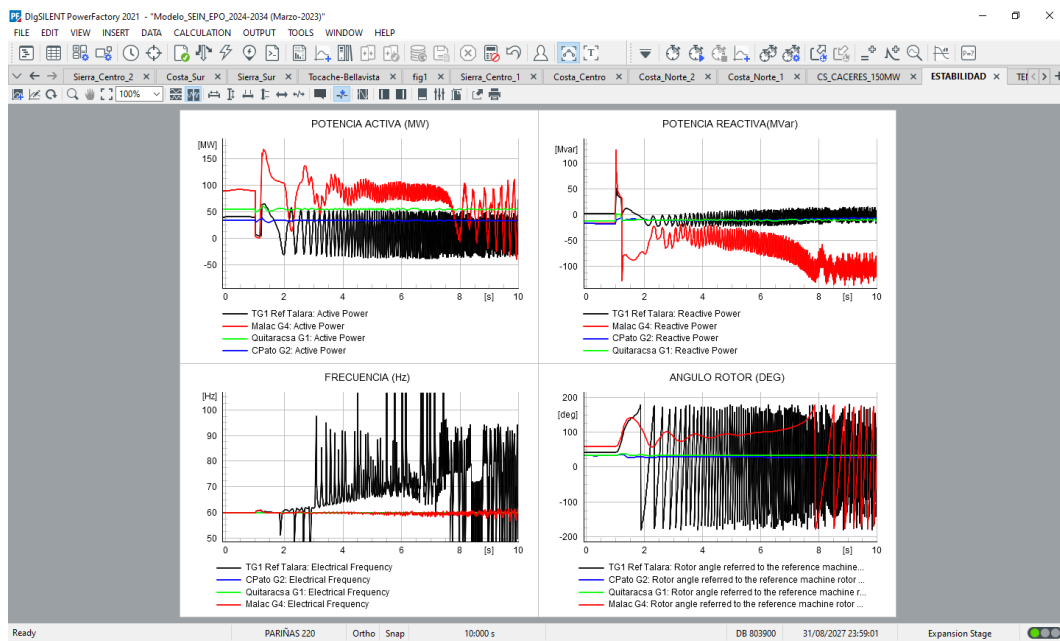


Para inyección de potencia mayor a 16%RER, el generador TG1 Ref Talara, pierde sincronismo, el tiempo critico también seria $t=230\text{ms}$.

4.4.1.3 Resultados de Análisis estabilidad, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS 220A/B, en $t=1\text{s}$ y despeje de falla en $t=220\text{ms}$, año 2027_EstMedCP.

Figura 188:

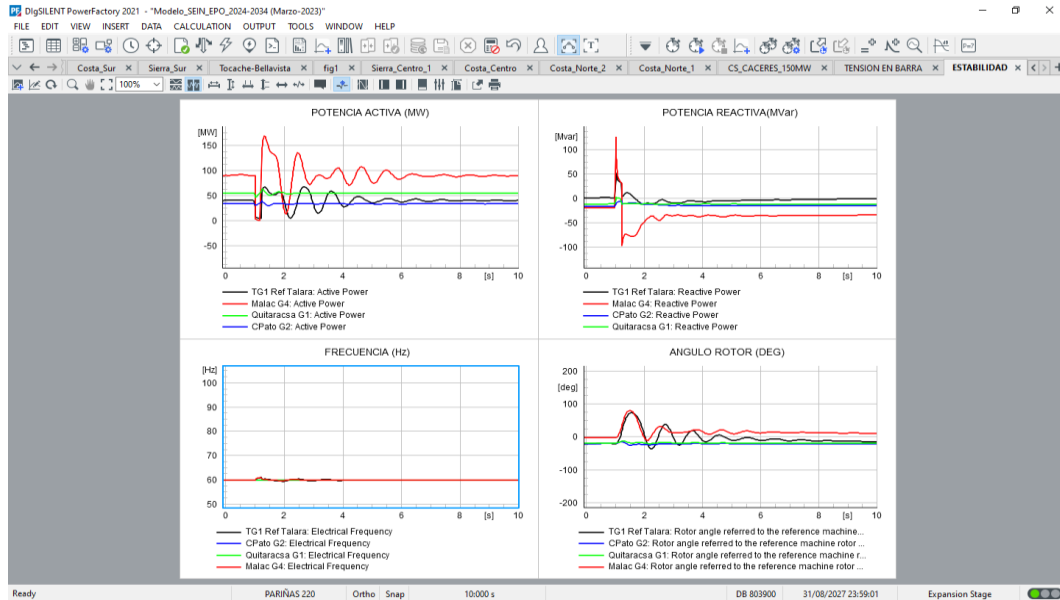
Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=220\text{ms}$, oscilación en la frecuencia. Se lleva inevitablemente a la inestabilidad y perdida de sincronismo.



Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 189:

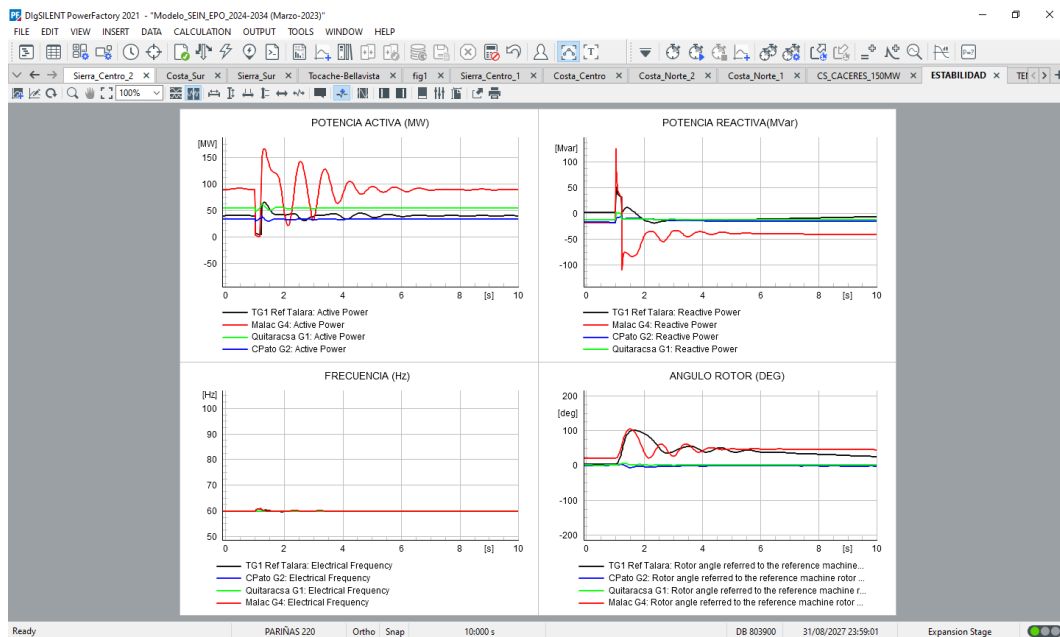
Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67% RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=220\text{ms}$, sistema estable.



Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 190:

Resultado cuando se tiene un despacho del 48% RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=220\text{ms}$, sistema estable.



Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Para inyección de potencia mayor a 48%RER, el generador TG1 Ref. Talara, pierde sincronismo, el tiempo critico también sería $t=220\text{ms}$.

4.4.2 Análisis de estabilidad, cuando se presenta un cortocircuito trifásico en la línea LT_PARSOL_CACERES150 (Falla al 50%)

Se debe tener en cuenta que el tiempo critico es 260ms. Se realizará la simulación en $t=1\text{s}$. y un despeje de falla en 260ms. Y encontraremos el %RER inyectado a la barra PARIÑAS 220A/B, en el cual el sistema de generación próxima se mantiene estable, se graficará las tendencias de P, Q, f, θ , tensión en Barra PARIÑAS220A/B.

Se analizará, para el año de ingreso 2025, y para el tercer año de operación (2027) en el SEIN. los generadores comprometidos serán los siguientes:

Tabla 39:

Generadores que participan en el análisis de estabilidad para una falla en LT_PARSOL_CACERES150.

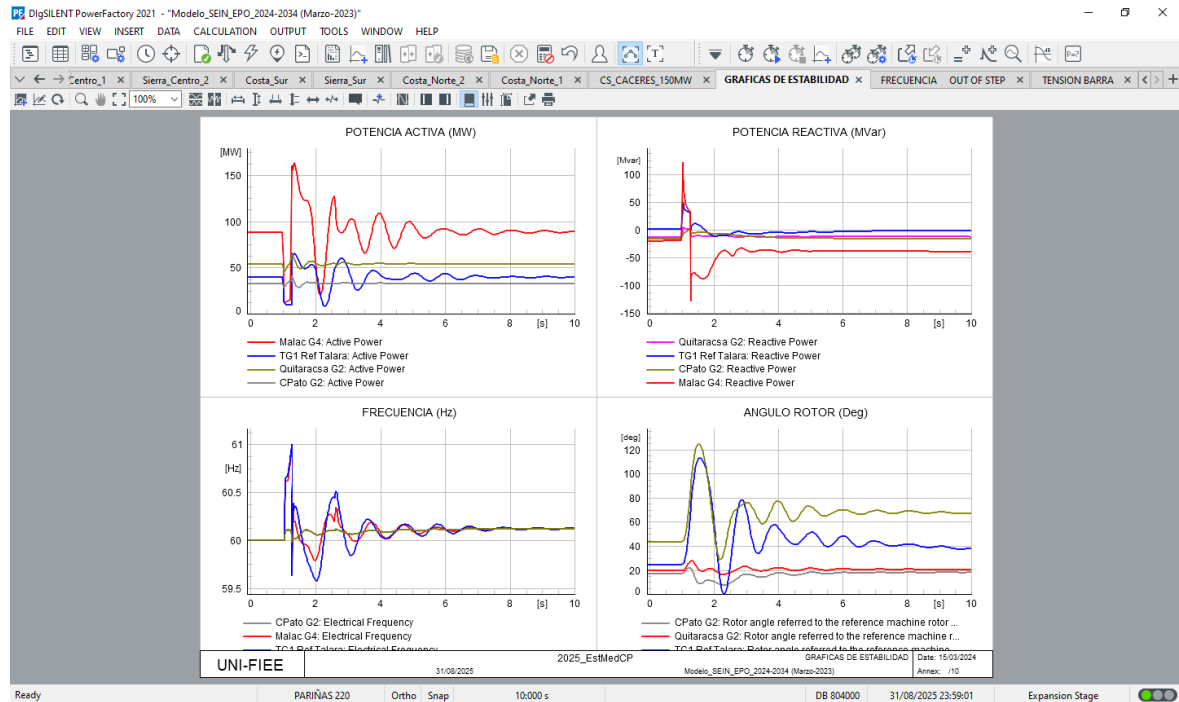
Generador	Ubicación	H (seg)
Malac G4	Area Norte	4.842
Quitaracs G2	Area Norte	2.7
TG1 Ref Talara	Area Norte	3.58
CPato G2	Area Norte	2
Carhq G3	Area Norte	2.66

Fuente: Elaboración propia

4.4.2.1 Resultados de Análisis estabilidad, LT_PARSOL_CACERES150 (Falla al 50%), $t=250\text{ms}$, año 2025_EstMedCP.

Figura 191:

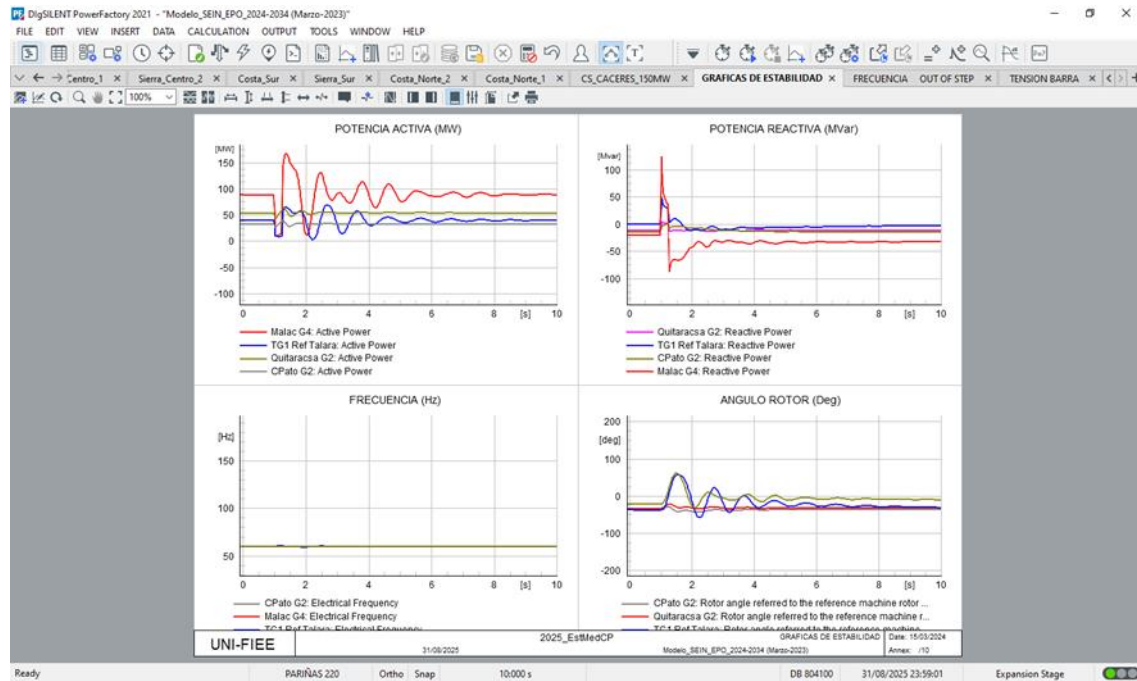
Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, falla Línea LT_PARSOL_CACERES150, es estable todas las variables del generador TG1_Ref_Talara, MalacG4, QuitarcasaG2, CpatoG1, CarhqG2.



Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 192:

Resultado cuando se tiene un despacho del 2.67% RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, es estable la frecuencia y las demás variables.



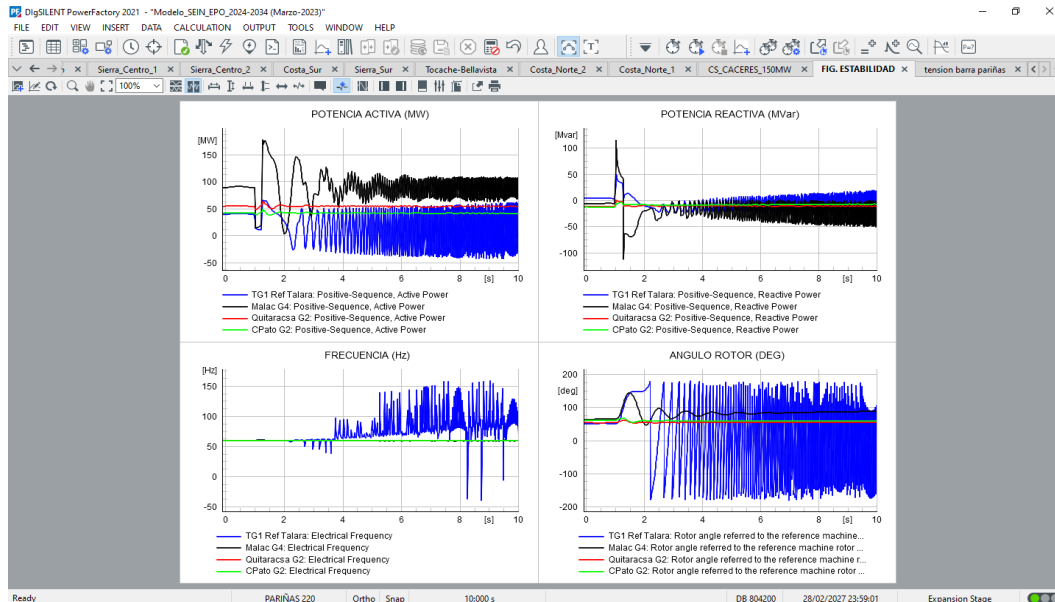
Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Lo que demuestra que en todo el rango de despacho de la central solar CACERES, para un tiempo de despeje de 250ms, el sistema será estable en frecuencia, en tensión y ángulo de rotor de los generadores, para un despeje mayor o igual a 260ms, los generadores pierden sincronismo.

4.4.2.2 Resultados de Análisis estabilidad, LT_PARSOL_CACERES150 (Falla al 50%), t=260ms, año 2027_AveMedCP.

Figura 193:

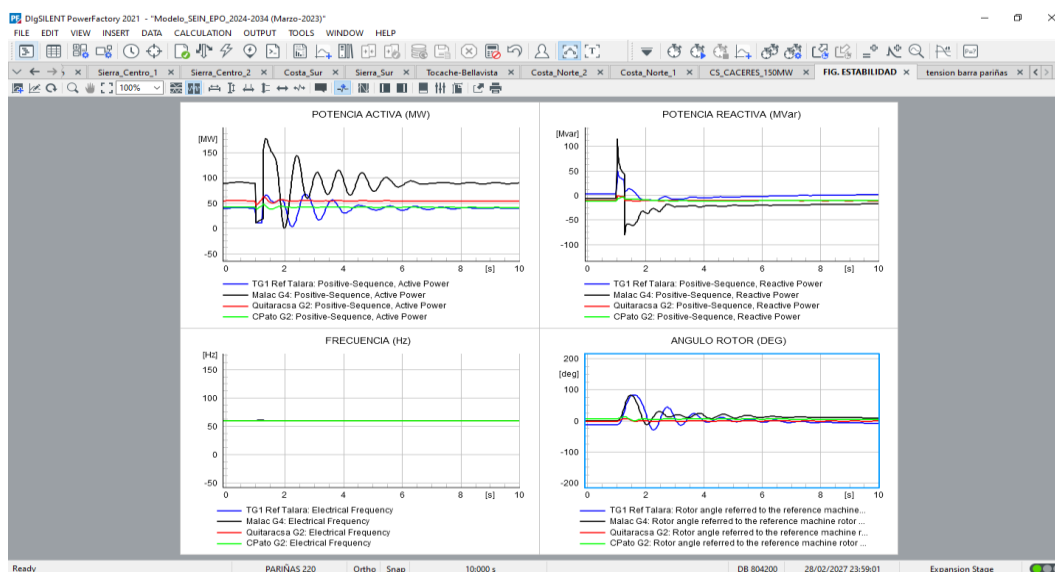
Resultado cuando se tiene un despacho del 100% RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, perdida de sincronismo en TG1_Ref_Talara.



Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 194:

Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67%RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, la frecuencia y tensión estable, ángulo de rotor sincronizado.

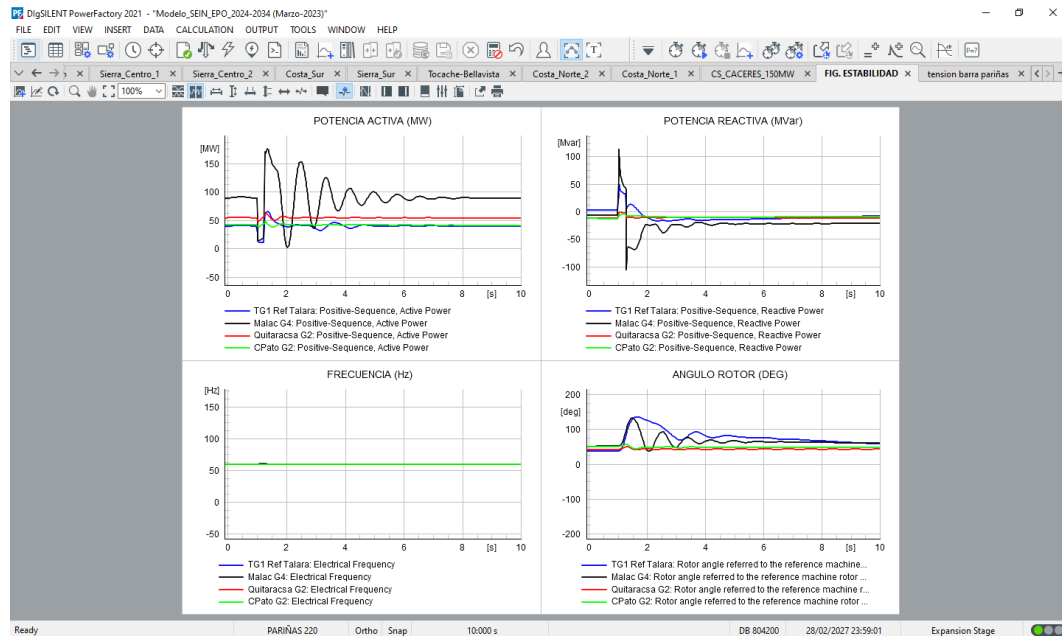


Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 195:

Resultado cuando se tiene un despacho del 81.33% RER, falla en la Línea

LT_PARSOL_CACERES150, sistema estable en frecuencia, tensión y ángulo rotor.



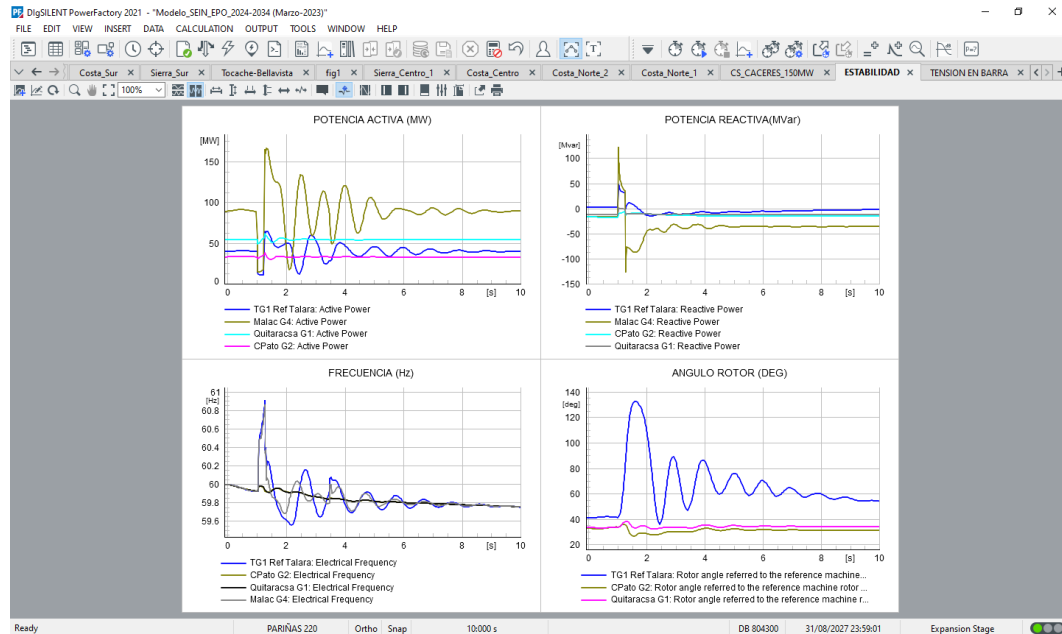
Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Una inyección de potencia encima del 82%RER, el generador TG1 Ref Talara, pierde sincronización, para un tiempo de despeje $t=260\text{ms}$, este valor de tiempo también es crítico, para tiempo mayores de despejes de falla, también perderá sincronismo.

4.4.2.3 Resultados de Análisis estabilidad, LT_PARSOL_CACERES150 (Falla al 50%), $t=250\text{ms}$, año 2027_EstMedCP.

Figura 196:

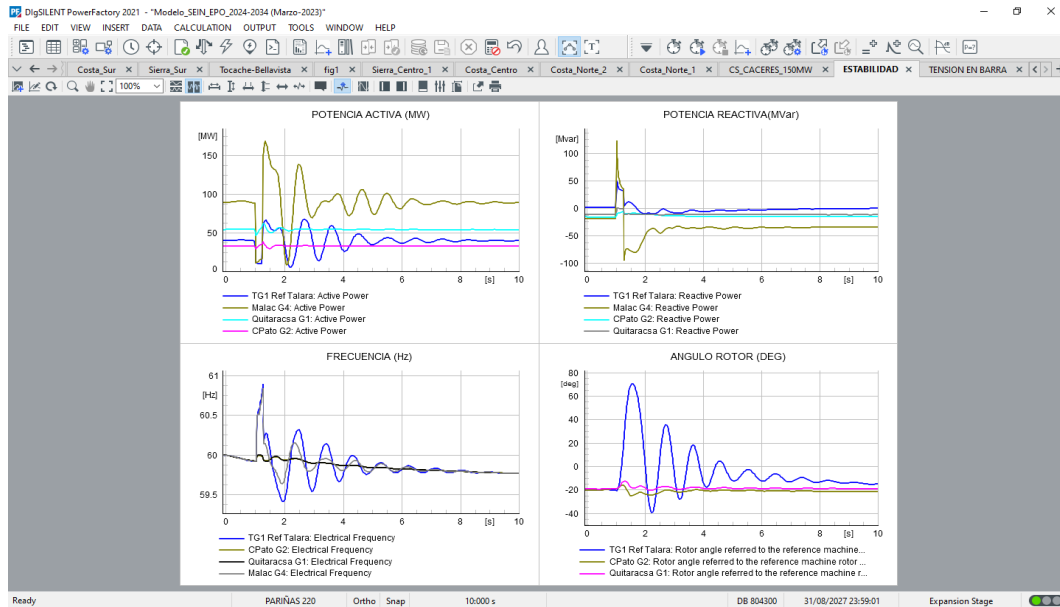
Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, la frecuencia y tensión estable, ángulo de rotor sincronizado.



Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 197:

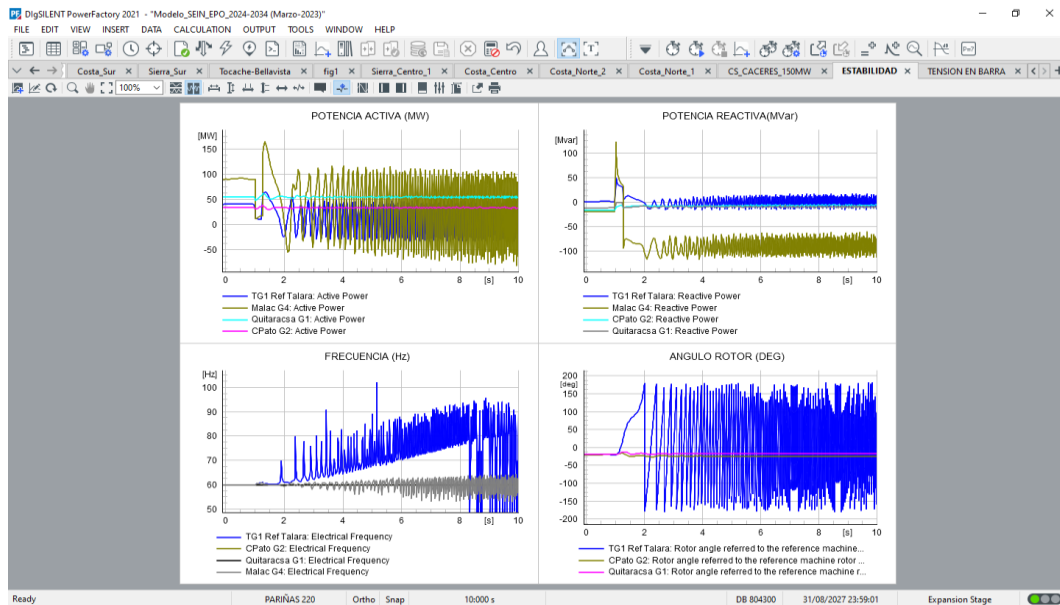
Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67%RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, la frecuencia y tensión estable, ángulo de rotor sincronizado.



Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 198:

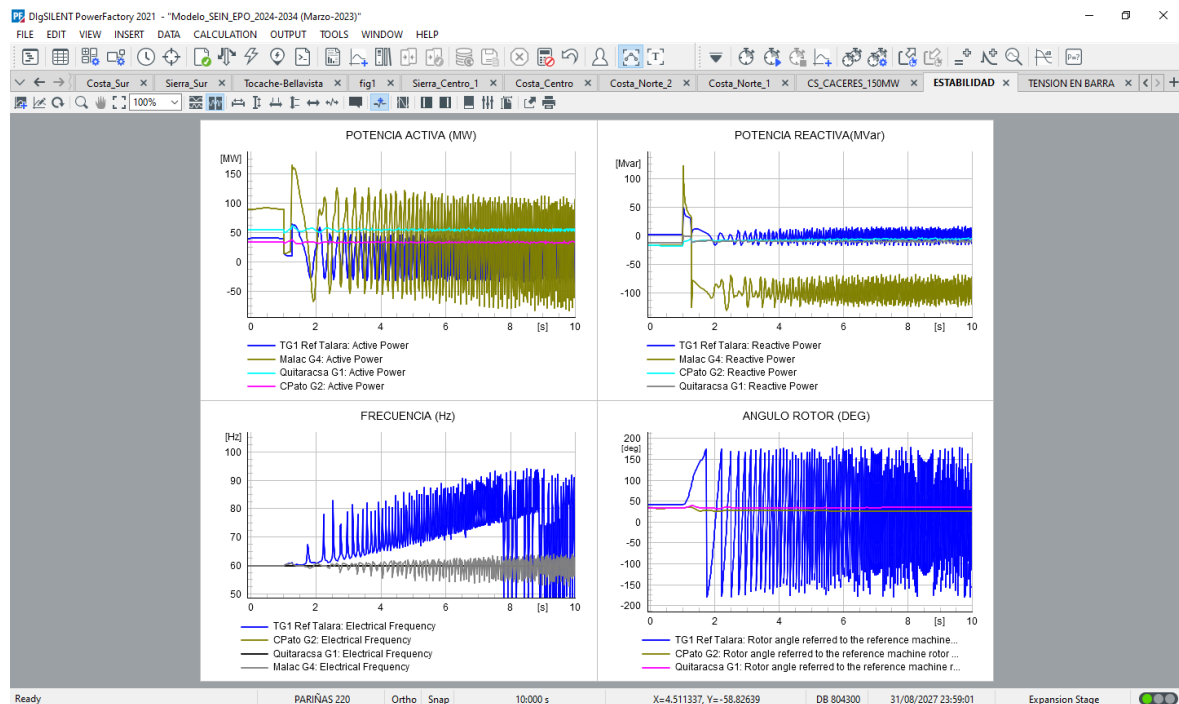
Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67%RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, t=260ms, perdida de sincronismo.



Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Figura 199:

Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, $t=260\text{ms}$, perdida de estabilidad y sincronismo.



Fuente: Resultado de estudio de estabilidad, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Cualquier %RER de inyección de potencia, mayor o igual a 260ms, el generador TG1 Ref Talara y Malac G4, perderán sincronización.

4.4.3 Conclusiones del estudio de estabilidad, % penetración RER al SEIN

Como resumen de las pruebas de simulación, inyectando diferentes potencias al SEIN, se logra obtener el % de penetración RER que afecta al sistema, debido a que el modelo del generador FV disminuye la inercia del sistema, debemos afrontar este problema que se viene muy pronto, por la conexión de nuevas centrales de Generación eléctrica no convencional.

Se presenta un cuadro resumen de todas las simulaciones realizadas con el programa de simulación Powerfactory, mostrando los valores de % de penetración RER.

Tabla 40:

Resultado de análisis de estabilidad cuando se despacha potencia hacia la red y ocurre una contingencia o falla y como repercute en el generador más próximo.

Falla	Despeje falla	T simula.	RER	temporada	Resultado
Barra PARIÑAS 220A	T=230ms	10s	100%	2025_EstMedCP	Inestabilidad P, V, f, δ
Barra PARIÑAS 220A	T=230ms	10s	10.67%	2025_EstMedCP	Estabilidad P, V, f, δ
Barra PARIÑAS 220A	T=230ms	10s	24%	2025_EstMedCP	Estabilidad P, V, f, δ
Barra PARIÑAS 220A	T=230ms	10s	100%	2027_AveMedCP	Inestabilidad P, V, f, δ
Barra PARIÑAS 220A	T=230ms	10s	10.67%	2027_AveMedCP	Estabilidad P, V, f, δ
Barra PARIÑAS 220A	T=230ms	10s	16%	2027_AveMedCP	Estabilidad P, V, f, δ
Barra PARIÑAS 220A	T=220ms	10s	100%	2027_EstMedCP	Inestabilidad P, V, f, δ
Barra PARIÑAS 220A	T=220ms	10s	10.67%	2027_EstMedCP	Estabilidad P, V, f, δ
Barra PARIÑAS 220A	T=220ms	10s	48%	2027_EstMedCP	Estabilidad P, V, f, δ
LT_PARSOL_ CACERES150 50%	T=250ms	10s	100%	2025_EstMedCP	Estabilidad P, V, f, δ
LT_PARSOL_ CACERES150 50%	T=250ms	10s	2.67%	2025_EstMedCP	Estabilidad P, V, f, δ
LT_PARSOL_ CACERES150 50%	T=260ms	10s	0-100%	2025_EstMedCP	Inestabilidad P, V, f, δ
LT_PARSOL_ CACERES150 50%	T=260ms	10s	100%	2027_AveMedCP	Inestabilidad P, V, f, δ
LT_PARSOL_ CACERES150 50%	T=260ms	10s	10.67%	2027_AveMedCP	Estabilidad P, V, f, δ
LT_PARSOL_ CACERES150 50%	T=260ms	10s	81.33%	2027_AveMedCP	Estabilidad P, V, f, δ
LT_PARSOL_ CACERES150 50%	T=250ms	10s	100%	2027_EstMedCP	Estabilidad P, V, f, δ
LT_PARSOL_ CACERES150 50%	T=250ms	10s	10.67%	2027_EstMedCP	Estabilidad P, V, f, δ
LT_PARSOL_ CACERES150 50%	T=260ms	10s	10.67%	2027_EstMedCP	Inestabilidad P, V, f, δ
LT_PARSOL_ CACERES150 50%	T=260ms	10s	100%	2027_EstMedCP	Inestabilidad P, V, f, δ

Fuente: Elaboración propia

Para un valor de % Penetración RER mayor al 24%, en la temporada de ingreso de la central CACERES, el sistema inevitablemente entrara en inestabilidad de frecuencia (por encima de esa potencia), en el caso de nuestra central solar, si hubiera una contingencia o falla, afectaría considerablemente a la frecuencia y a las otras variables, el operador del COES, debe estar al tanto de esto, para ordenar que otras centrales regulen su carga y puedan compensar este desequilibrio, hasta un tiempo en el cual la frecuencia se comience a estabilizar, los demás parámetros se ajustaran por la inercia del sistema, pero es importante revisar la característica de respuesta del regulador de velocidad y el AVR, de tal forma que si no se logran llegar a los valores adecuados, se deberá ajustar sus parámetros. Si no se reacciona a tiempo puede llevar a la activación de la protección por frecuencia, ver la tasa del ROCOF, para evitar rechazo de carga.

Conclusiones

1. En la búsqueda del recurso primario, se observó que el Perú, tiene potencial energético solar, un poco menos que Chile, pero tiene otras fuentes primarias, como el viento, agua y gas. Para el presente estudio se eligió la zona Norte de Talara, próxima a la subestación eléctricas Pariñas, obteniéndose un promedio de irradiancia de **6.4kWh/m²/día**. lo cual es aceptable para implementar la nueva planta de generación fotovoltaica de 150MW.
2. La implementación de estas nuevas tecnologías de generación. De todas formas, afectaran al sistema interconectado, ya que como se verá en el presente estudio, se presentará inestabilidad en el sistema, afectando considerablemente la frecuencia, el ingreso de una central solar fotovoltaica, conduce a dar de baja una central antigua ya sea térmica o hidráulica, **reduciendo la inercia total** del sistema ya que a menor inercia la frecuencia oscila, se deberá estudiar este punto si queremos un mayor % de penetración RER.
3. Existe un %RER, que afecta al sistema el cual se determina en el presente estudio que es **24%**, para valores mayores de penetración RER, se tendrá que analizar cómo se contrarrestara este punto, debido a que en el tiempo este % de inyección aumentara porque esta tecnología está creciendo considerablemente.
4. Si es rentable la implementación de un sistema de generación solar fotovoltaica, reduce los costos marginales de energía, además las nuevas tecnologías de paneles solares tienen más tiempo de vida útil, lo cual conlleva a tener más ingresos en el periodo de operación de la central. Para el presente trabajo, se implementó el cálculo financiero, de una central solar fotovoltaica de 150MW, con capital propio al 90% y el saldo con préstamo de un banco a una tasa WAAC= 5.1%, se obtuvo un costo unitario de inversión para central fotovoltaica de **900US\$/kW.**, obteniéndose un costo nivelado de energía de **39US\$/MWh**, con una razón de beneficio costo de 1.14 y un tiempo de recuperación de **15años**.

5. Al realizar el estudio de pre operatividad de acuerdo al PR-20, se observa que, en los cálculos de cortocircuito, los niveles de cortocircuito trifásico en la barra Pariñas se incrementa ligeramente y no superan la capacidad máxima de ruptura del equipamiento de interrupción existente en la subestación.
6. Para que una central SFV, cumpla o emule una inercia virtual o sintética y tenga la característica del estatismo, se requiere tener control en la fuente de energía (control de frecuencia), en el almacenamiento de energía (control del ROCOF), un control en la parte DC y AC.
7. En nuestro estudio por facilidad, se ha ubicado la centra solar cerca de la carga, pero en un proyecto real, se tendrá que ubicar en un punto lejano, por lo que se deberá analizar los problemas que se presentaran en las líneas de transmisión, no solo de congestión, sino de los problemas asociados que se puedan presentar.

Recomendaciones

1. Se requiere realizar estudios de estabilidad que incluyan los sistemas convertidores de potencia, porque definitivamente afectan al sistema.
2. En la red del SEIN, sería conveniente implementar una política de desarrollo y estudio de la red con la introducción de la nueva tecnología de los convertidores de potencia, por lo menos crear un plan de desarrollo escalonado para los próximos años, utilizando las nuevas tecnologías que usan para controlar la estabilidad con una gran % de penetración RER.
3. Se recomienda la Implementación de nuevos sistemas de control de potencia basado en FACTS, para la presente tesis, se realizó la simulación introduciendo un STATCOM, para controlar la potencia reactiva, con lo cual se aumentó el tiempo de despeje de falla a 300ms, con lo cual estaría conforme al estudio de coordinación de COES (determinación de tiempos críticos barra Pariñas $t=307\text{ms}$ -sin proyecto).
4. Se deberá reducir los tiempos de recuperación de un interruptor, demora mucho tiempo en poner la falla, se debe mejorar la tecnología, para que el sistema pueda recuperar estabilidad, aunque esto pueda causar precios elevados.
5. La producción RER es irregular, debido a las condiciones meteorológicas, estas variaciones o fluctuaciones, afectaran la operación del sistema. La implementación de un sistema de almacenamiento de batería, el cual puede ayudar a realizar control primario de frecuencia y minimizar los huecos de tensión.
6. Otra solución sería implementar un sistema de control, similar a un compensador síncrono estático, puede ser también un convertidor back to back, para control de potencia, por ejemplo, un STATCOM.
7. En los próximos años, en la especialidad de ingeniería eléctrica, se debe considerar dentro del sistema de potencia los modelos de estos generadores

que no tienen inercia y analizar sus efectos y los nuevos sistemas de control que ingresar al mercado.

8. También se deberá implementar el control AGC, no solo local sino la conexión con otro país, para que la red sea más robusta, sería excelente la interconexión con Ecuador.
9. En las gráficas de frecuencia tiempo, al ingresar un central solar FV, se observa un aumento en la pendiente del ROCOF, y el aumento del estatismo es decir al presentarse una perturbación la frecuencia no llega a 60Hz, se establece casi cercano, en este caso se debe modificar algún valor parámetro del regulador de algún generador síncrono, para ajustar esta variación, se puede llegar a activar los ERACMF, se tendrá que modificarse los valores de la norma actual.
10. Actualmente la normativa peruana, no exige características sobre los equipos de conversión eléctrica, se debe tener en cuenta las nuevas tecnologías de control que se utilizan en otros países con desarrollo energético RER, en nuestra red se utiliza inversores del tipo seguidores de red, que se comportan como fuentes de corriente que dependen de la estabilidad y las señales de control proporcionadas por la red en el punto de conexión para regular su voltaje y frecuencia de salida y mantener la compatibilidad con la red. Estos inversores no pueden crear condiciones similares a las de la red de forma independiente; dependen de la red para proporcionar una referencia de voltaje y frecuencia estable; por lo tanto, no pueden funcionar en modo aislado o fuera de la red.
11. Los inversores de formación de red controlan y ajustan su voltaje modulado con respecto al voltaje de la red en el punto de conexión, lo que les permite soportar cargas y administrar la generación de energía en modo aislado o fuera de la red. Por ejemplo, Rockwell automation de Allen Bradley a desarrollado este tipo de variadores que en la parte del inversor utiliza el control grid forming, ABB también es un fabricante que suministra una solución powerstore que permite integrar energía renovable intermitente a la red.

Referencias bibliográficas

- ABB, T. 6. (August de 1995). *ABB Power T&D company Inc.* Obtenido de <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=41-730S&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>
- Arboleda Gonzales, J. (2008). *Manual para la evaluacion de impacto ambiental de proyectos.* Medellin.
- Arrazola Bustillo, P. (2021). Mecanismos alternativos para la financiacion de proyectos mineros. *Revistas PUCP*, 24.
- BACA URBINA, G. (2010). *FUNDAMENTOS DE INGENIERIA ECONOMICA.* Mexico DF. doi:Mc Graw Hill
- Carta, J., Calero, R., Colmenar, A., & Castro Gil, M. (2009). *Centrales de Energia Renovables.* Pearson Prentice Hall.
- Castejon, A., & Santamaria, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas.* Valencia.
- COES. (2021). Obtenido de <https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>
- DigSILENT Power System Solutions. (2021). Obtenido de <https://www.digsilent.de/en/>.
- GE Grid Solutions. (2017). *GEGridSolutions.com.* Obtenido de https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/8series_gea32051.pdf
- GOOGLE EARTH. (2021). Obtenido de <https://earth.google.com/web/>.
- GPAE-Osinergmin. (2018). Decreto Legislativo N°1002-2008-MEM.
- Grainger, J., & Stevenson Jr., W. (1994). *ANALISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA.* Carolina Norte: McGraw-Hill, Inc. USA .
- Harry G. Kwatny, K. M.-M. (2016). *Power System Dynamics and Control.* New York: Springer. doi:10.1007/978-0-8176-4674-5

IEEE Guide for specification of Transmission Static Synchronous Compensator (STATCOM) Systems. (19 de Abril de 2019). *IEEE 1052-2018*. IEEE. Obtenido de <https://ieeexplore.ieee.org/document/8694184>

IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling practices and Applications in Power System stability analyses, IEEE Std 1110 . (2002).

IEEE Recommended Practice for excitation System models for Power Systems stability studies, IEEE Std 421.5. (2005).

IRENA. (2021). Obtenido de <https://www.irena.org/solar>.

ISOTRON. (2020). Obtenido de <https://www.isastur.com/es/isotron/home>

J Alemán Casas, F. A. (1981). *ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS*.

Jinko Solar. (2024). Obtenido de <https://www.jinkosolar.com/en/#index1>

Kundur, P. (1993). *POWER SYSTEM STABILITY AND CONTROL*. California: McGraw-Hill.

LAZARD. (2021). Obtenido de <https://www.lazard.com/>.

Lewis Blackburn, J., & J. Domin, T. (2006). *Protective Relaying Principles* (3 era ed.). Florida: Taylor & Francis Group LLC.

Machowski, J., W. Bialek, J., & Bumby, J. (2008). *POWER SYSTEM DYNAMICS: STABILITY AND CONTROL*. New Delhi: John Wiley & Sons, Ltd.

Mendez, J., & Cuervo, R. (2015). *Energía Solar Fotovoltaica* (3 ed.). Madrid, España: FC Editorial.

NFPA 850. (2020). *Práctica Recomendada para la Protección contra Incendios de Plantas de Generación de Energía Eléctrica y Estaciones de Conversión de Corriente Directa de Alto Voltaje*.

Osinermin (Ed.). (2019). Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética. *GPAE-Osinermin*, 143. Obtenido de <https://www.gob.pe/institucion/osinermin/informes-publicaciones/>

PVsyst. (2021). Obtenido de <https://www.pvsyst.com/>.

- Ras Oliva, E. (1991). *Transformadores de potencia, de medida y de proteccion*. Barcelona: Marcombo.
- Saccomanno, F. (2003). *ELECTRIC POWER SYSTEM*. NJ: John Wiley & sons Publication.
- Schletter. (2024). *Schletter*. Obtenido de <https://www.schletter-group.com/>
- SEN, P. C. (2014). *principles of electric machines and power electronics*. Ontario: Wiley.
- Shahidehpour, M. (2013). *HANDBOOK OF ELECTRICAL POWER SYSTEM DYNAMICS Modeling, Stability, and Control*. New Jersey: Wiley.
- SOLARGIS. (2021). Obtenido de <https://solargis.com/es>.
- T. blank, L., & J. Tarquin, A. (1999). *INGENIERIA ECONOMICA*. Santa Fe: Mc Graw Hill.
- Voltaika, B. d. (2021). *Voltaika*. Obtenido de <https://voltaika.net/las-siete-plantas-solares-fotovoltaiicas-en-el-peru/>

Anexos

Anexo 1: Hoja de especificación técnica de panel solar.....	1
Anexo 2: Hoja de especificación e inversor.....	3
Anexo 3: Esquema de distribución de paneles para un inversor.	6
Anexo 4: Arquitectura de un centro de transformación.....	7
Anexo 5: Diagrama unifilar de las celdas de SSEE solar 150MW.	8
Anexo 6: Sistemas de protección para planta solar 150MW	21
Anexo 7: Diagrama unifilar sistema BESS.	22
Anexo 8: Resultado simulación PVSYST.....	23
Anexo 9: Diagrama unifilar proyecto conectado al SEIN	37
Anexo 10: Flujo de carga en temporada de estiaje máxima año 2025 sin proyecto.	38
Anexo 11: Flujo de carga en temporada de estiaje media año 2025 sin proyecto.	39
Anexo 12: Flujo de carga en temporada de estiaje mínima año 2025 sin proyecto.	40
Anexo 13: Flujo de carga en temporada de estiaje máxima año 2025 con proyecto.	41
Anexo 14: Flujo de carga en temporada de estiaje media año 2025 con proyecto.....	42
Anexo 15: Flujo de carga en temporada de estiaje mínima año 2025 con proyecto.....	43
Anexo 16: Flujo de carga en temporada de avenida máxima año 2026 sin proyecto.	44
Anexo 17: Flujo de carga en temporada de avenida media año 2026 sin proyecto.....	45
Anexo 18: Flujo de carga en temporada de avenida mínima año 2026 sin proyecto.....	46
Anexo 19: Flujo de carga en temporada de estiaje máxima año 2026 sin proyecto.	47
Anexo 20: Flujo de carga en temporada de estiaje media año 2026 sin proyecto.....	48
Anexo 21: Flujo de carga en temporada de estiaje mínima año 2026 sin proyecto.	49
Anexo 22: Flujo de carga en temporada de avenida máxima año 2026 con proyecto.	50
Anexo 23: Flujo de carga en temporada de avenida media año 2026 con proyecto.....	51
Anexo 24: Flujo de carga en temporada de avenida mínima año 2026 con proyecto.....	52
Anexo 25: Flujo de carga en temporada de estiaje máxima año 2026 con proyecto.	53
Anexo 26: Flujo de carga en temporada de estiaje media año 2026 con proyecto.....	54

Anexo 27: Flujo de carga en temporada de estiaje mínimo año 2026 con proyecto.	55
Anexo 28: Resultado de análisis cortocircuito.	56
Anexo 29: Análisis de estabilidad, cuando se presente un cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A.....	56
Anexo 30: Análisis de estabilidad, cuando se presente un cortocircuito trifásico en Línea LT_PARSOL_CACERES150.	62
Anexo 31: Metrado de equipamiento.	67
Anexo 32: Presupuesto base.	70
Anexo 33: Matriz de verificación de impactos ambientales del proyecto.	74
Anexo 34: Análisis de sensibilidad.	75
Anexo 35: Costo de inversión y costo unitario de inversión según Lazard.	76
Anexo 36: Análisis financiero, determinación del LCOE del proyecto.	77
Anexo 37: Planos.....	80

Anexo 1: Hoja de especificación técnica de panel solar.

www.jinkosolar.com



TR 78M
560-580 Watt
Mono-facial

Tiling Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0~+3%

(Draft)

Time Pro



KEY FEATURES



TR technology + Half Cell

TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 21.21%)



MBB instead of SBB

MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.



Higher lifetime Power Yield

2% first year degradation,
0.55% linear degradation



Best Warranty

12 year product warranty,
25 year linear power warranty



Strengthened Mechanical Support

5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

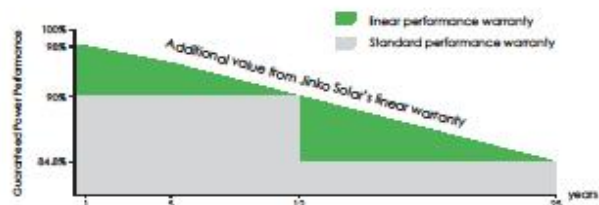


ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018
certified factory

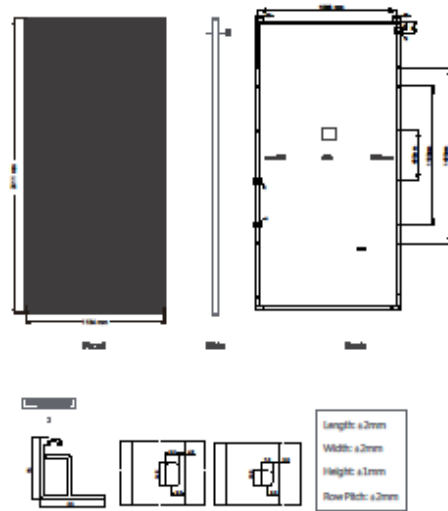
IEC61215, IEC61730 certified product

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty + 25 Year Linear Power Warranty
0.55% Annual Degradation Over 25 years



Engineering Drawings

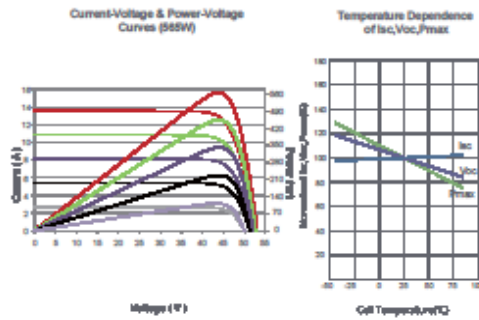


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 496pcs/ 40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2411×1134×35mm (94.92×44.65×1.38 inch)
Weight	30.93 kg (68.2 lbs)
Front Glass	3.2mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM560M-7RL4-V		JKM565M-7RL4-V		JKM570M-7RL4-V		JKM575M-7RL4-V		JKM580M-7RL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	560Wp	417Wp	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	44.31V	40.63V	44.43V	40.72V	44.55V	40.80V	44.67V	40.89V	44.78V	40.97V
Maximum Power Current (Imp)	12.64A	10.25A	12.72A	10.32A	12.80A	10.39A	12.88A	10.46A	12.96A	10.53A
Open-circuit Voltage (Voc)	52.90V	49.93V	53.00V	50.03V	53.10V	50.12V	53.20V	50.21V	53.30V	50.31V
Short-circuit Current (Isc)	13.50A	10.90A	13.58A	10.97A	13.66A	11.03A	13.74A	11.10A	13.82A	11.16A
Module Efficiency STC (%)	20.48%		20.67%		20.85%		21.03%		21.21%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s
 • Power measurement tolerance: ± 3%

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

TR JKM560-580M-7RL4-V-DS-EN

Anexo 2: Hoja de especificación e inversor.



SG250HX

PV Grid-Connected Inverter

User Manual

SUNGROW

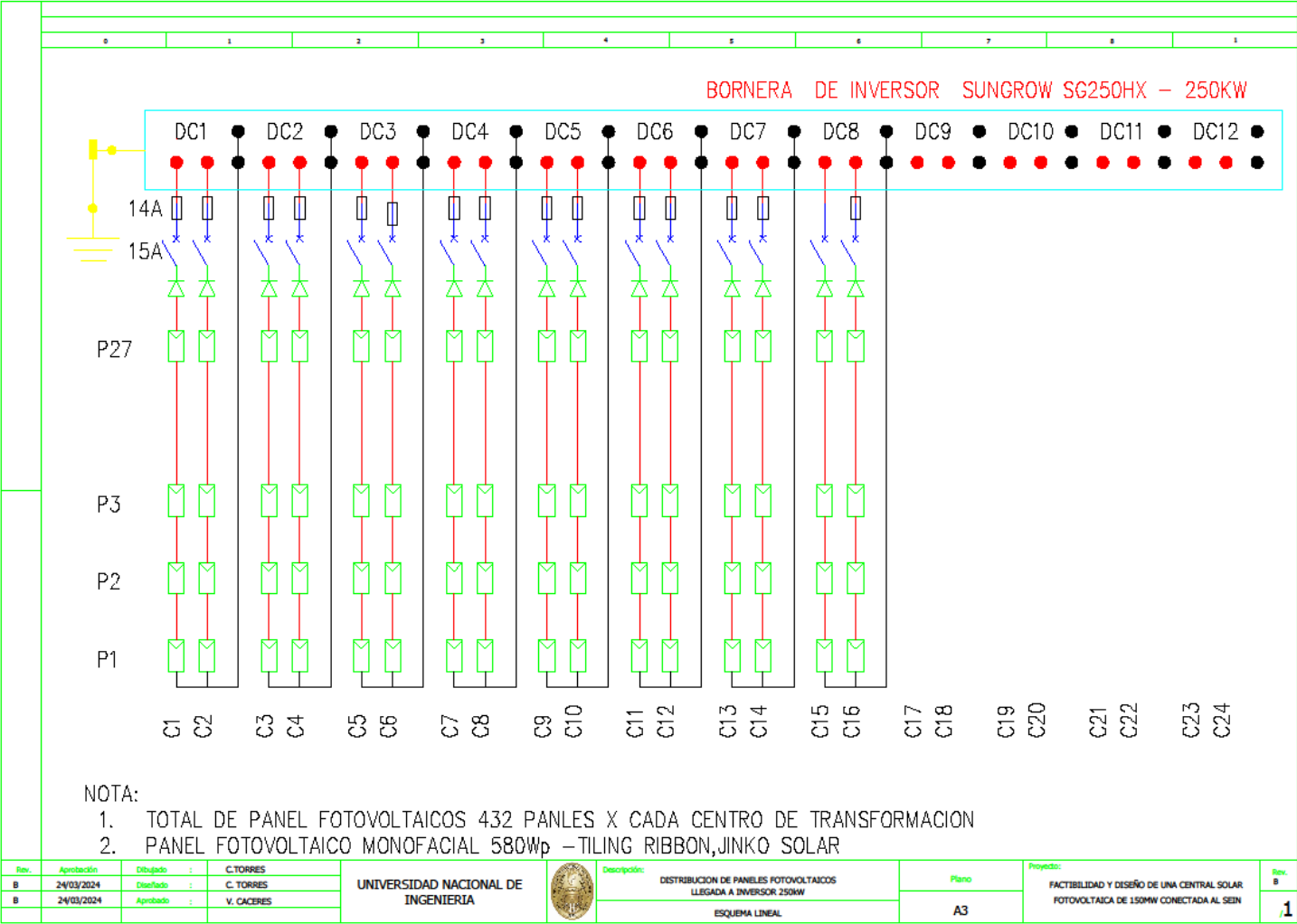
10 Appendix

10.1 Technical Data

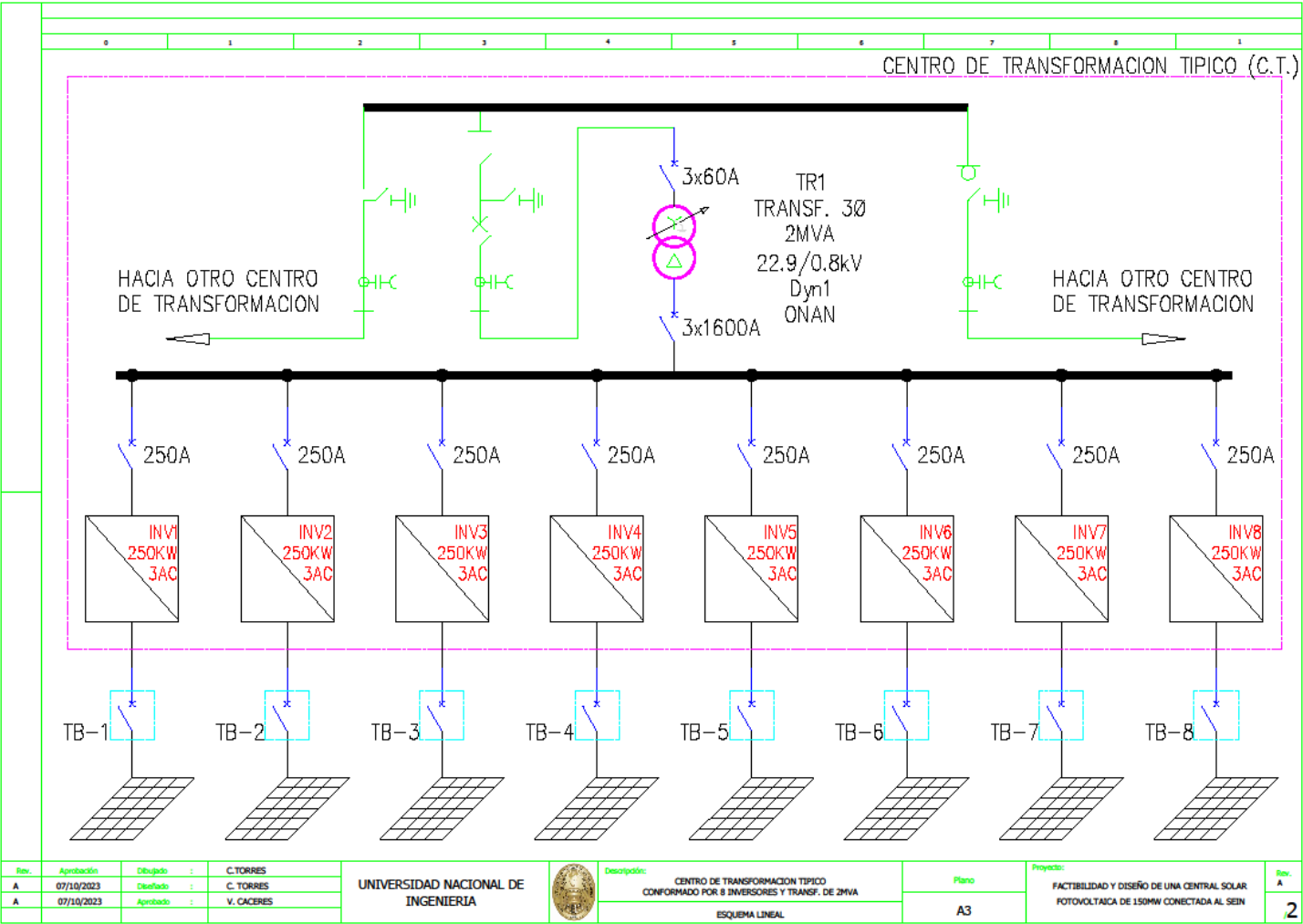
Parameters	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500V
Min. PV input voltage/Startup input voltage	600V / 600V
Nominal input voltage	1160V
MPP voltage range	600~1500V
MPP voltage range for nominal power	860~1300V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30A
Max. DC Short-circuit current	50 A * 12
Max. inverter backfeed current to the array	0A
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C/200 KVA @ 50°C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency/ Grid frequency range	50Hz / 45~55Hz , 60Hz / 55~65Hz
Total harmonic distortion (THD)	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	<0.5%In
Power factor	>0.99
Adjustable power factor	0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3/3

Parameters	SG250HX
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	99.0% / 98.8%
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short-circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night	Yes
An-ti PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051*660*363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 - 100%
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

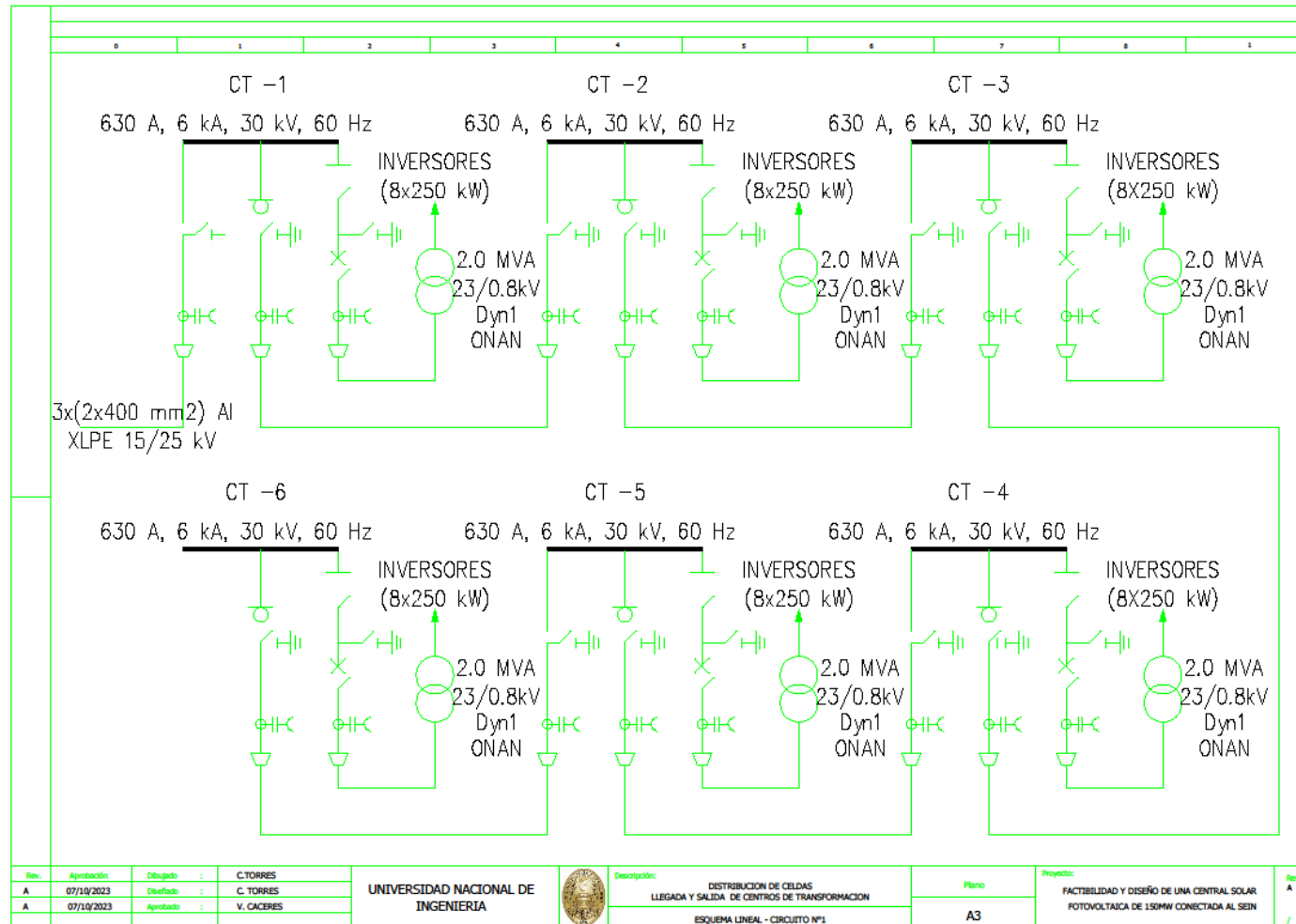
Anexo 3: Esquema de distribución de paneles para un inversor.

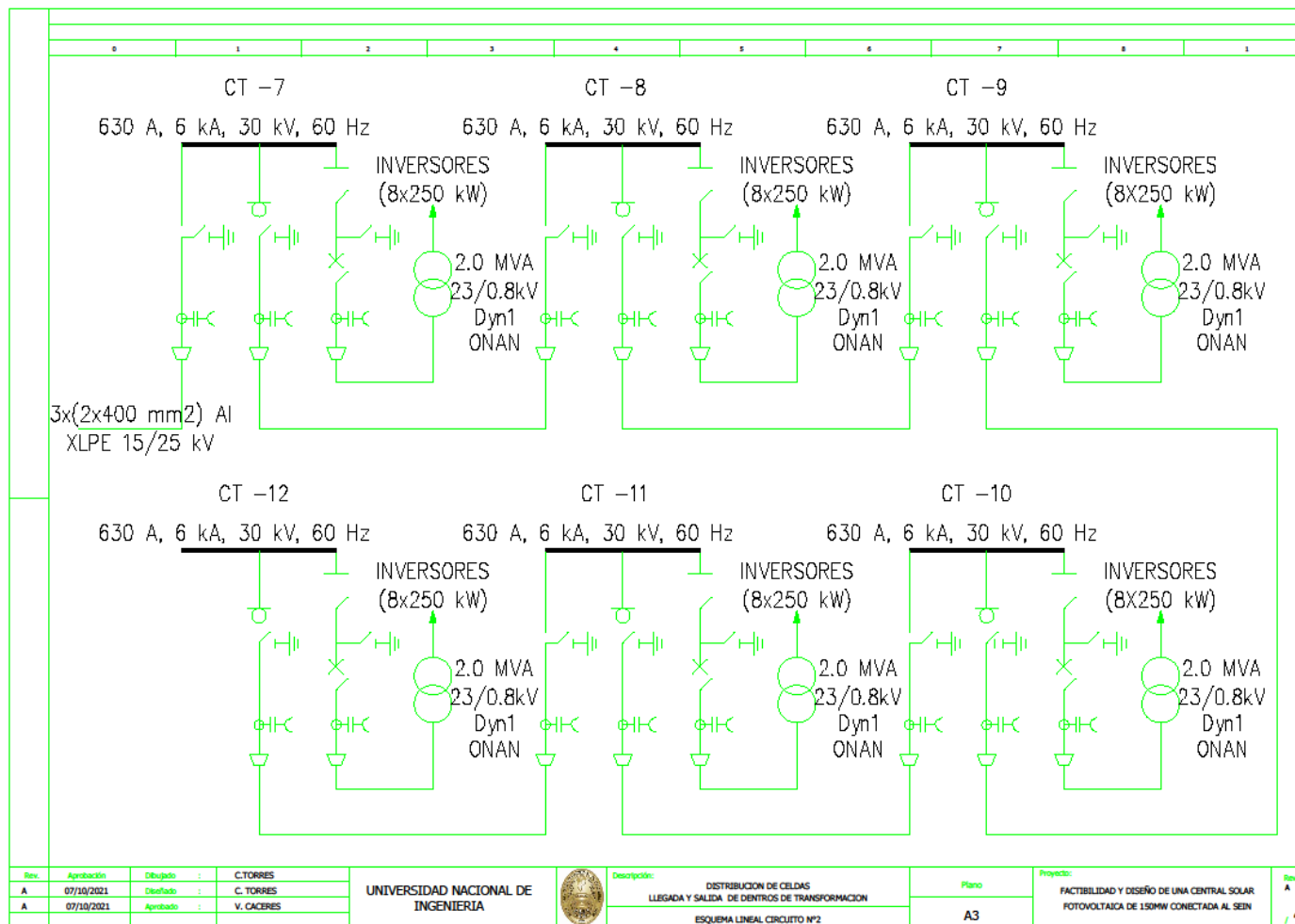


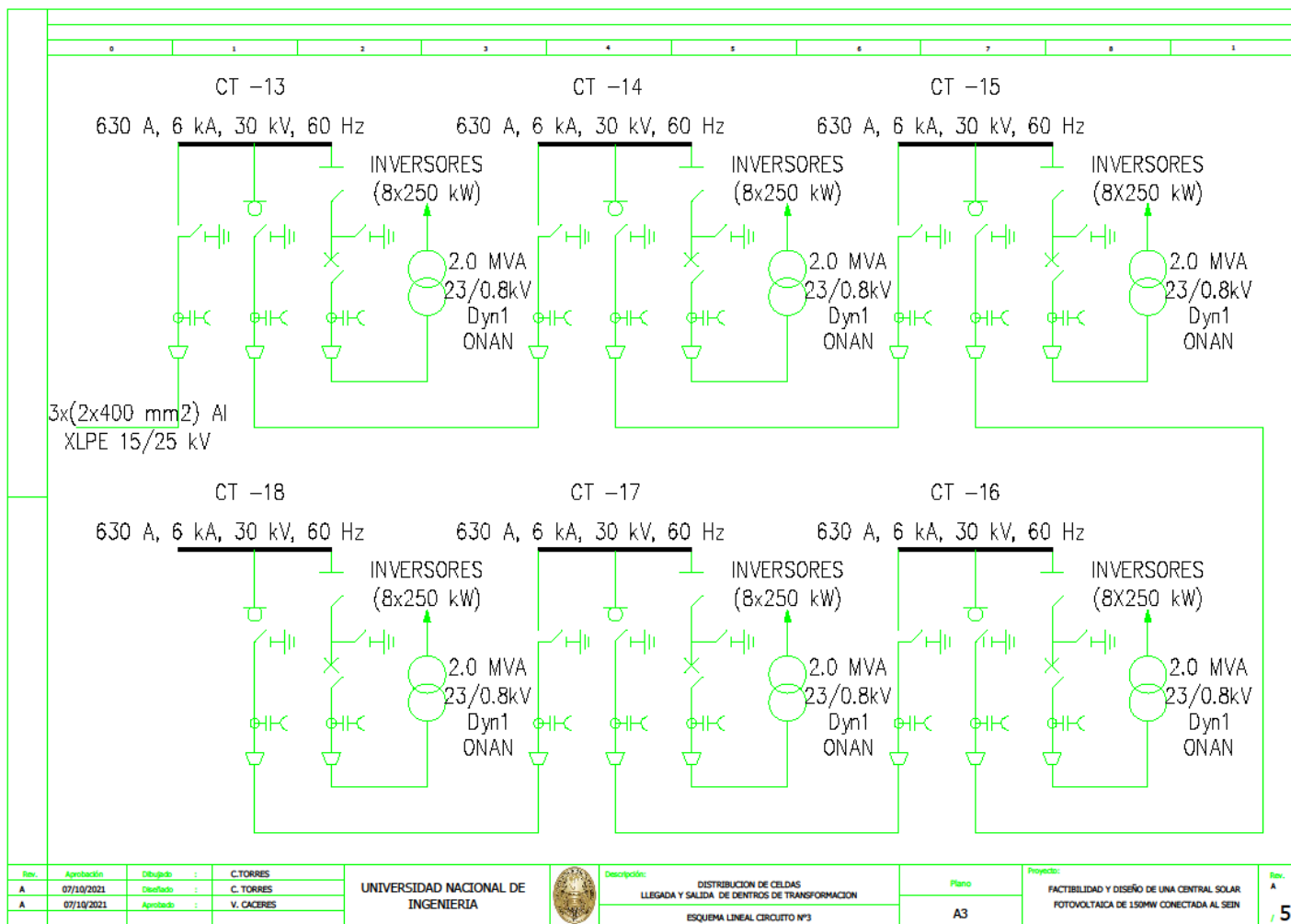
Anexo 4: Arquitectura de un centro de transformación.

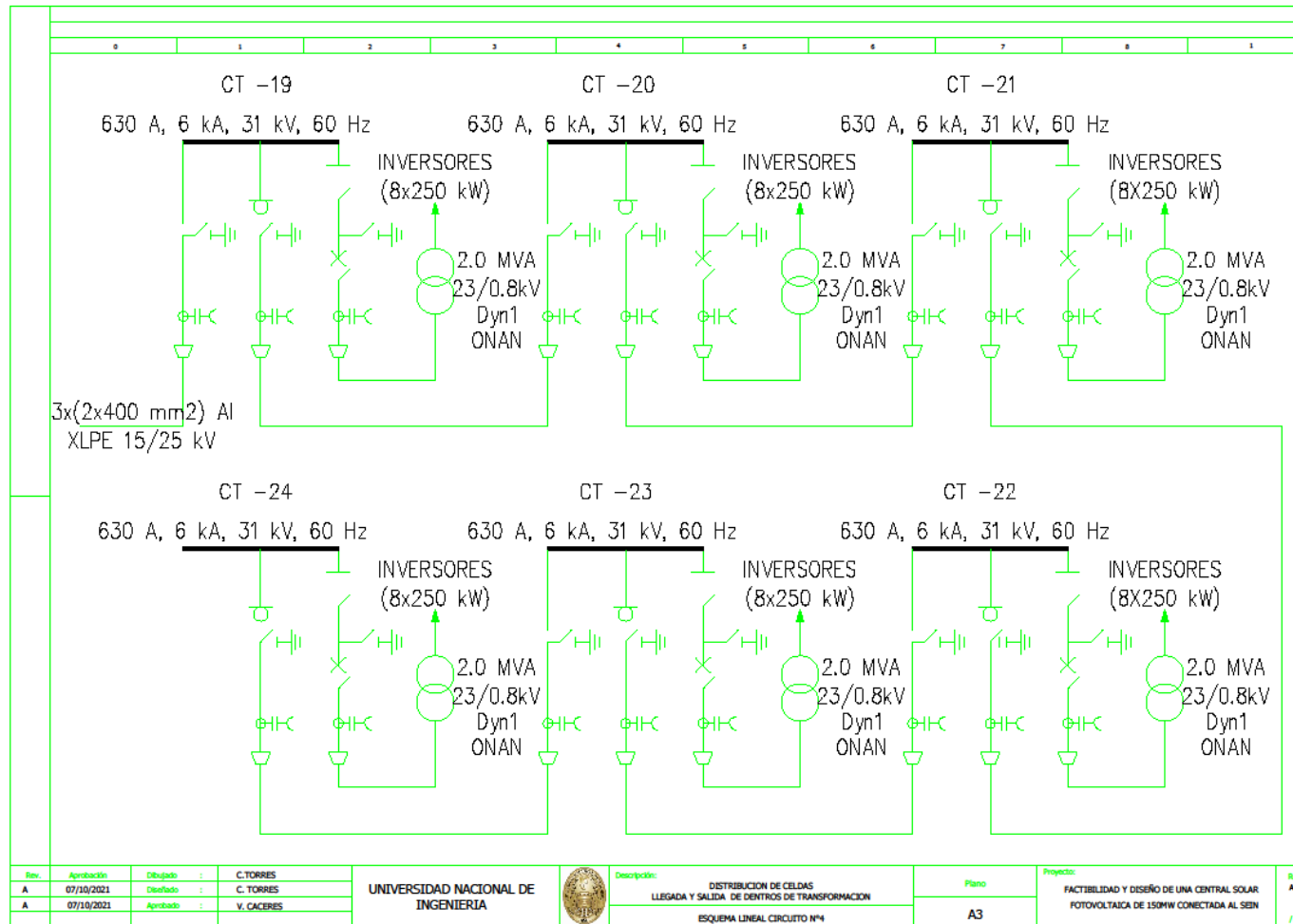


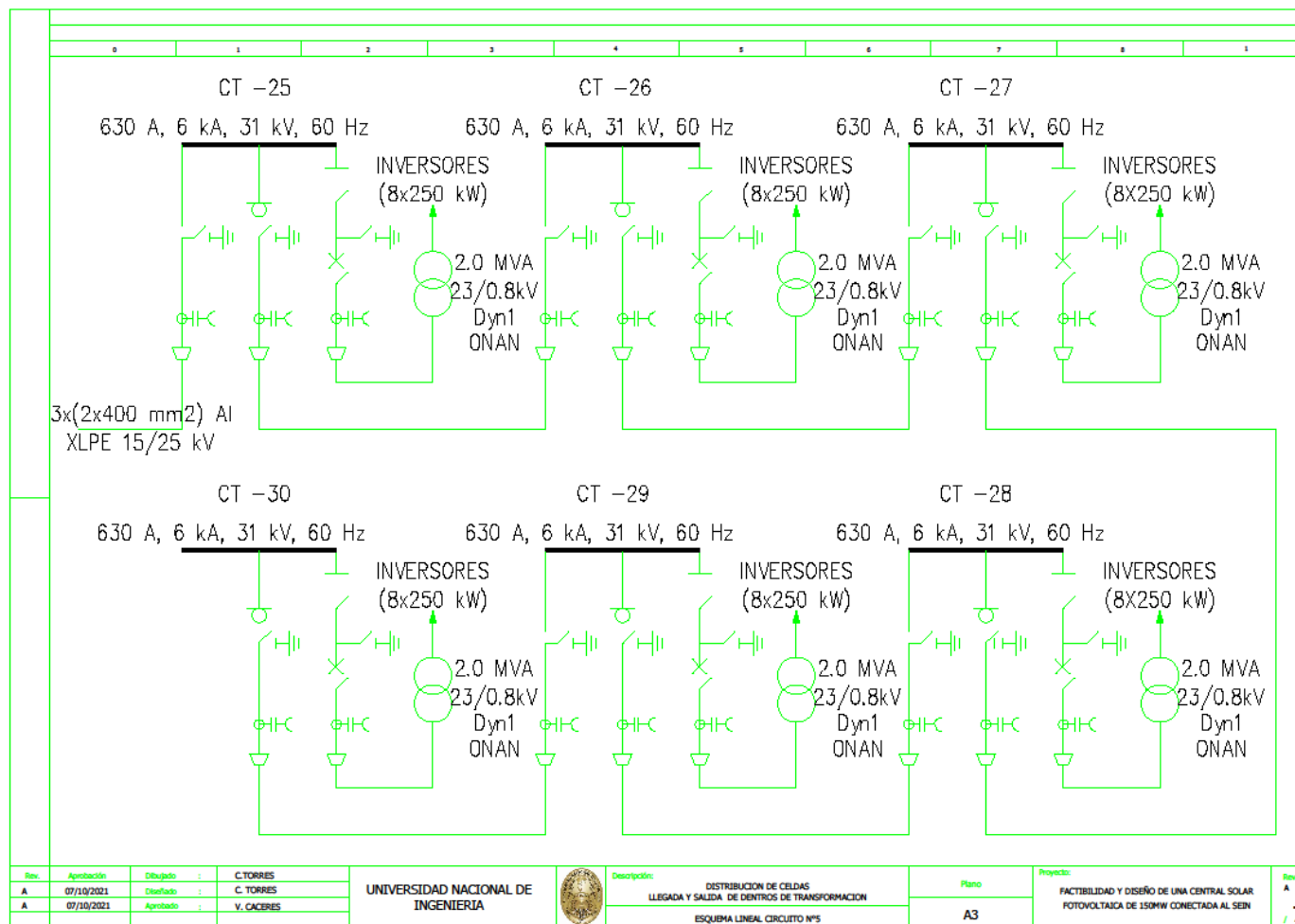
Anexo 5: Diagrama unifilar de las celdas de SSEE solar 150MW.

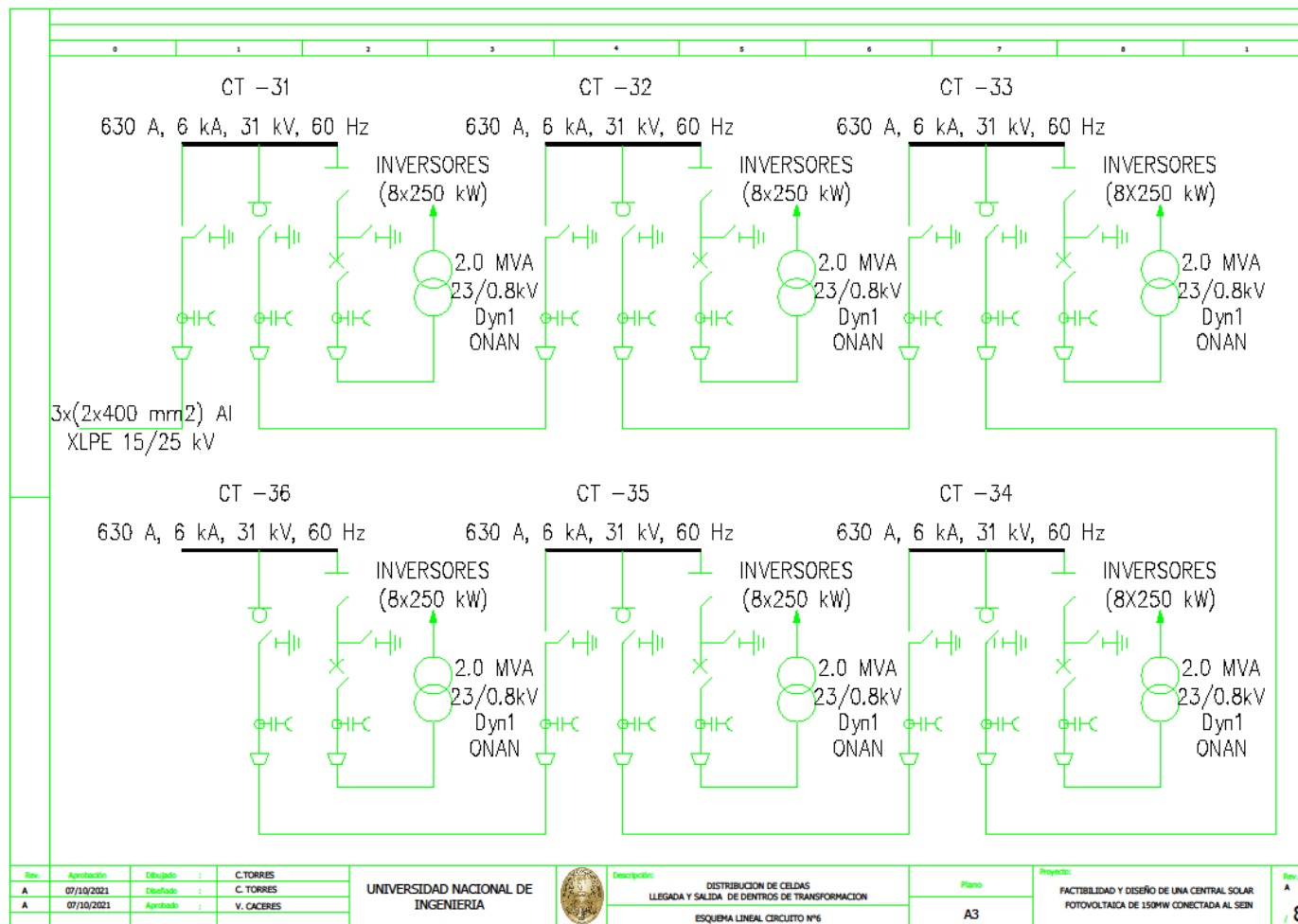


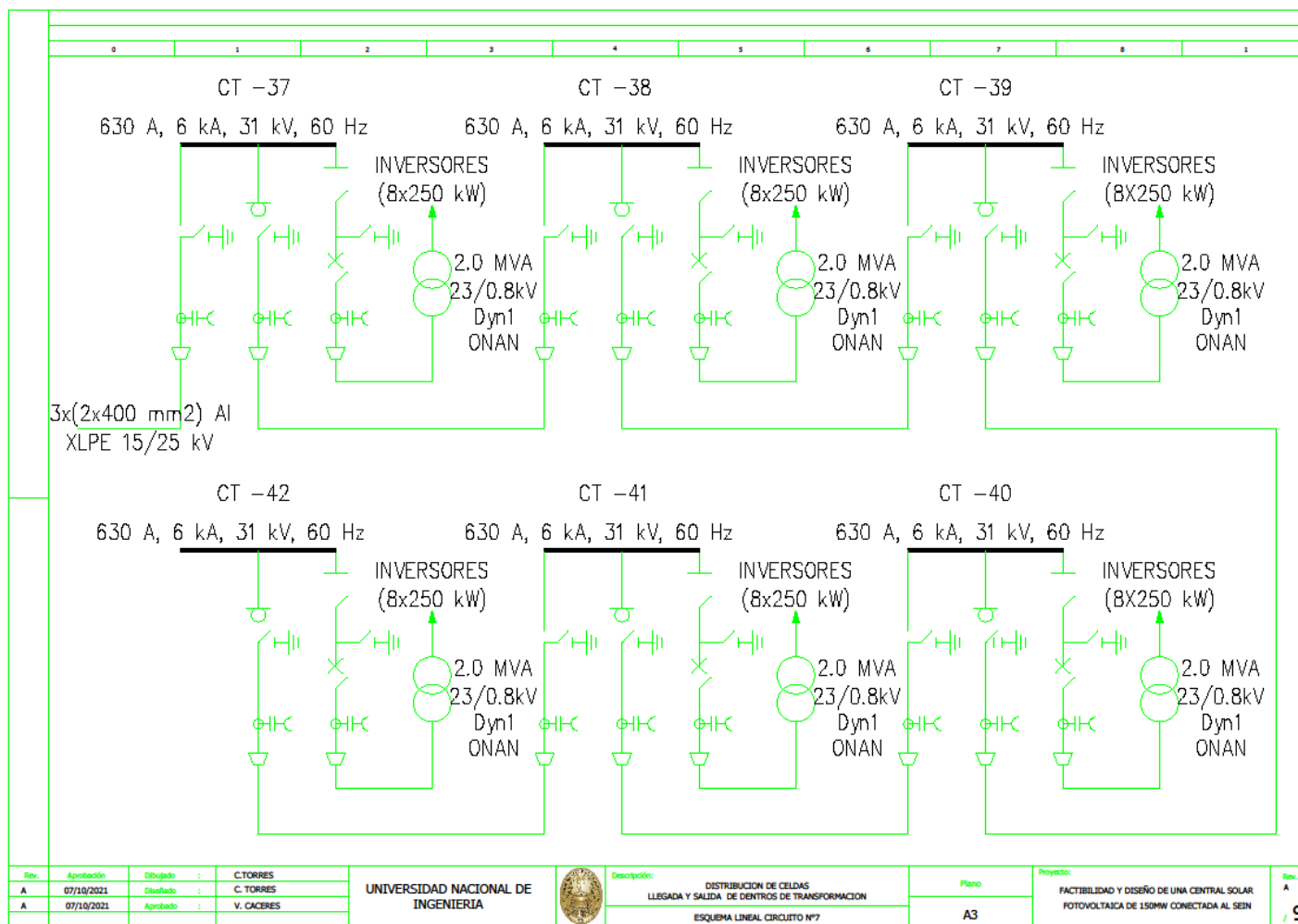


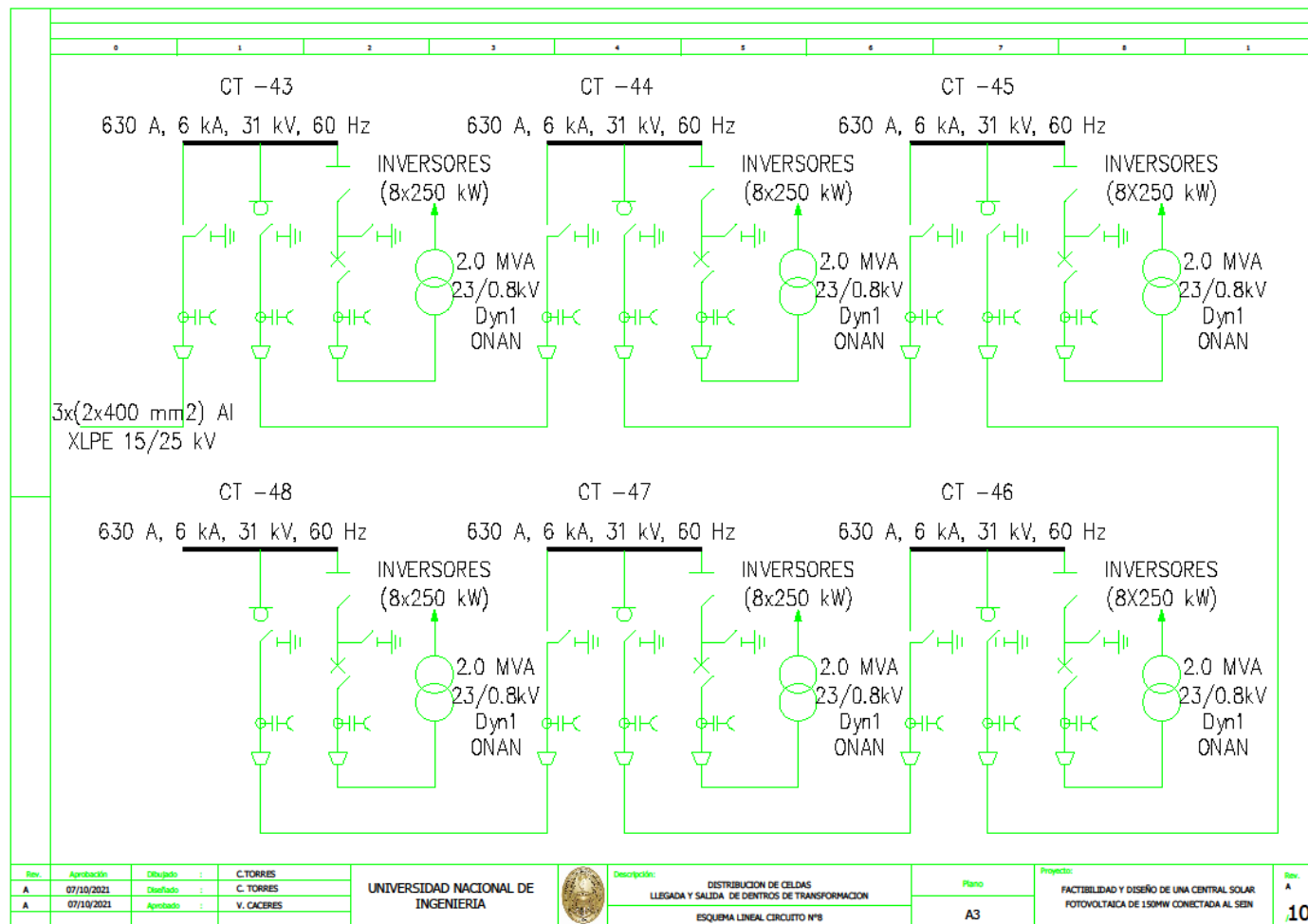


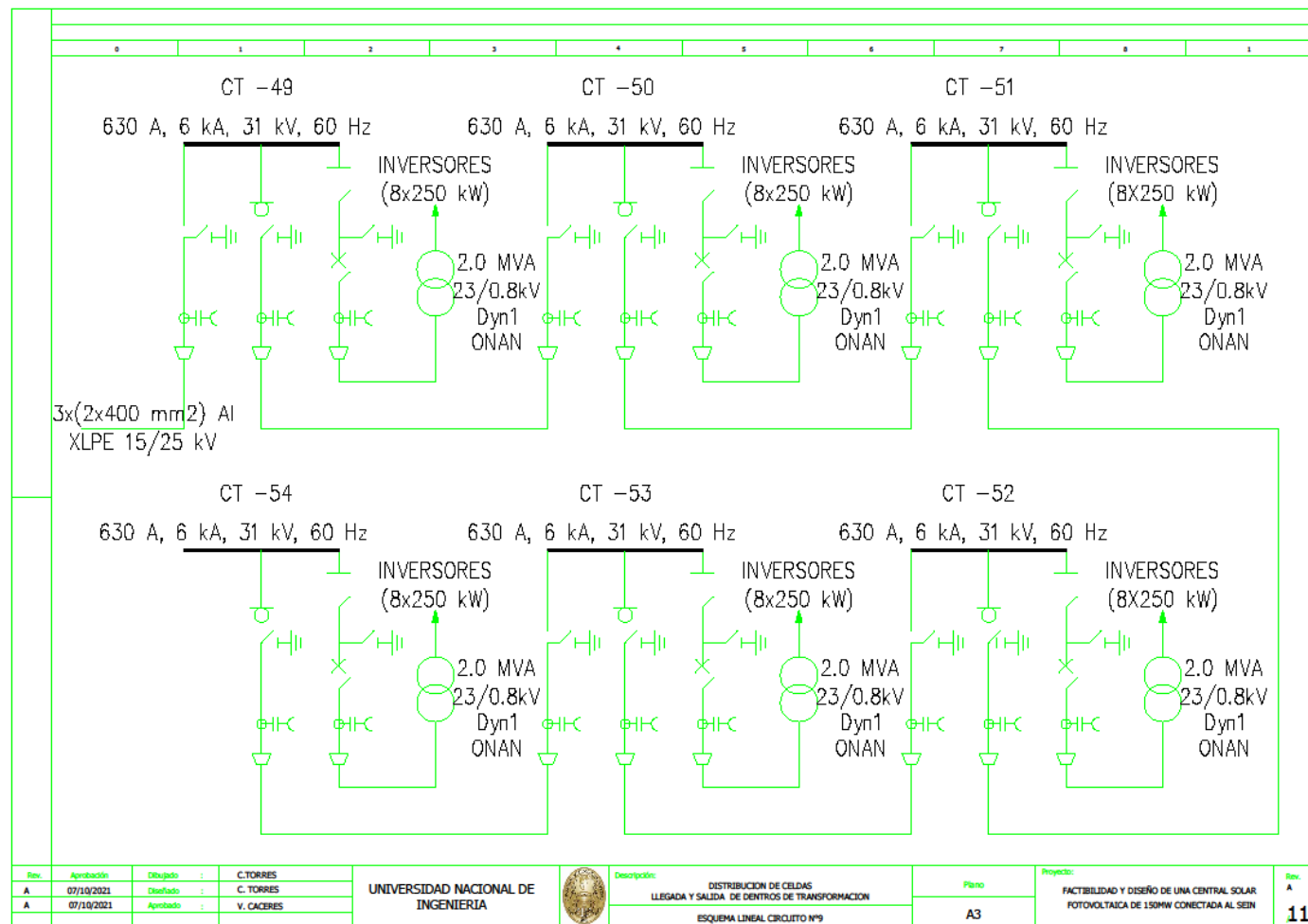


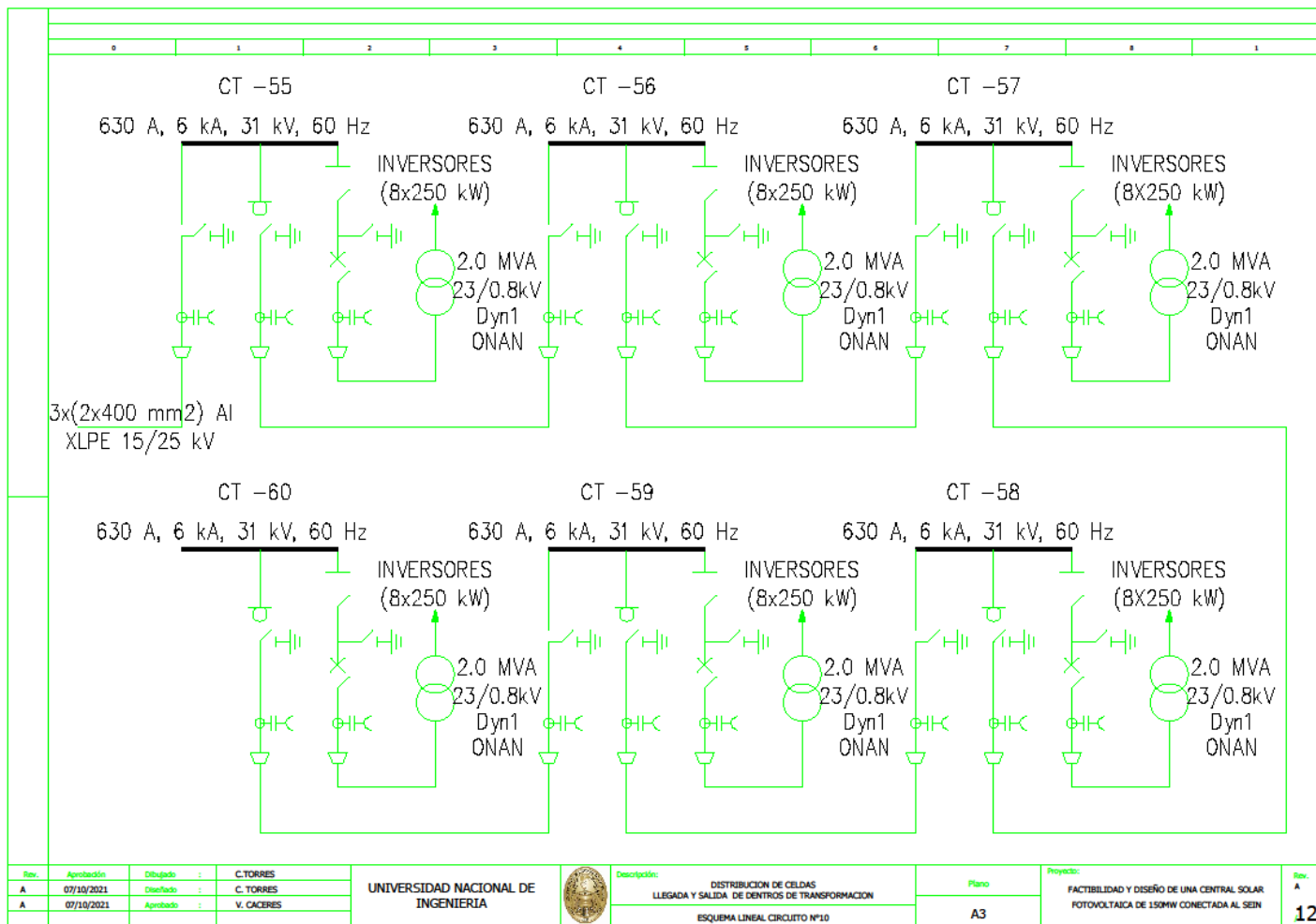


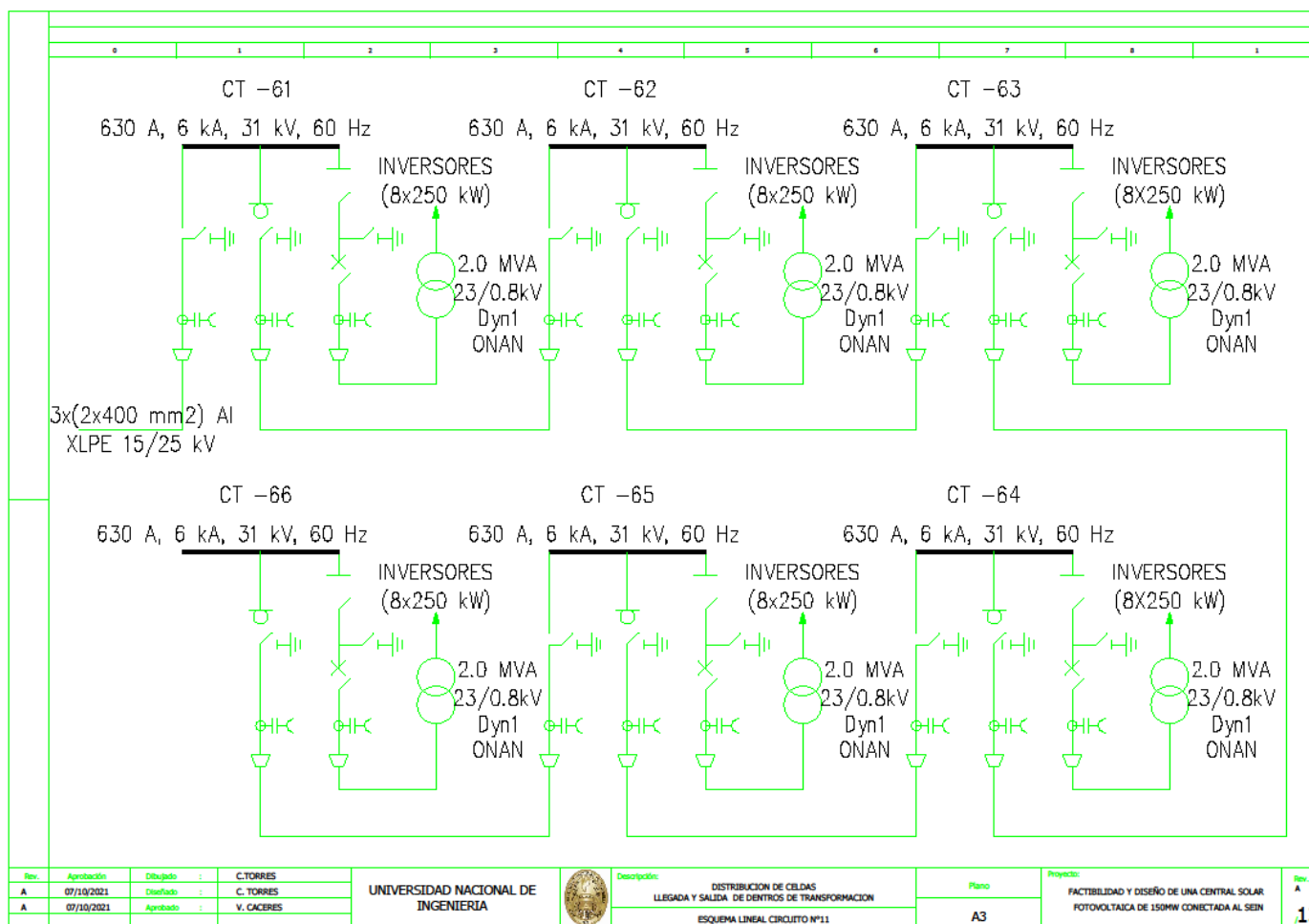


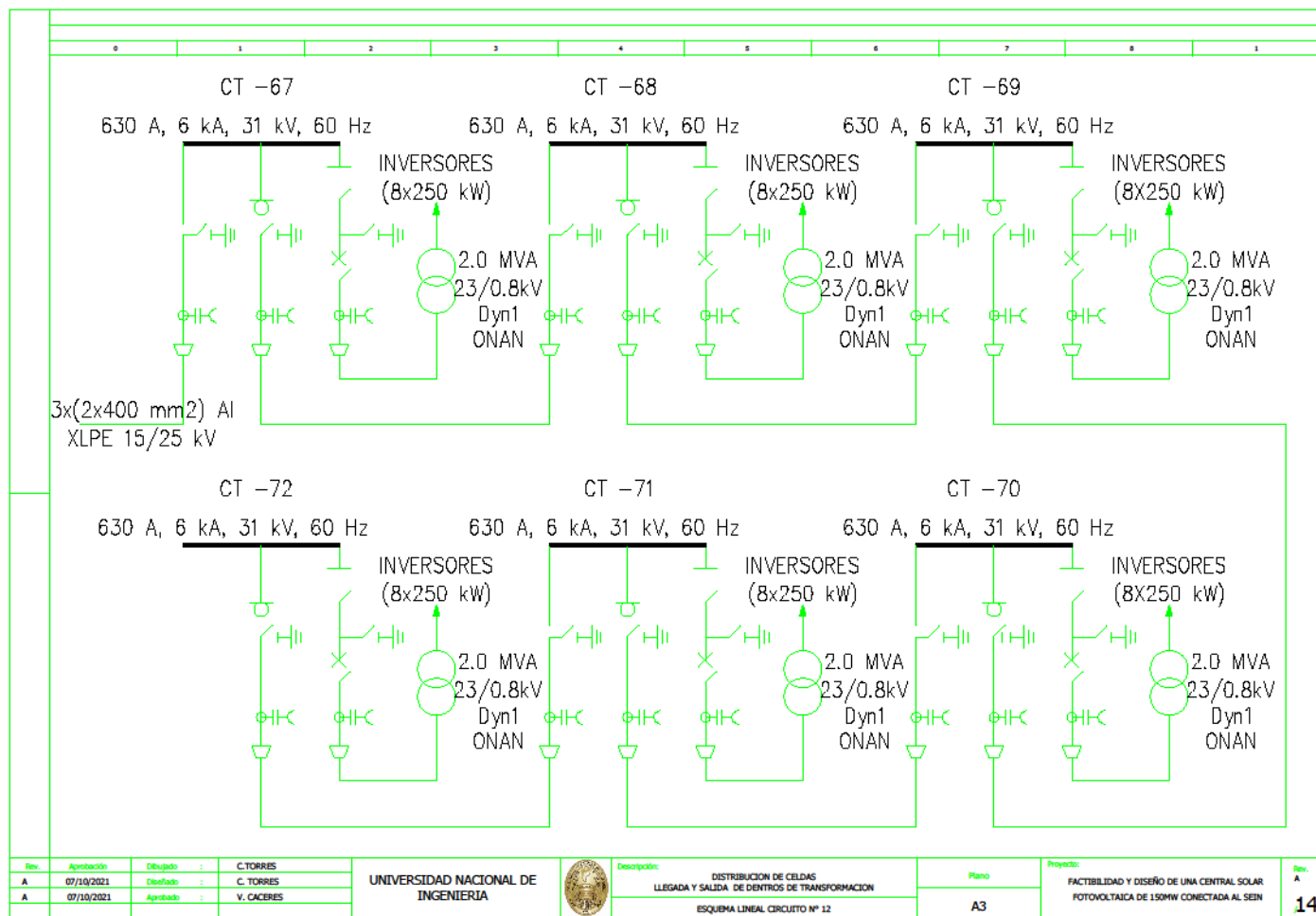


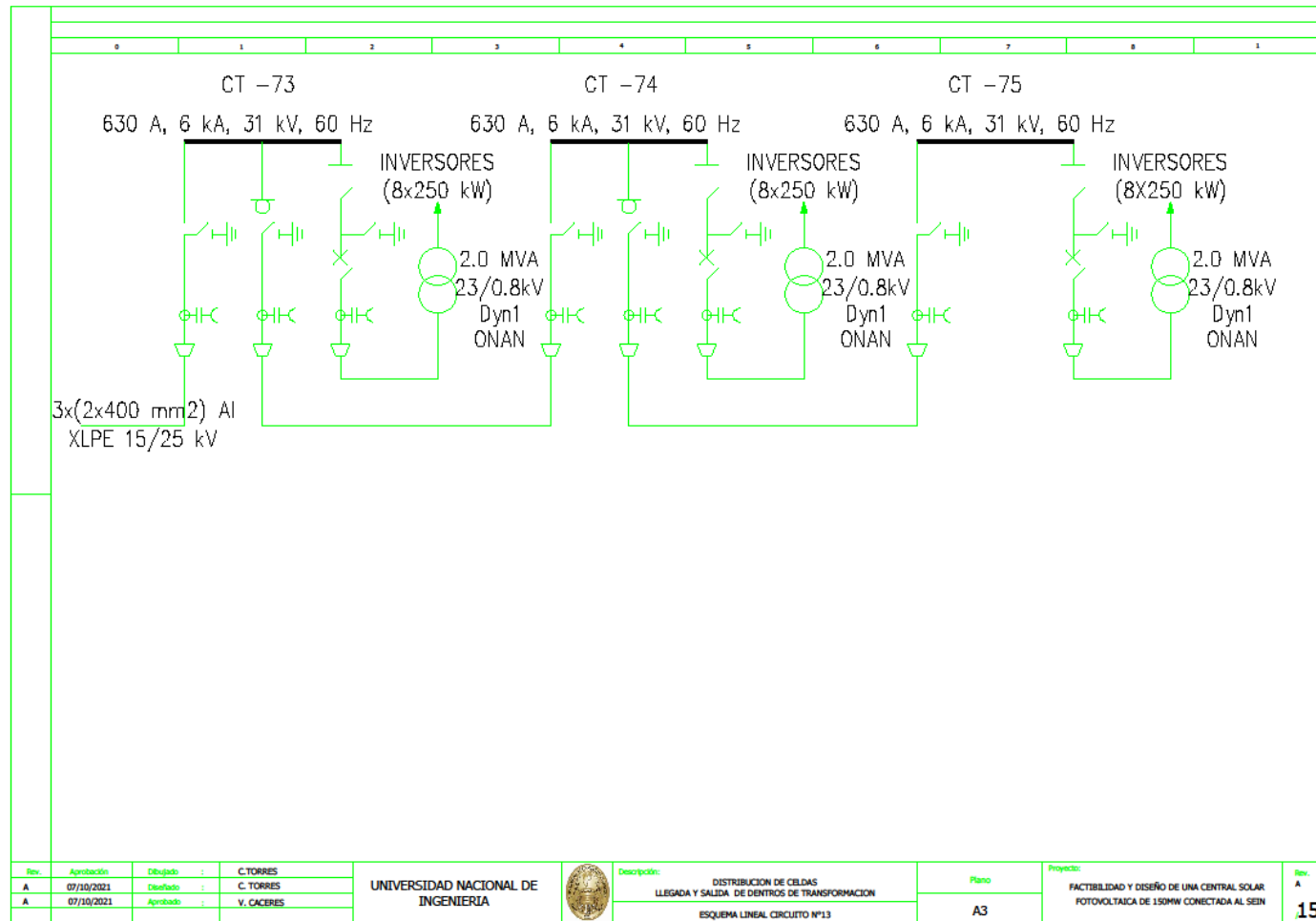




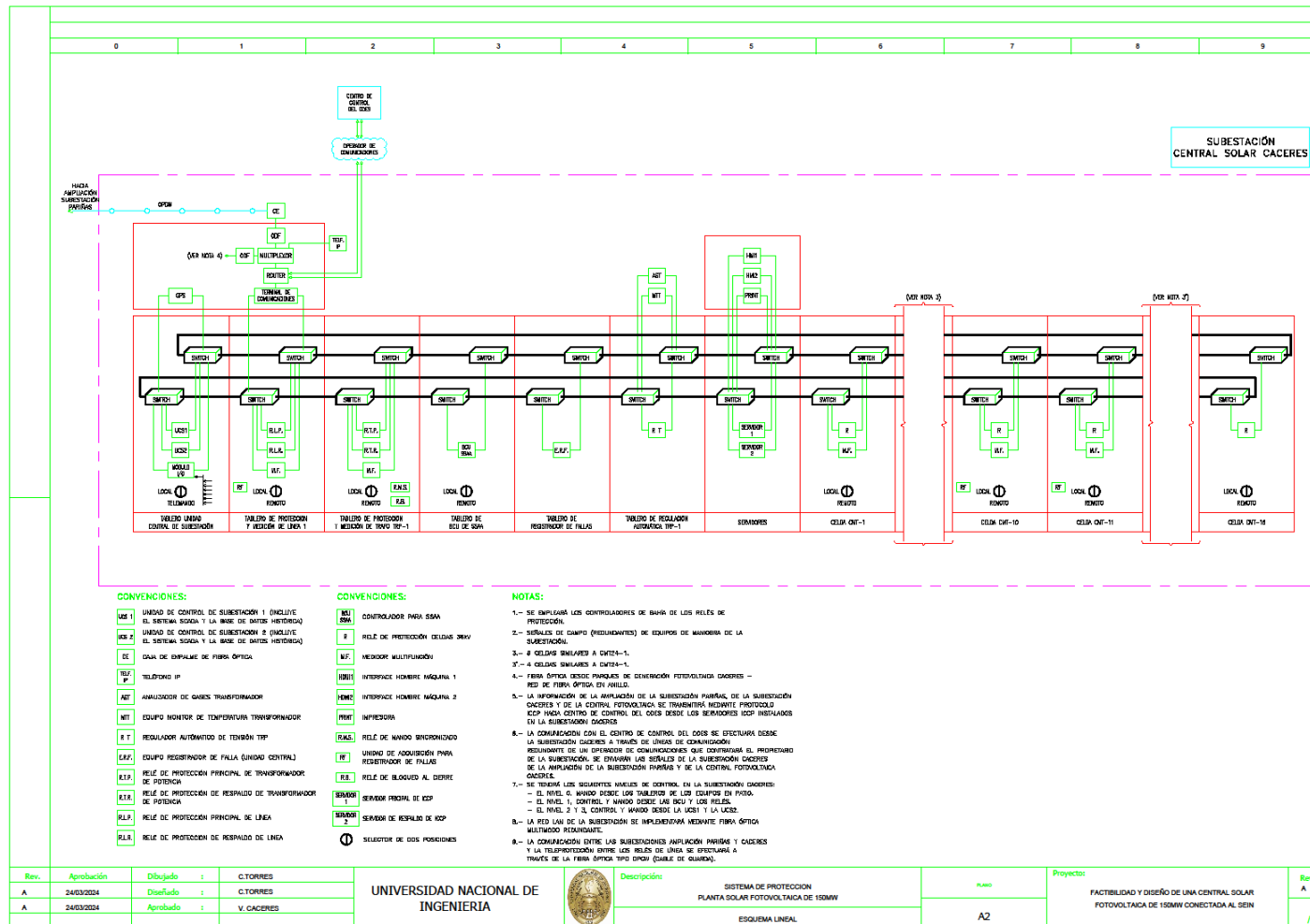




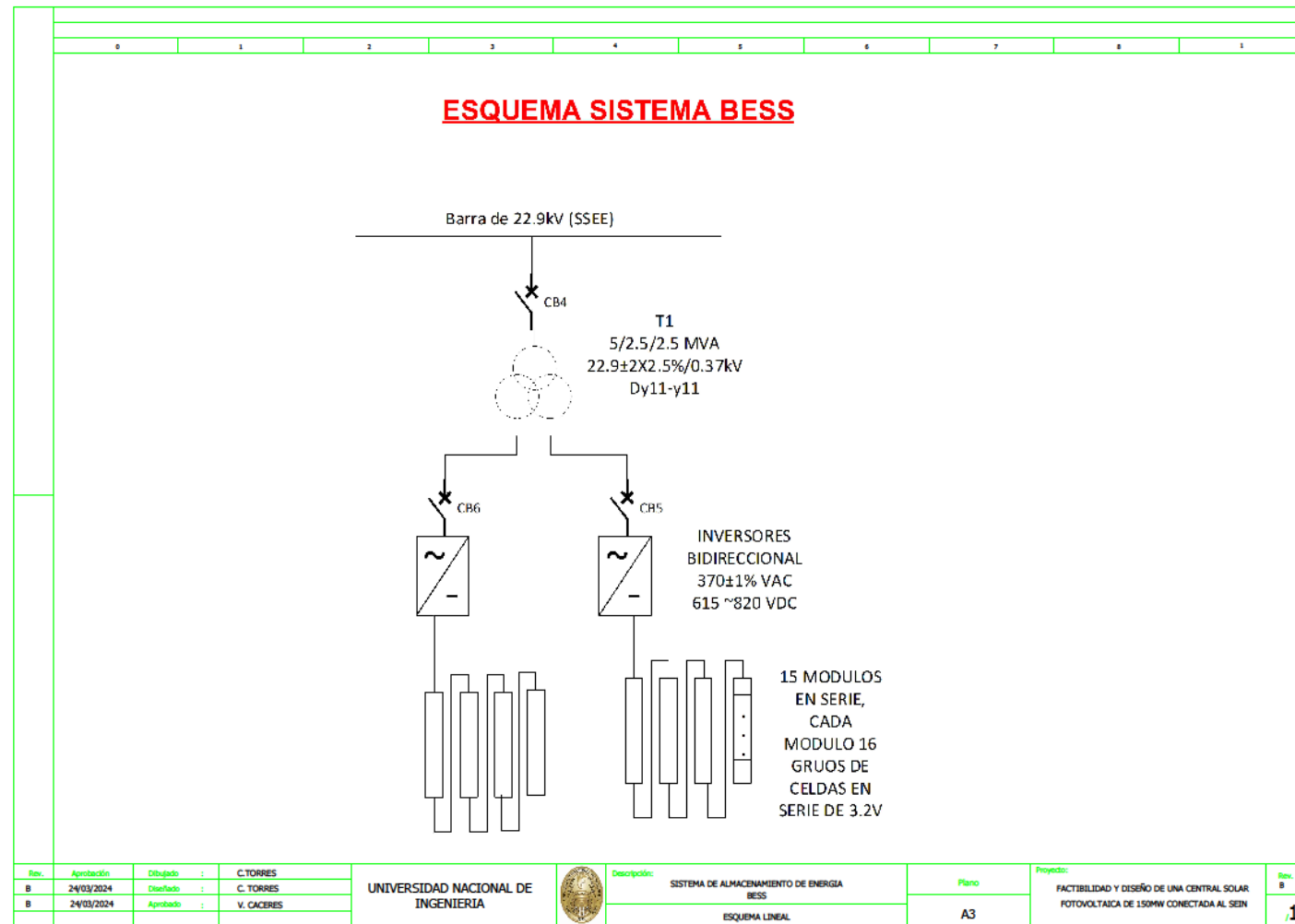




Anexo 6: Sistemas de protección para planta solar 150MW



Anexo 7: Diagrama unifilar sistema BESS.



Anexo 8: Resultado simulación PVSYST.



Version 7.2.4

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: CENTRAL SOLAR 150MW

Variant: PLANTA 150MW CON INVERSOR SUNGROW

No 3D scene defined, no shadings

System power: 150.3 MWp

CENTRAL SOLAR 150MW - Perú

| Author



Project: CENTRAL SOLAR 150MW

Variant: PLANTA 150MW CON INVERSOR SUNGROW

PVsyst V7.2.4

VCO, Simulation date:

12/11/24 09:27

with V7.2.4

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
CENTRAL SOLAR 150MW	Latitude -4.57 °S	Albedo 0.20
Perù	Longitude -81.20 °W	
	Altitude 94 m	
	Time zone UTC-5	
Meteo data		
CSFV-CACERES150MW		
Meteonorm 8.0 (2010-2014), Sat=100% - Sintético		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Near Shadings	User's needs
Fixed plane	No Shadings	Unlimited load (grid)
Tilt/Azimuth 20 / 0 °		
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 259200 units	Nb. of units 600 units	
Pnom total 150.3 MWp	Pnom total 150.0 MWac	
	Grid power limit 100.00 MWac	
	Grid lim. Pnom ratio 1.503	

Results summary

Produced Energy 256265 MWh/year	Specific production 1705 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 76.46 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9
Cost of the system	10
Financial analysis	11
CO ₂ Emission Balance	14



PVsyst V7.2.4
 VCO, Simulation date:
 12/11/24 09:27
 with V7.2.4

Project: CENTRAL SOLAR 150MW
 Variant: PLANTA 150MW CON INVERSOR SUNGROW

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation			Models used
Fixed plane			Transposition Perez
Tilt/Azimuth	20 / 0 °		Diffuse Perez, Meteonorm
			Circumsolar separate
Horizon		Near Shadings	
Average Height	10.0 °	No Shadings	User's needs
			Unlimited load (grid)
Grid power limitation			
Active Power	100.00 MWac		
Pnom ratio	1.503		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Sungrow
Model	JKM580M-7RL4-V	Model	SG250HX
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	580 Wp	Unit Nom. Power	250 kWac
Number of PV modules	259200 units	Number of Inverters	600 unit
Nominal (STC)	150.3 MWp	Total power	150000 kWac
Modules	9600 Strings x 27 In series	Operating voltage	600-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.00
Pmpp	137.2 MWp		
U mpp	1085 V		
I mpp	126443 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	150336 kWp	Total power	150000 kWac
Total	259200 modules	Nb. of Inverters	600 units
Module area	708672 m²	Pnom ratio	1.00

Array losses

Array losses									
Array Soiling Losses			Thermal Loss factor				DC wiring losses		
Loss Fraction	1.5 %		Module temperature according to irradiance				Global array res.		0.14 mΩ
			Uc (const)		20.0 W/m²K		Loss Fraction		1.5 % at STC
			Uv (wind)		0.0 W/m²K/m/s				
Module Quality Loss			Module mismatch losses				Strings Mismatch loss		
Loss Fraction	-0.8 %		Loss Fraction		2.0 % at MPP		Loss Fraction		0.1 %
IAM loss factor									
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)~1.526, n(AR)~1.290									
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°	
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000	

System losses

--	--



PVsyst V7.2.4
VCO, Simulation date:
12/11/24 09:27
with v7.2.4

Project: CENTRAL SOLAR 150MW
Variant: PLANTA 150MW CON INVERSOR SUNGROW

System losses

Unavailability of the system

Time fraction	0.5 %
	1.8 days,
	3 periods



PVsyst V7.2.4
VCO, Simulation date:
12/11/24 09:27
with v7.2.4

Project: CENTRAL SOLAR 150MW
Variant: PLANTA 150MW CON INVERSOR SUNGROW

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	3.64 % at STC
Inverter:	\$G250HX
Wire section (600 Inv.)	Copper 600 x 3 x 50 mm ²
Average wires length	250 m



PVsyst V7.2.4
VCO, Simulation date:
12/11/24 09:27
with v7.2.4

Project: CENTRAL SOLAR 150MW
Variant: PLANTA 150MW CON INVERSOR SUNGROW

Horizon definition

Average Height 10.0 * Albedo Factor 0.28
Diffuse Factor 0.92 Albedo Fraction 100 %

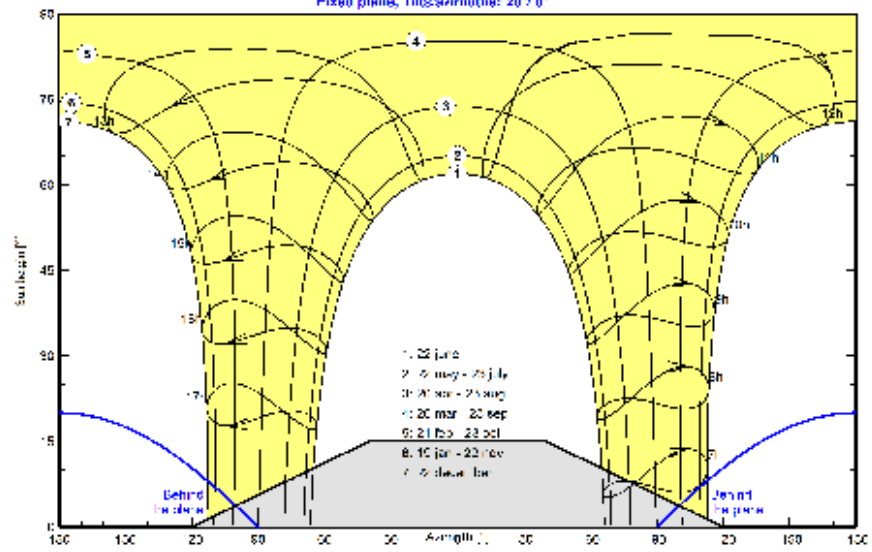
Horizon profile

Azimuth [°]	-120	-40	40	120
Height [°]	0.0	15.0	15.0	0.0

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Línea de horizonte en CENTRAL SOLAR 150MW

Fixed plane, Tilt/azimuth: 20°/0°





PVsyst V7.2.4
VCO, Simulation date:
12/11/24 09:27
with v7.2.4

Project: CENTRAL SOLAR 150MW
Variant: PLANTA 150MW CON INVERSOR SUNGROW

Main results

System Production

Produced Energy 256265 MWh/year

Specific production

1705 kWh/kWp/year

Performance Ratio PR

76.46 %

Economic evaluation

Investment

Global 179'182'335.75 USD

Yearly cost

Annuites

1'450'021.76 USD/yr

LCOE

Energy cost

0.06 USD/kWh

Specific

1.19 USD/Wp

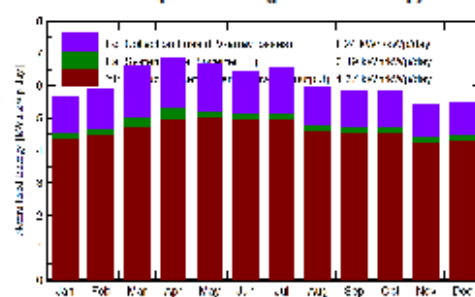
Run. costs

1'224'770.00 USD/yr

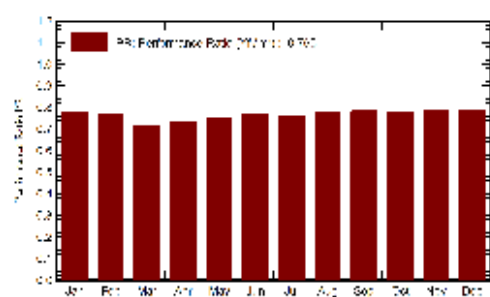
Payback period

Unprofitable

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	208.9	67.84	27.83	175.6	163.7	21242	20487	0.776
February	182.7	68.74	28.47	164.9	154.9	19643	18952	0.765
March	210.9	66.66	28.69	204.5	194.1	23567	22065	0.718
April	195.1	64.87	27.93	205.9	195.7	23985	22622	0.731
May	184.5	60.96	26.32	207.8	196.7	24417	23584	0.755
June	167.7	58.81	24.29	193.9	182.8	23163	22370	0.767
July	177.8	59.05	23.38	203.3	191.9	24174	23348	0.764
August	172.6	74.71	22.73	184.9	174.9	22472	21590	0.777
September	174.3	80.83	22.78	174.9	164.9	21345	20605	0.784
October	194.8	78.99	23.24	181.0	170.4	22004	21219	0.780
November	187.9	75.36	23.79	162.6	151.6	19981	19266	0.788
December	206.0	66.83	25.96	170.2	158.6	20906	20159	0.788
Year	2263.3	823.65	25.44	2229.5	2100.2	266899	256265	0.765

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

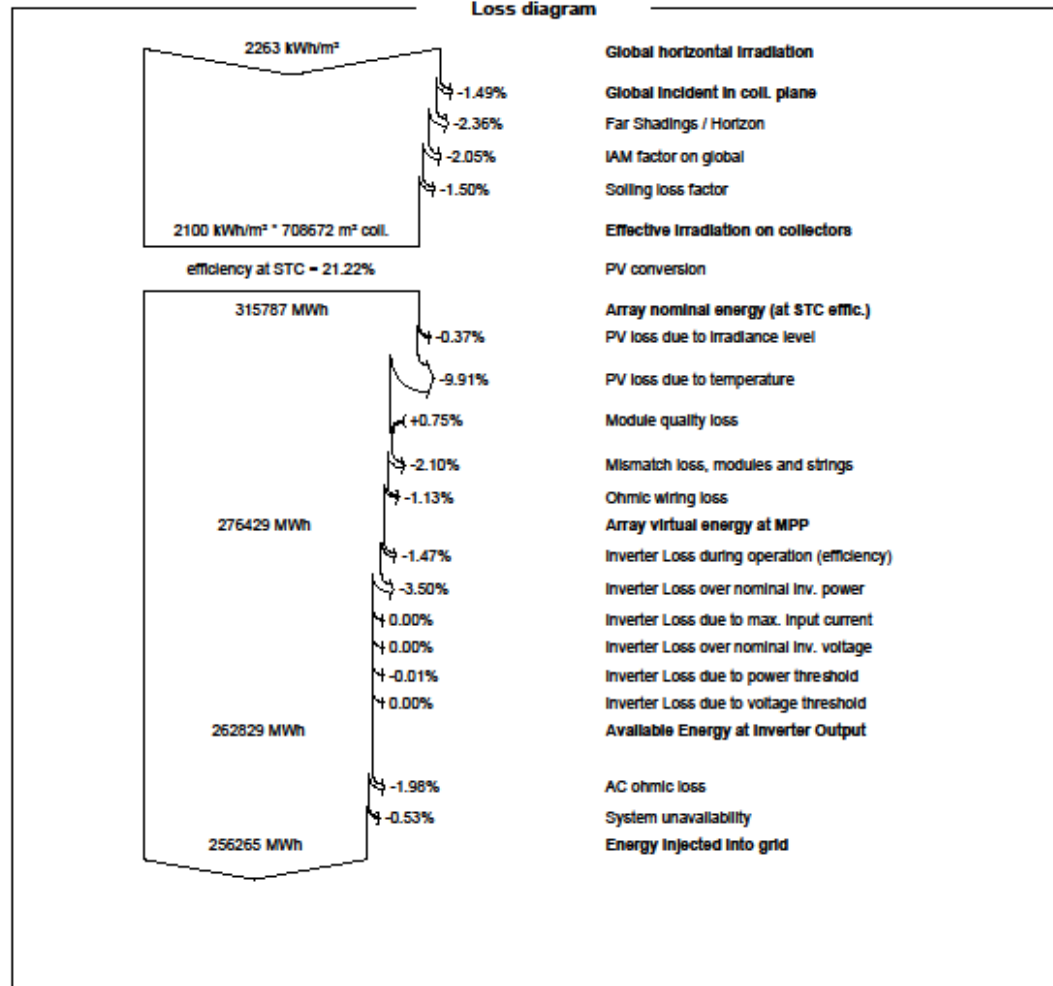
PR Performance Ratio



PVsyst V7.2.4
VCO, Simulation date:
12/11/24 09:27
with v7.2.4

Project: CENTRAL SOLAR 150MW
Variant: PLANTA 150MW CON INVERSOR SUNGROW

Loss diagram



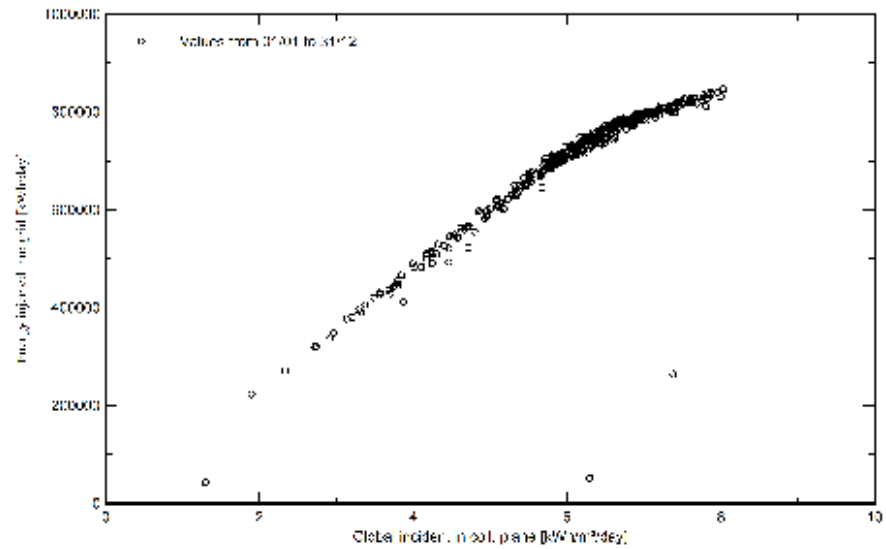


PVsyst V7.2.4
VCO, Simulation date:
12/11/24 09:27
with v7.2.4

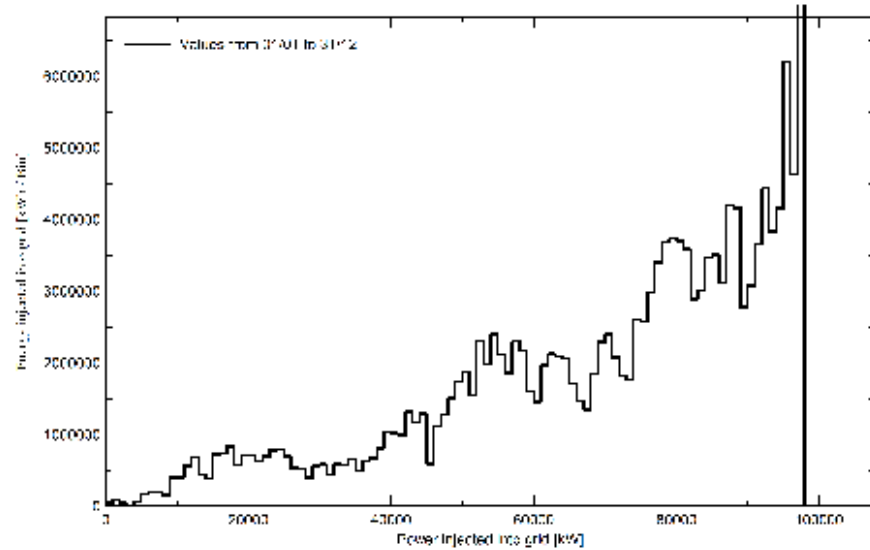
Project: CENTRAL SOLAR 150MW
Variant: PLANTA 150MW CON INVERSOR SUNGROW

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.2.4
 VCO, Simulation date:
 12/11/24 09:27
 with v7.2.4

Project: CENTRAL SOLAR 150MW
 Variant: PLANTA 150MW CON INVERSOR SUNGROW

Cost of the system

Cost of the system			
Installation costs			
Item	Quantity units	Cost USD	Total USD
PV modules			
JKM580M-7RL4-V	259200	116.00	30'067'200.00
Supports for modules	259200	200.00	51'840'000.00
Inverters			
SG250HX	600	7'500.00	4'500'000.00
Other components			
Wiring	1	10'880'960.00	10'880'960.00
Centro de Transformacion	75	10'000.00	750'000.00
EQUIPOS AMPLIACION SSEE PARIÑAS (BAHIA LIBRE)	1	154'000.00	154'000.00
Transformador de MT de 2MVA	75	3'500.00	262'500.00
Sistema Linea de Transmision	1	3'005'550.00	3'005'550.00
Equipos SSEE central solar CaceresPersonalizado	1	2'695'000.00	2'695'000.00
Sistema patio de llaves	1	1'274'500.00	1'274'500.00
Studies and analysis			
Engineering	1	200'000.00	200'000.00
Installation			
TRABAJO SISTEMA FOTOVOLTAICO	259200	23.00	5'961'633.70
Trabajos Preliminares	1	30'196'828.50	30'196'828.50
TRABAJO EN SSEE PATIO DE LLAVES	1	31'600.00	31'600.00
Grid connection	1	146'500.00	146'500.00
TRABAJO PARA AMPLIACION SSEE PARIÑAS	1	36'000.00	36'000.00
Taxes			
GG	1	0.00	14'676'340.87
Utilidad	1	0.00	22'503'722.68
Total			179'182'335.75
Depreciable asset			86'407'200.00
Operating costs			
Item	Total USD/year		
Maintenance			
Salaries	337'500.00		
Mantenimiento	337'500.00		
Administrative, accounting	337'500.00		
Taxes			
State taxes	212'270.00		
Total (OPEX)	1'224'770.00		
System summary			
Total installation cost	179'182'335.75 USD		
Operating costs	1'224'770.00 USD/year		
Produced Energy	256265 MWh/year		
Cost of produced energy (LCOE)	0.061 USD/kWh		



PVsyst V7.2.4

VCO, Simulation date:

12/11/24 09:27

with v7.2.4

Project: CENTRAL SOLAR 150MW

Variant: PLANTA 150MW CON INVERSOR SUNGROW

Financial analysis

Simulation period			
Project lifetime	20 years	Start year	2025
Income variation over time			
Inflation			0.00 %/year
Production variation (aging)			0.00 %/year
Discount rate			5.10 %/year
Income dependent expenses			
Income tax rate			30.00 %/year
Other income tax			0.00 %/year
Dividends			0.00 %/year
Depreciation			
Depreciable assets			86'407'200.00 USD
Salvage value			0.00 USD
Total redeemable			86'407'200.00 USD
Depreciation period			20 years
Financing			
Own funds			161'264'102.21 USD
Loan - Redeemable with fixed annuity - 20 years			17'918'233.81 USD
			Interest rate: 5.10%/year
Electricity sale			
Feed-in tariff			0.07 USD/kWh
Duration of tariff warranty			20 years
Annual connection tax			0.00 USD/kWh
Annual tariff variation			0.0 %/year
Feed-in tariff decrease after warranty			50.00 %
Return on investment			
Payback period			Unprofitable
Net present value (NPV)			-7'409'806.69 USD
Return on Investment (ROI)			-4.1 %



PVsyst V7.2.4
VCO, Simulation date:
12/11/24 09:27
with v7.2.4

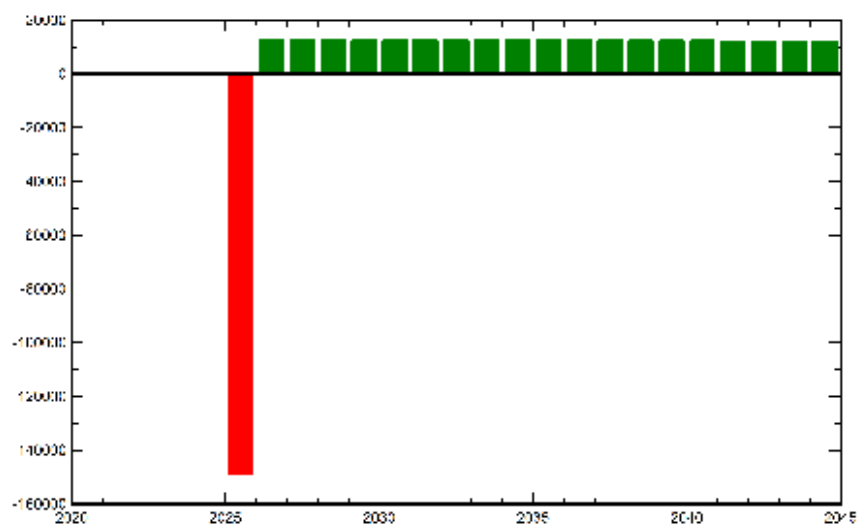
Project: CENTRAL SOLAR 150MW
Variant: PLANTA 150MW CON INVERSOR SUNGROW

Financial analysis

Detailed economic results (kUSD)

	Electricity sale	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amort.
2025	18'964	536	914	1'225	4'320	12'505	3'751	12'537	-149'335	7.0%
2026	18'964	564	886	1'225	4'320	12'532	3'760	12'529	-137'992	13.6%
2027	18'964	592	858	1'225	4'320	12'561	3'768	12'521	-127'207	20.0%
2028	18'964	622	828	1'225	4'320	12'591	3'777	12'512	-116'953	26.0%
2029	18'964	654	796	1'225	4'320	12'623	3'787	12'502	-107'204	31.8%
2030	18'964	688	762	1'225	4'320	12'656	3'797	12'492	-97'935	37.4%
2031	18'964	723	727	1'225	4'320	12'691	3'807	12'481	-89'124	42.7%
2032	18'964	760	691	1'225	4'320	12'728	3'818	12'470	-80'748	47.8%
2033	18'964	798	652	1'225	4'320	12'767	3'830	12'459	-72'785	52.7%
2034	18'964	839	611	1'225	4'320	12'807	3'842	12'447	-65'216	57.4%
2035	18'964	882	568	1'225	4'320	12'850	3'855	12'434	-58'022	61.9%
2036	18'964	927	523	1'225	4'320	12'895	3'869	12'420	-51'185	66.2%
2037	18'964	974	476	1'225	4'320	12'942	3'883	12'406	-44'687	70.4%
2038	18'964	1'024	426	1'225	4'320	12'992	3'898	12'391	-38'511	74.4%
2039	18'964	1'076	374	1'225	4'320	13'044	3'913	12'376	-32'643	78.3%
2040	18'964	1'131	319	1'225	4'320	13'099	3'930	12'359	-27'066	82.0%
2041	18'964	1'188	262	1'225	4'320	13'157	3'947	12'342	-21'768	85.7%
2042	18'964	1'249	201	1'225	4'320	13'217	3'965	12'324	-16'734	89.2%
2043	18'964	1'313	137	1'225	4'320	13'281	3'984	12'304	-11'952	92.6%
2044	18'964	1'380	70	1'225	4'320	13'348	4'004	12'284	-7'410	95.9%
Total	379'272	17'918	11'082	24'495	88'407	267'287	77'188	248'590	-7'410	96.8%

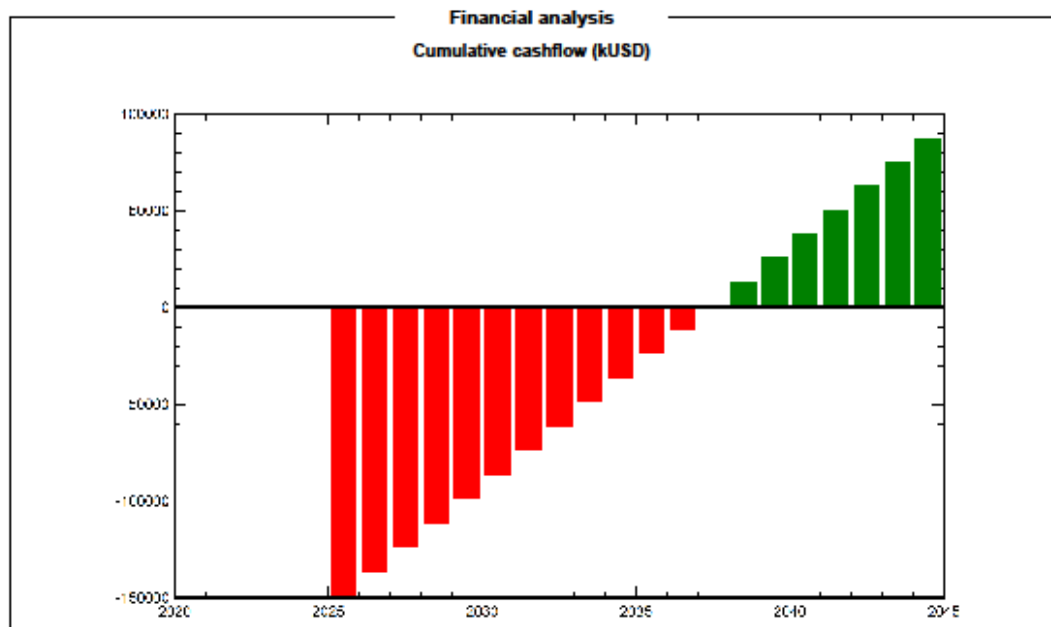
Yearly net profit (kUSD)





PVsyst V7.2.4
VCO, Simulation date:
12/11/24 09:27
with v7.2.4

Project: CENTRAL SOLAR 150MW
Variant: PLANTA 150MW CON INVERSOR SUNGROW





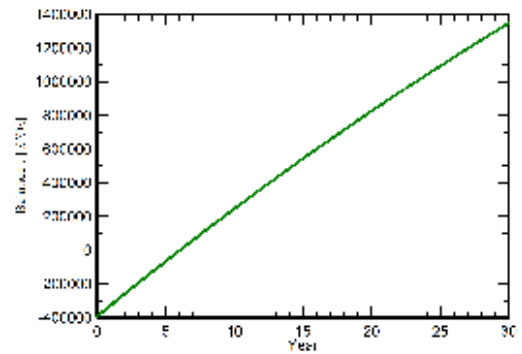
PVsyst V7.2.4
VCO, Simulation date:
12/11/24 09:27
with v7.2.4

Project: CENTRAL SOLAR 150MW
Variant: PLANTA 150MW CON INVERSOR SUNGROW

CO₂ Emission Balance

Total: 1347814.4 tCO₂
Generated emissions
Total: 393200.68 tCO₂
Source: Detailed calculation from table below:
Replaced Emissions
Total: 2006551.2 tCO₂
System production: 256264.52 MWh/yr
Grid Lifecycle Emissions: 261 gCO₂/kWh
Source: IEA List
Country: Peru
Lifetime: 30 years
Annual degradation: 1.0 %

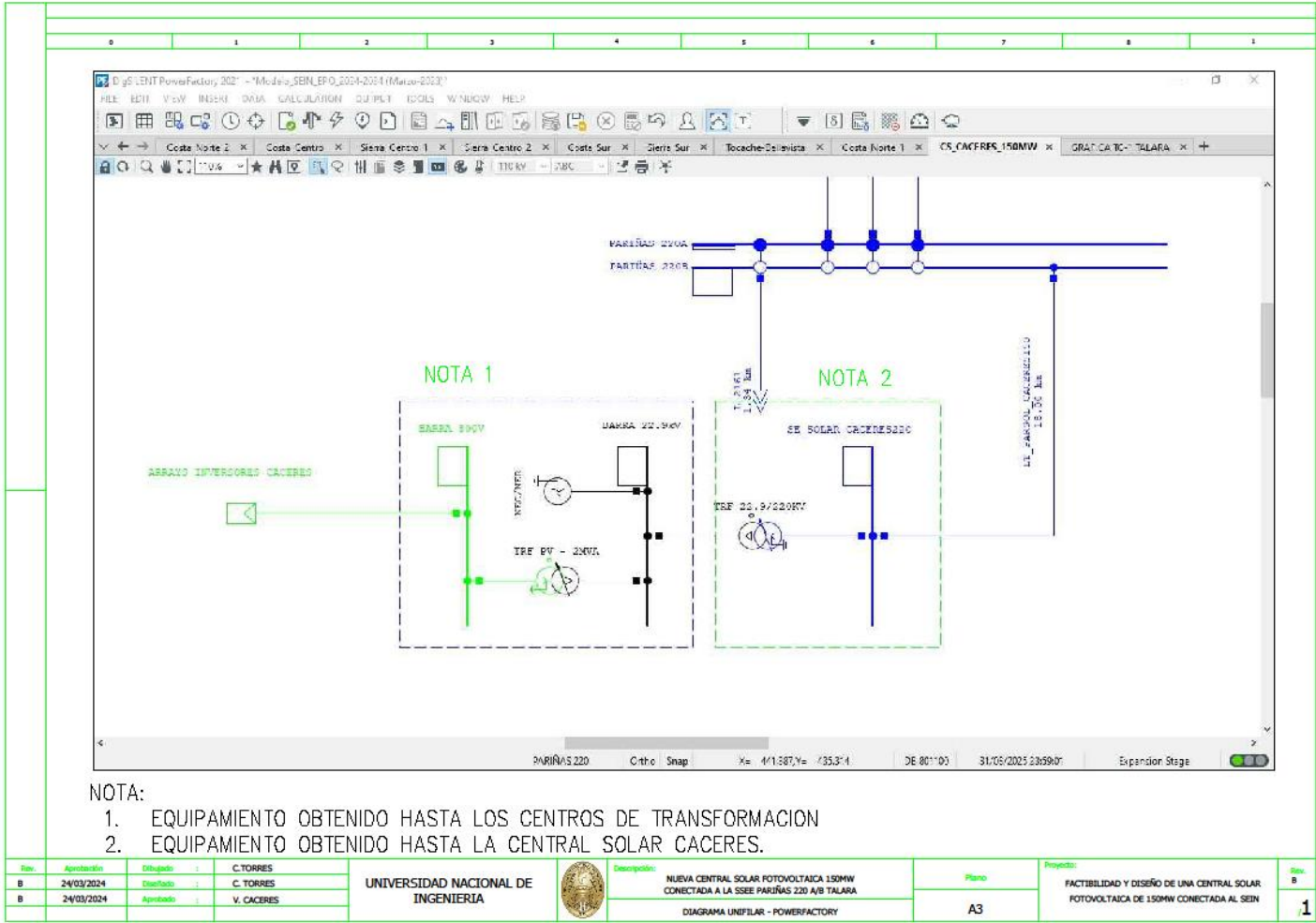
Saved CO₂ Emission vs. Time



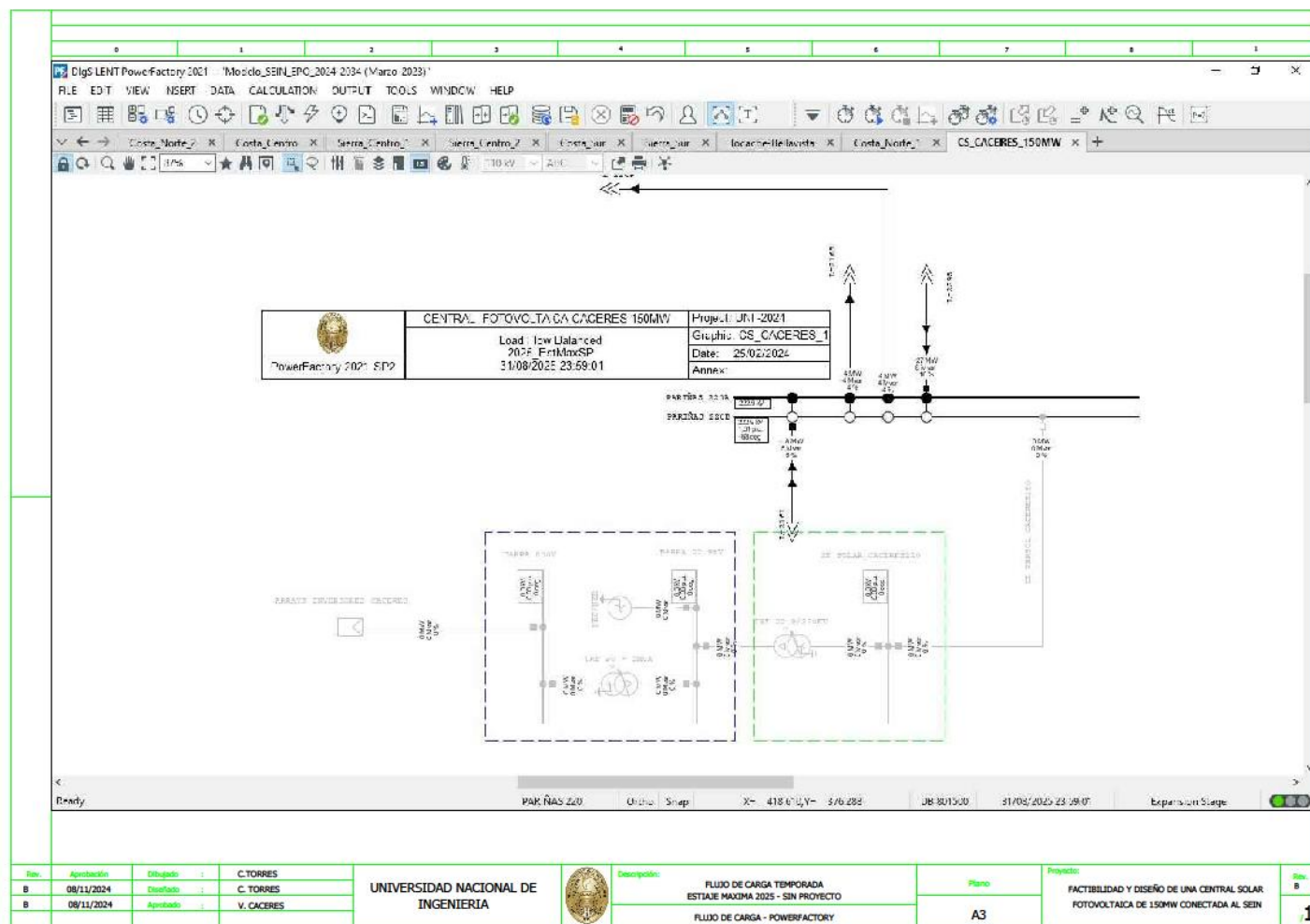
System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	225504 kWp	386225211
Supports	1.74 kgCO ₂ /kg	3888000 kg	6768503
Inverters	172 kgCO ₂ /units	1200 units	206963

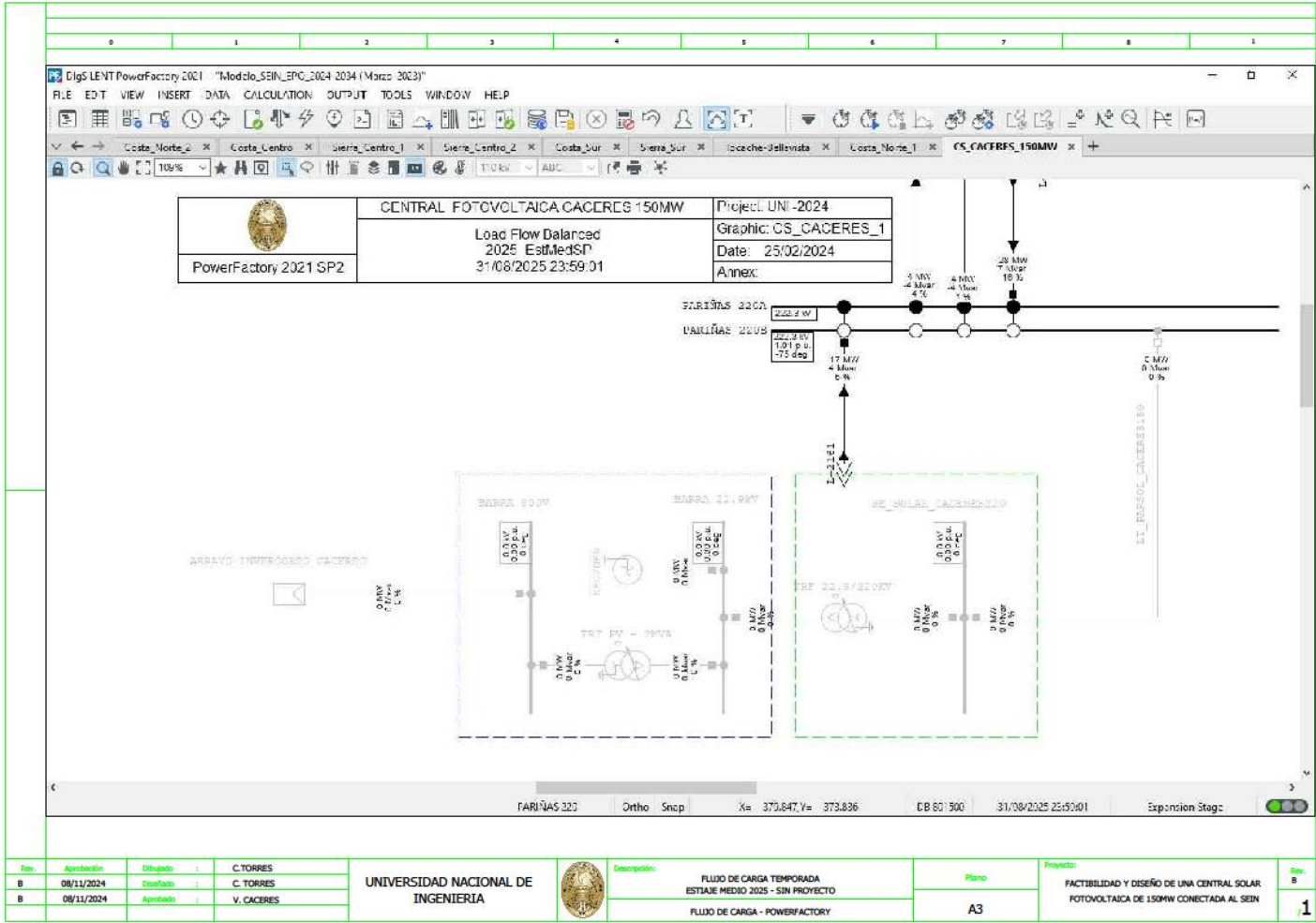
Anexo 9: Diagrama unifilar proyecto conectado al SEIN



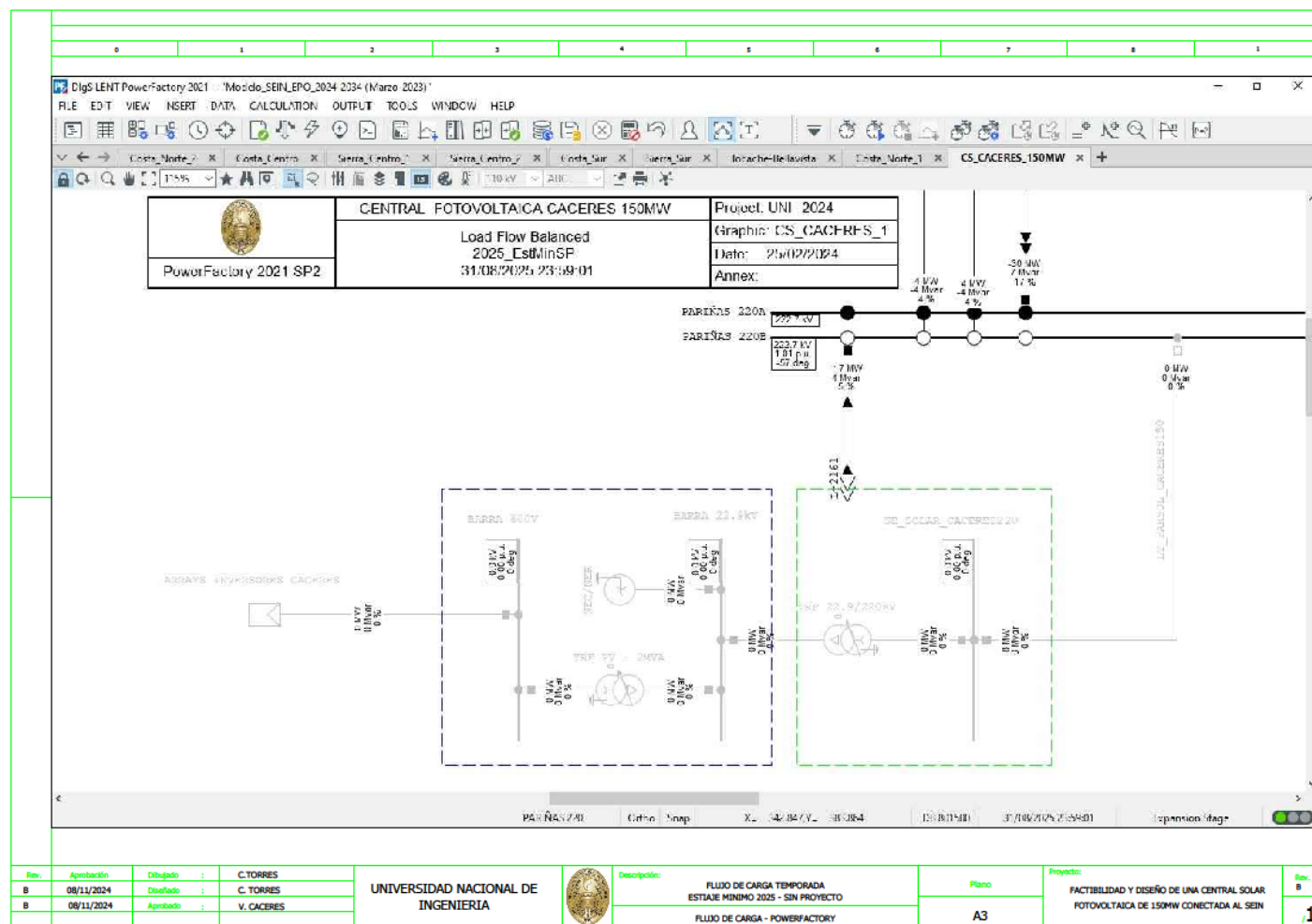
Anexo 10: Flujo de carga en temporada de estiaje máxima año 2025 sin proyecto.



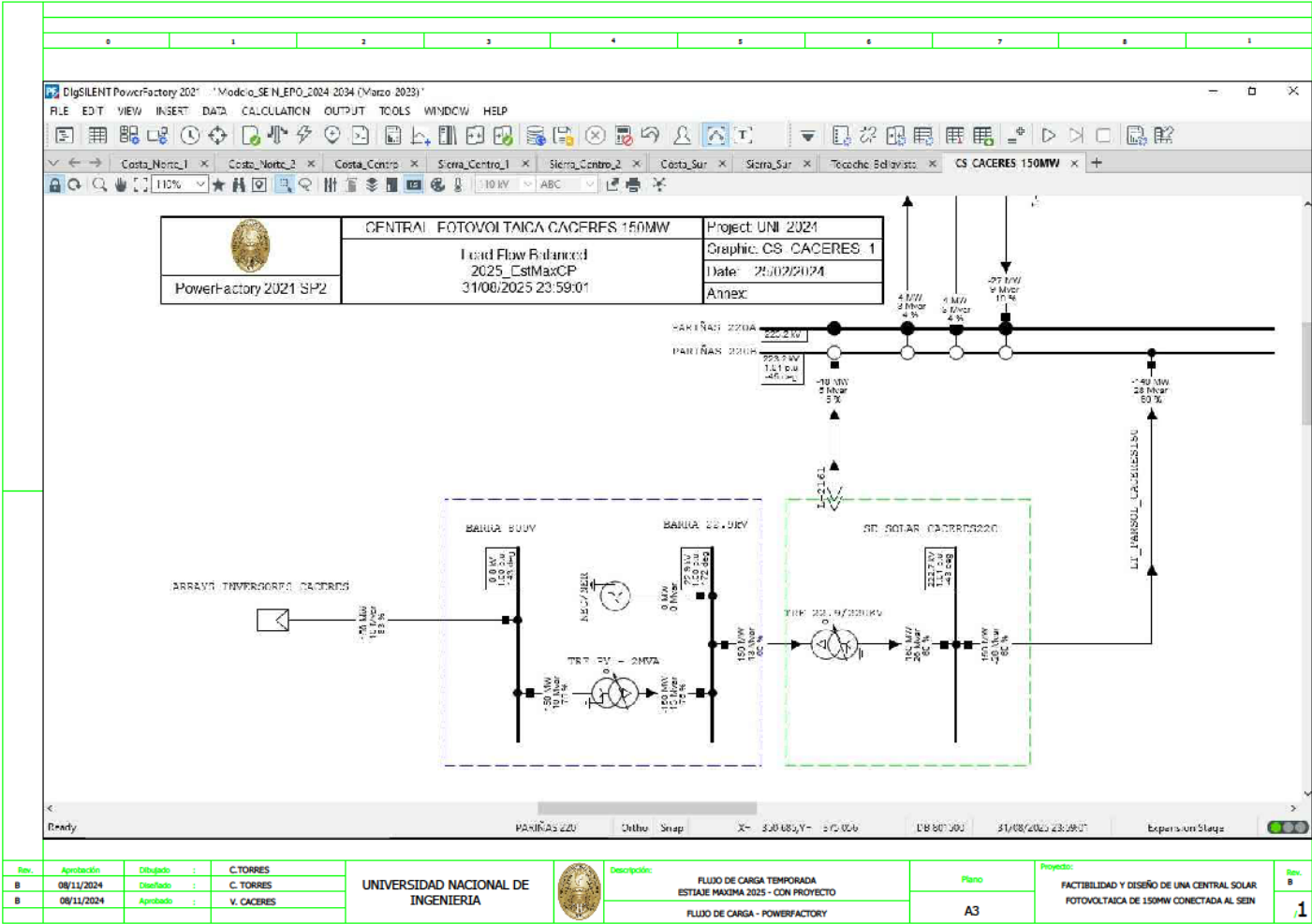
Anexo 11: Flujo de carga en temporada de estiaje media año 2025 sin proyecto.



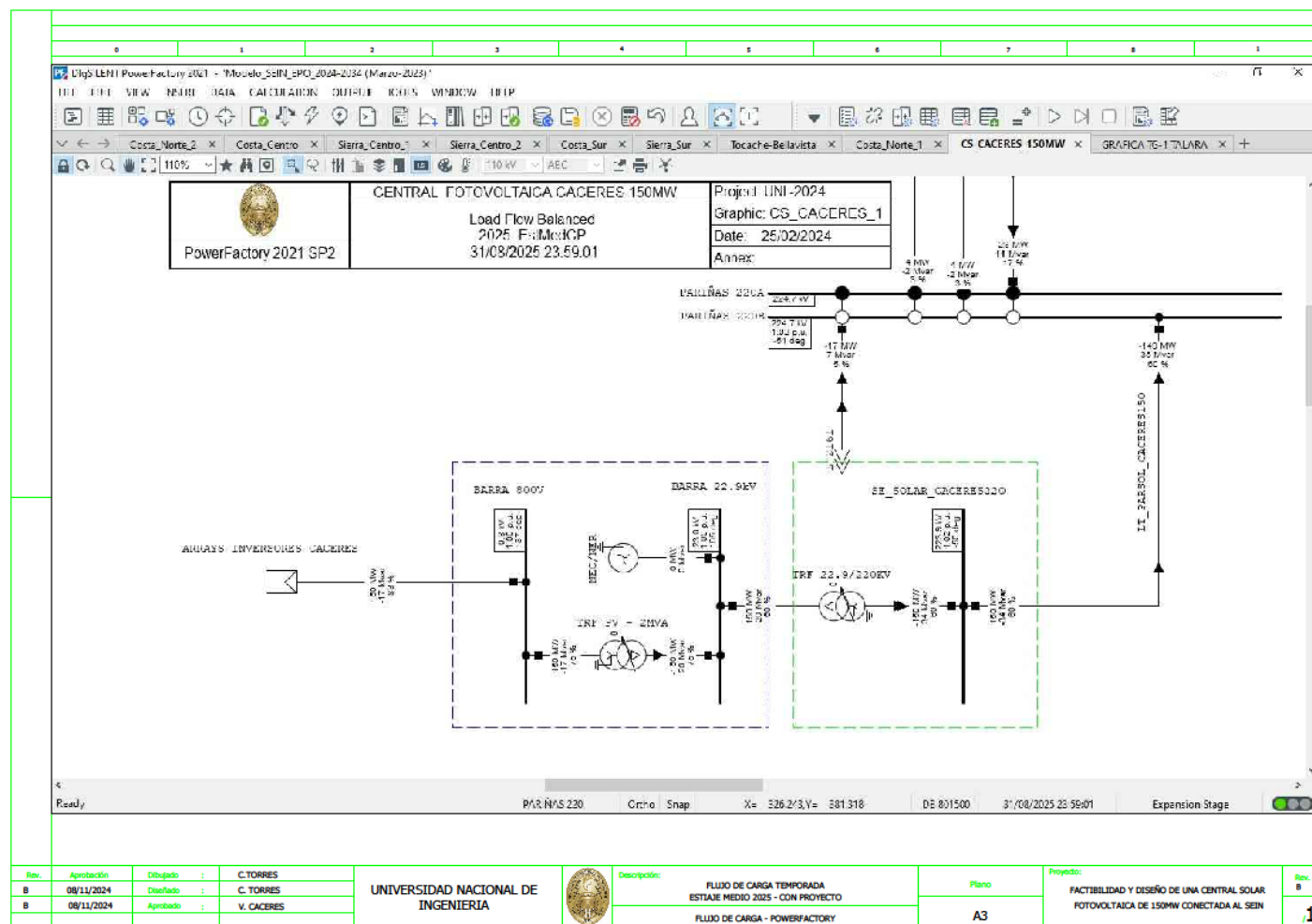
Anexo 12: Flujo de carga en temporada de estiaje mínima año 2025 sin proyecto.



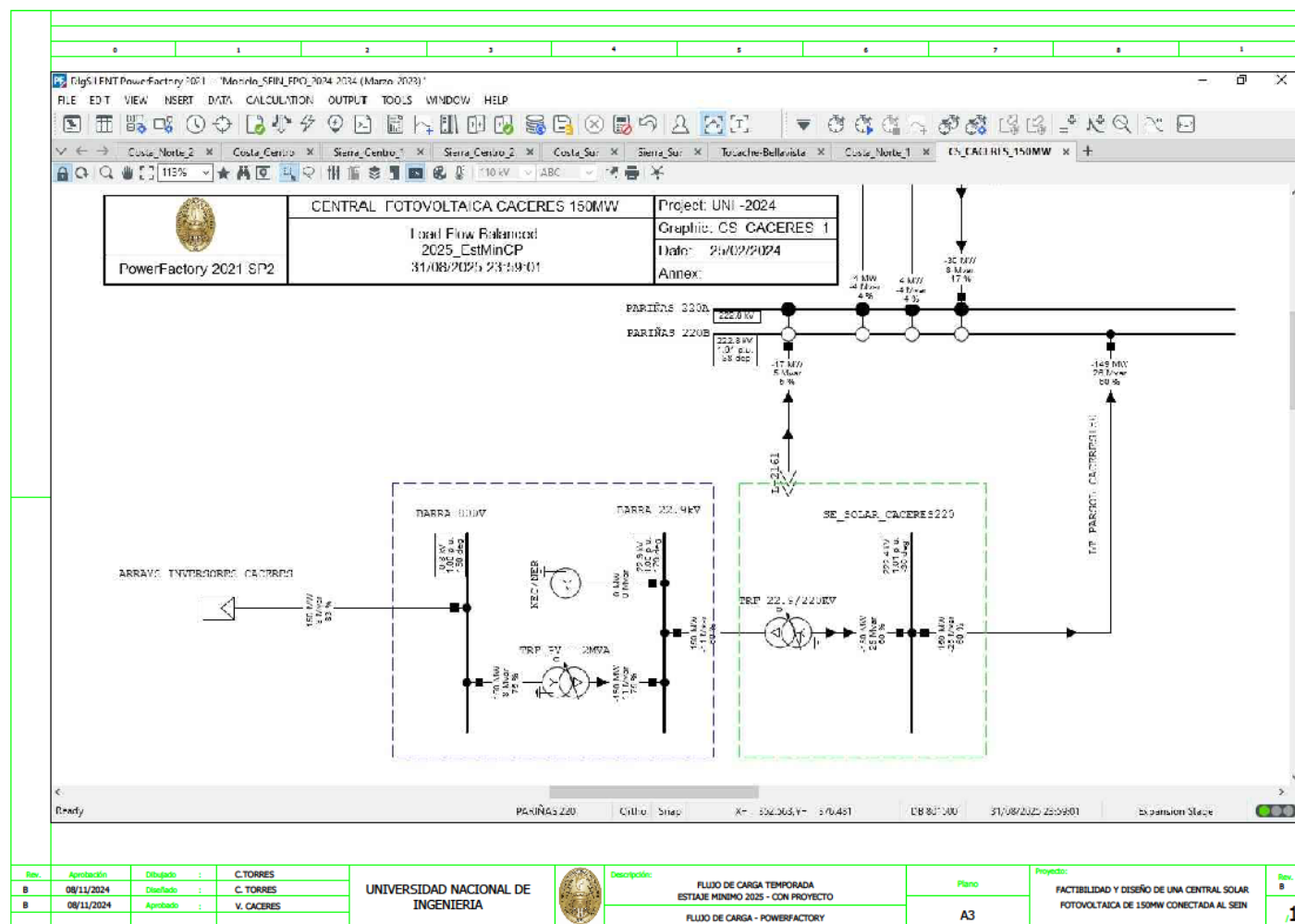
Anexo 13: Flujo de carga en temporada de estiaje máxima año 2025 con proyecto.



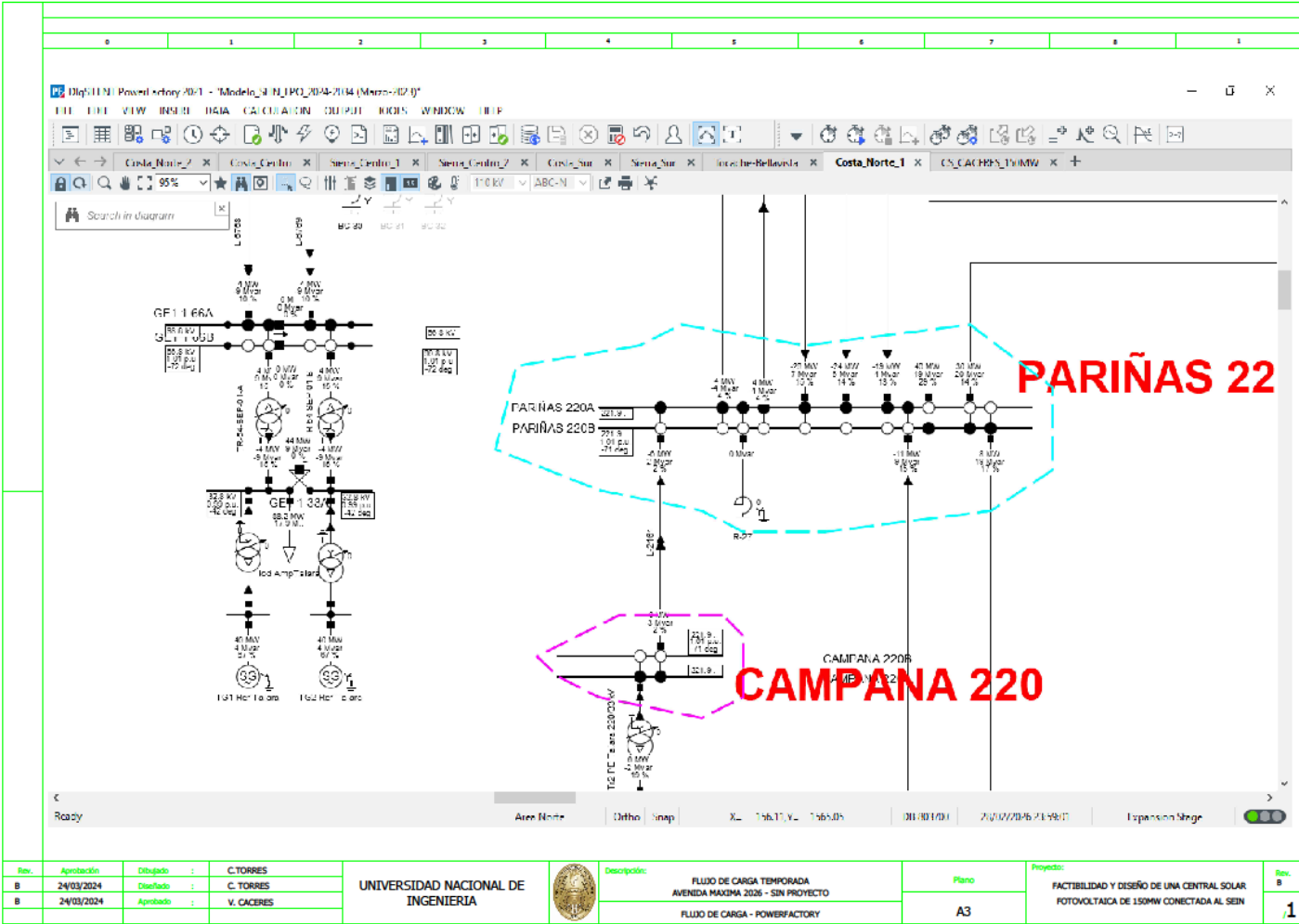
Anexo 14: Flujo de carga en temporada de estiaje media año 2025 con proyecto.



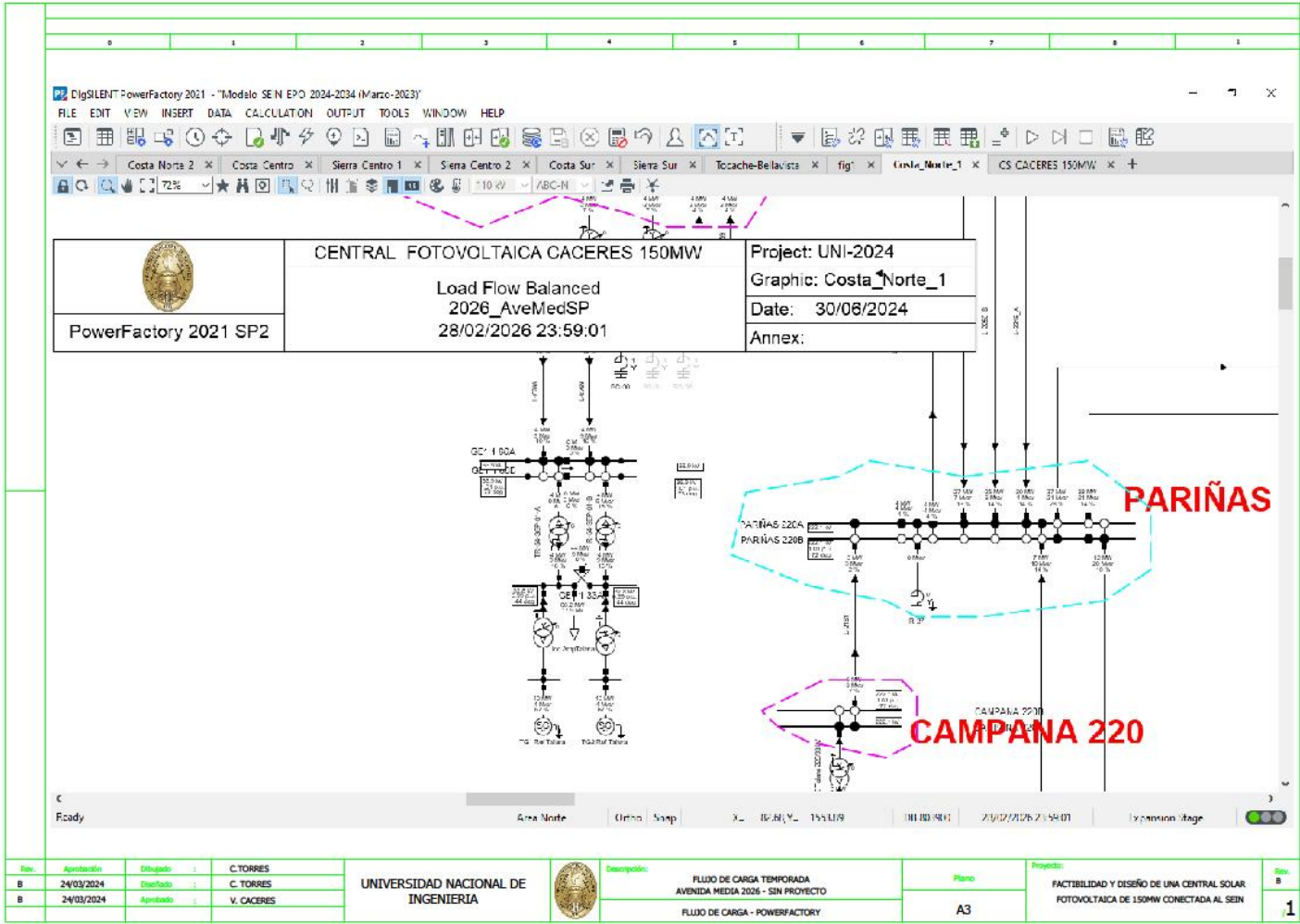
Anexo 15: Flujo de carga en temporada de estiaje mínima año 2025 con proyecto.



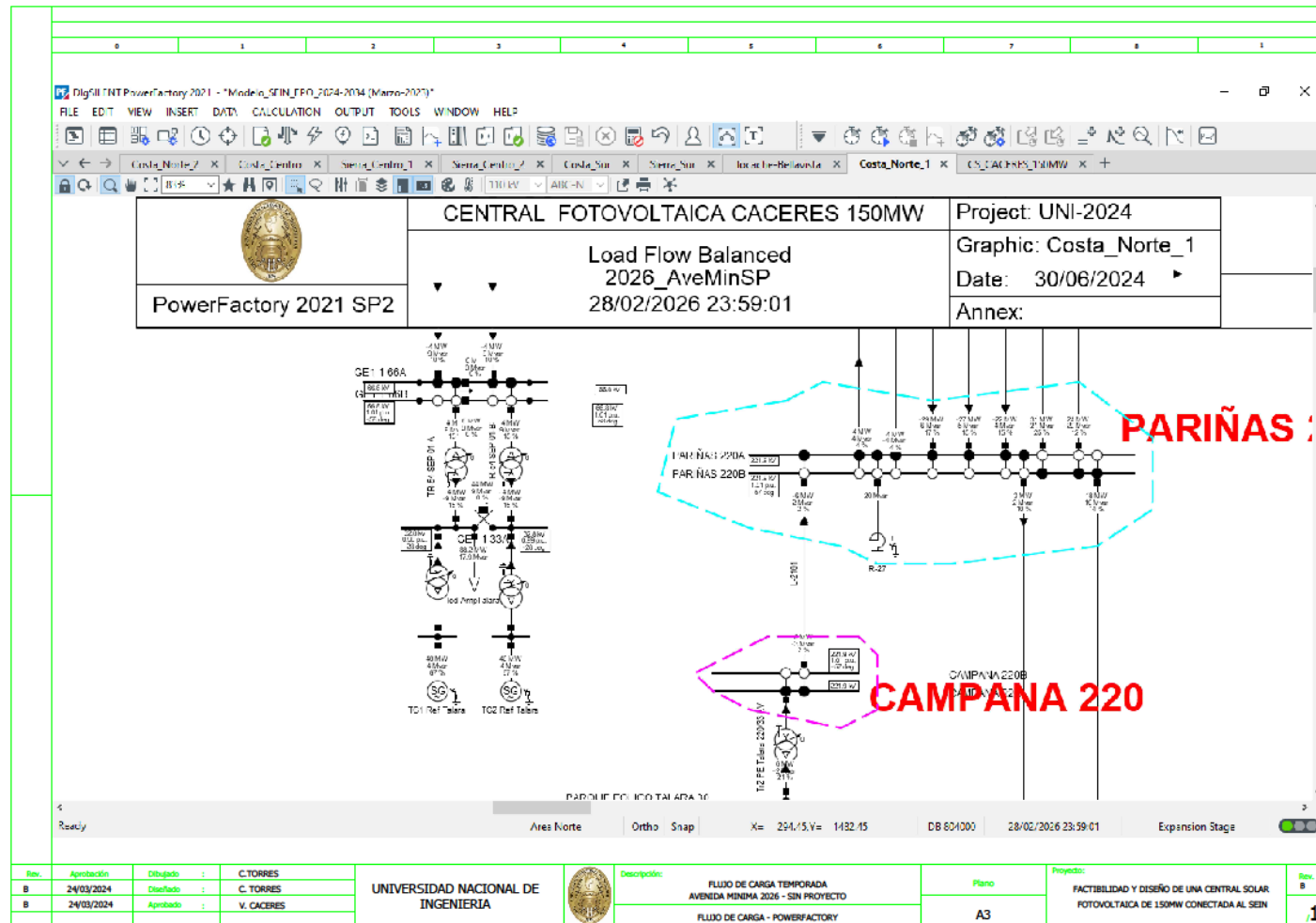
Anexo 16: Flujo de carga en temporada de avenida máxima año 2026 sin proyecto.



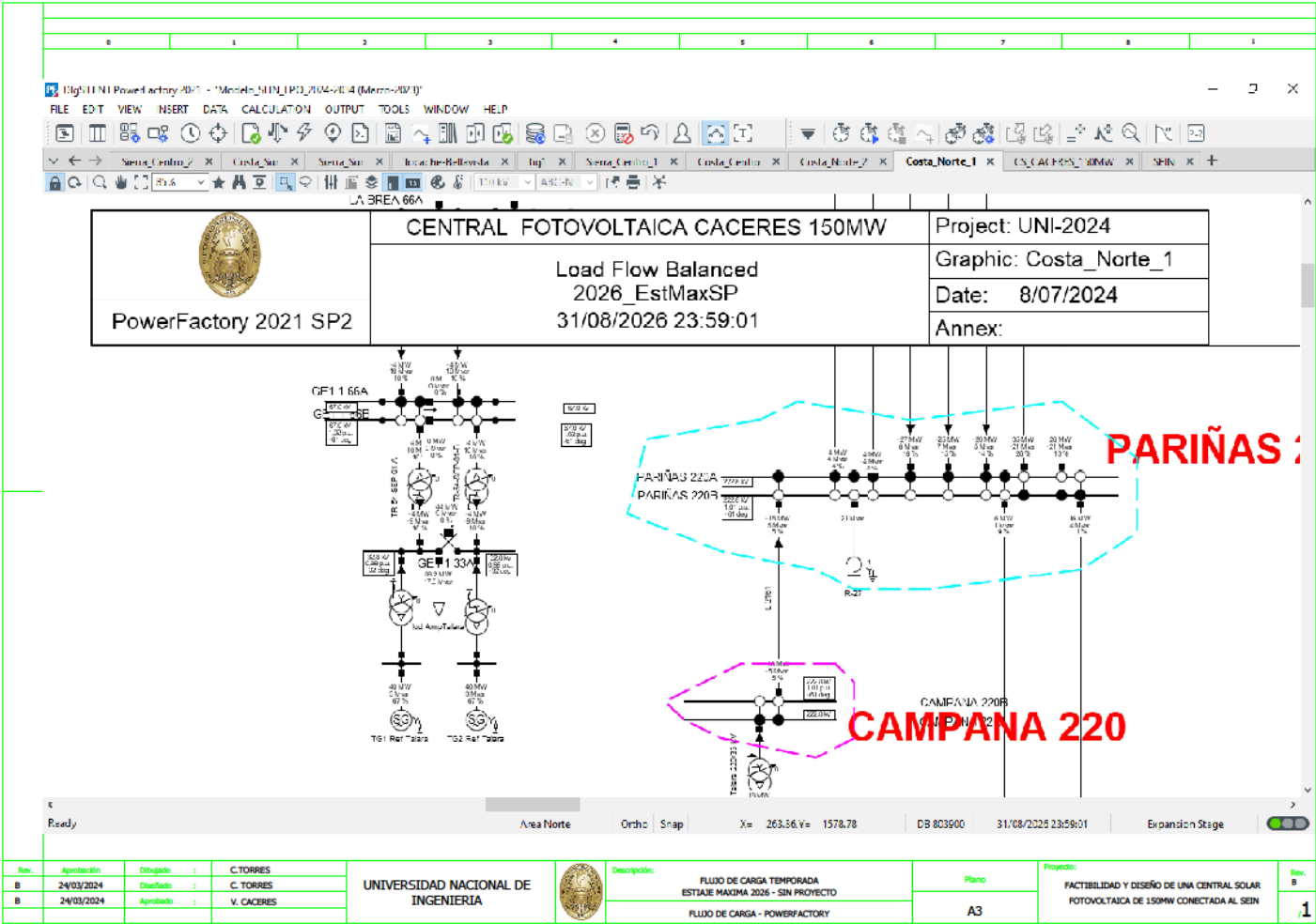
Anexo 17: Flujo de carga en temporada de avenida media año 2026 sin proyecto.



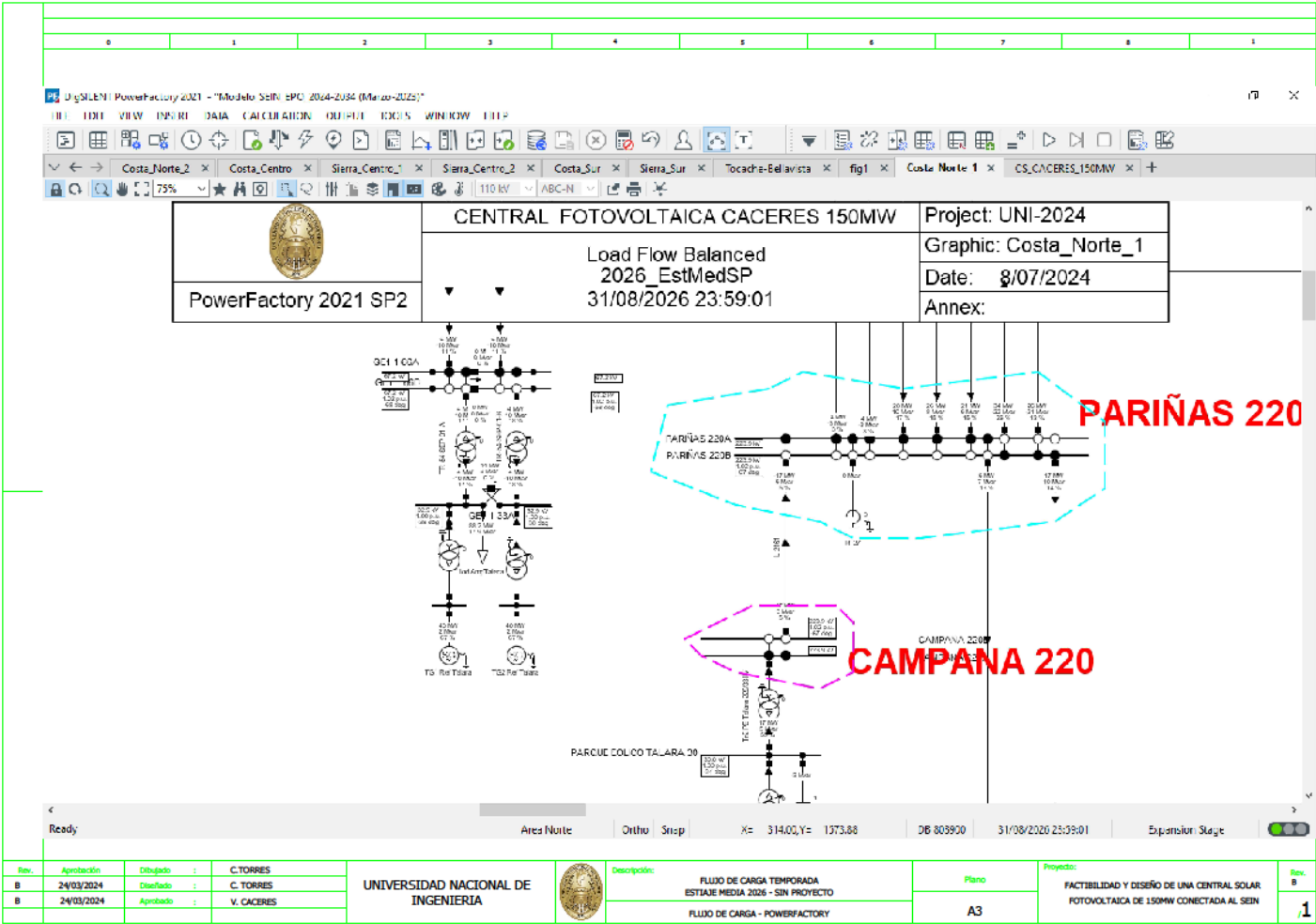
Anexo 18: Flujo de carga en temporada de avenida mínima año 2026 sin proyecto.



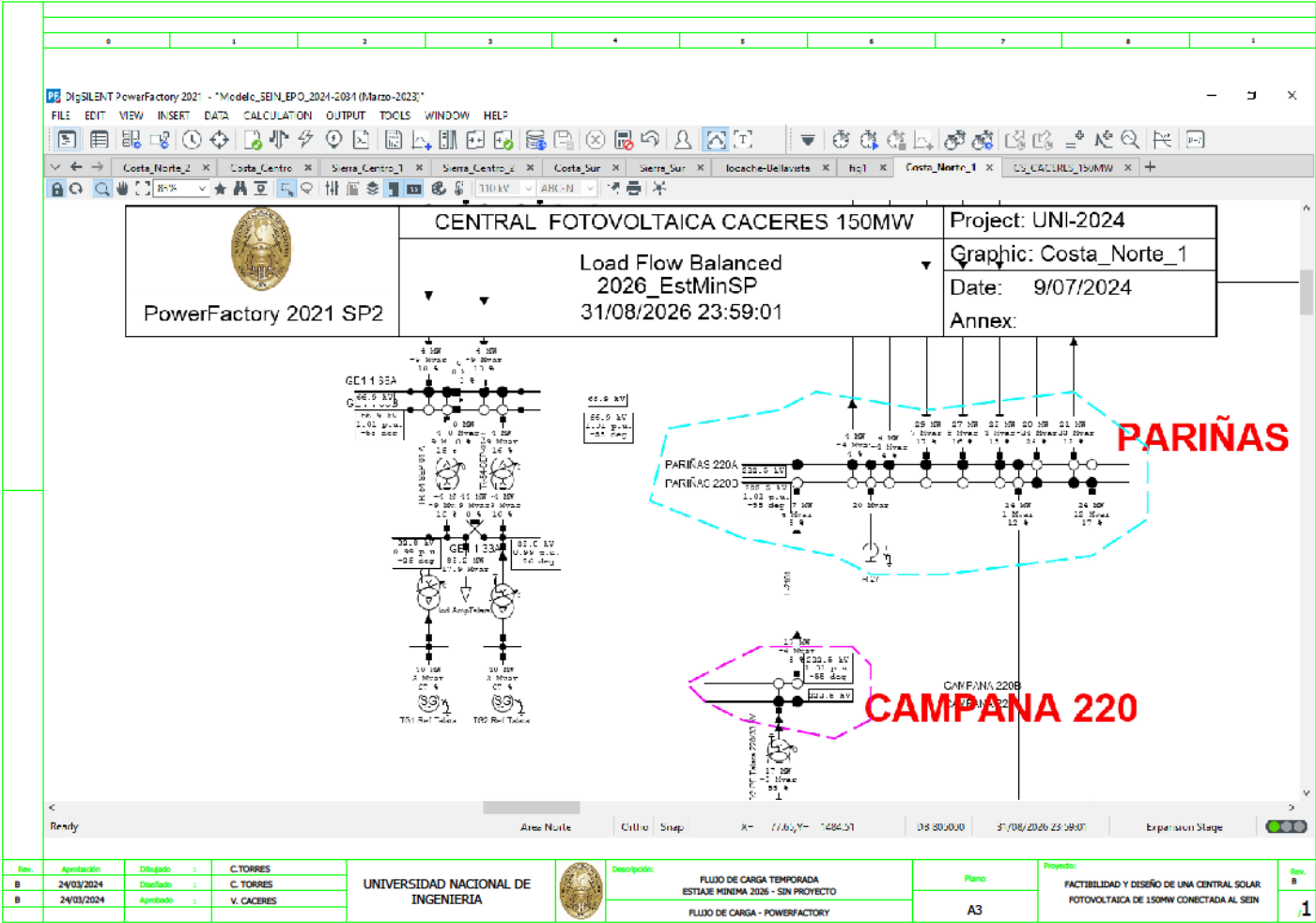
Anexo 19: Flujo de carga en temporada de estiaje máxima año 2026 sin proyecto.



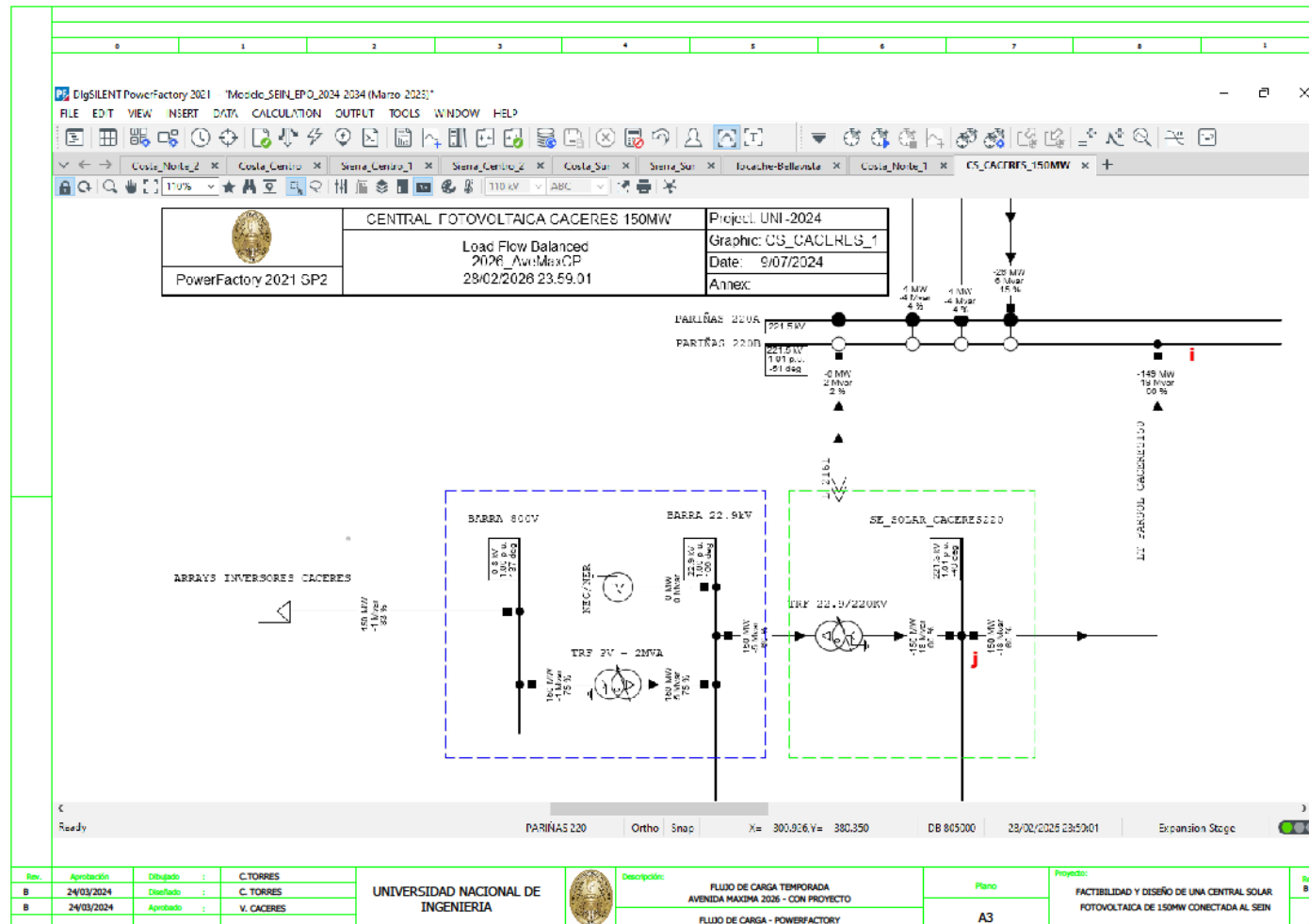
Anexo 20: Flujo de carga en temporada de estiaje media año 2026 sin proyecto.



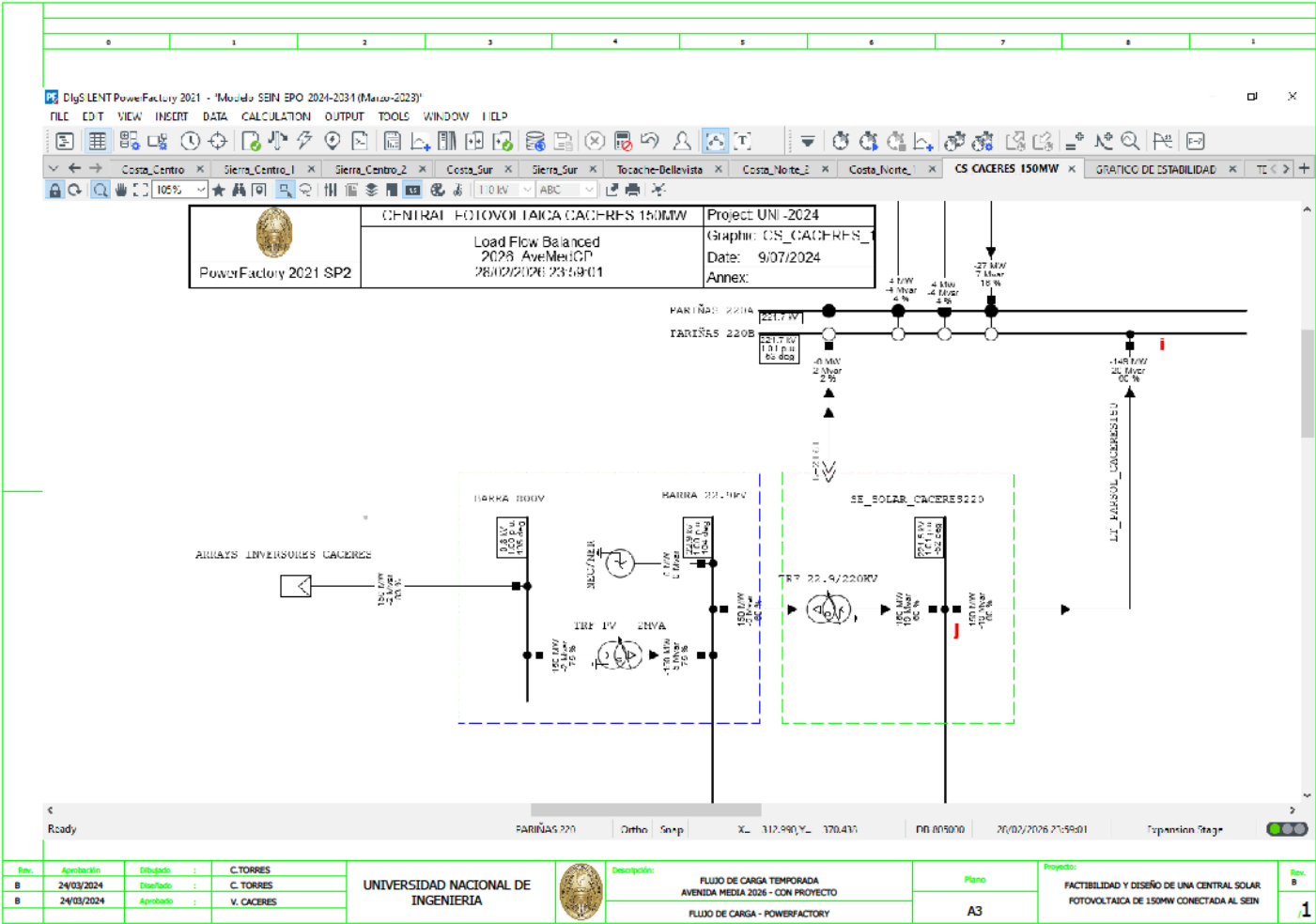
Anexo 21: Flujo de carga en temporada de estiaje mínima año 2026 sin proyecto.



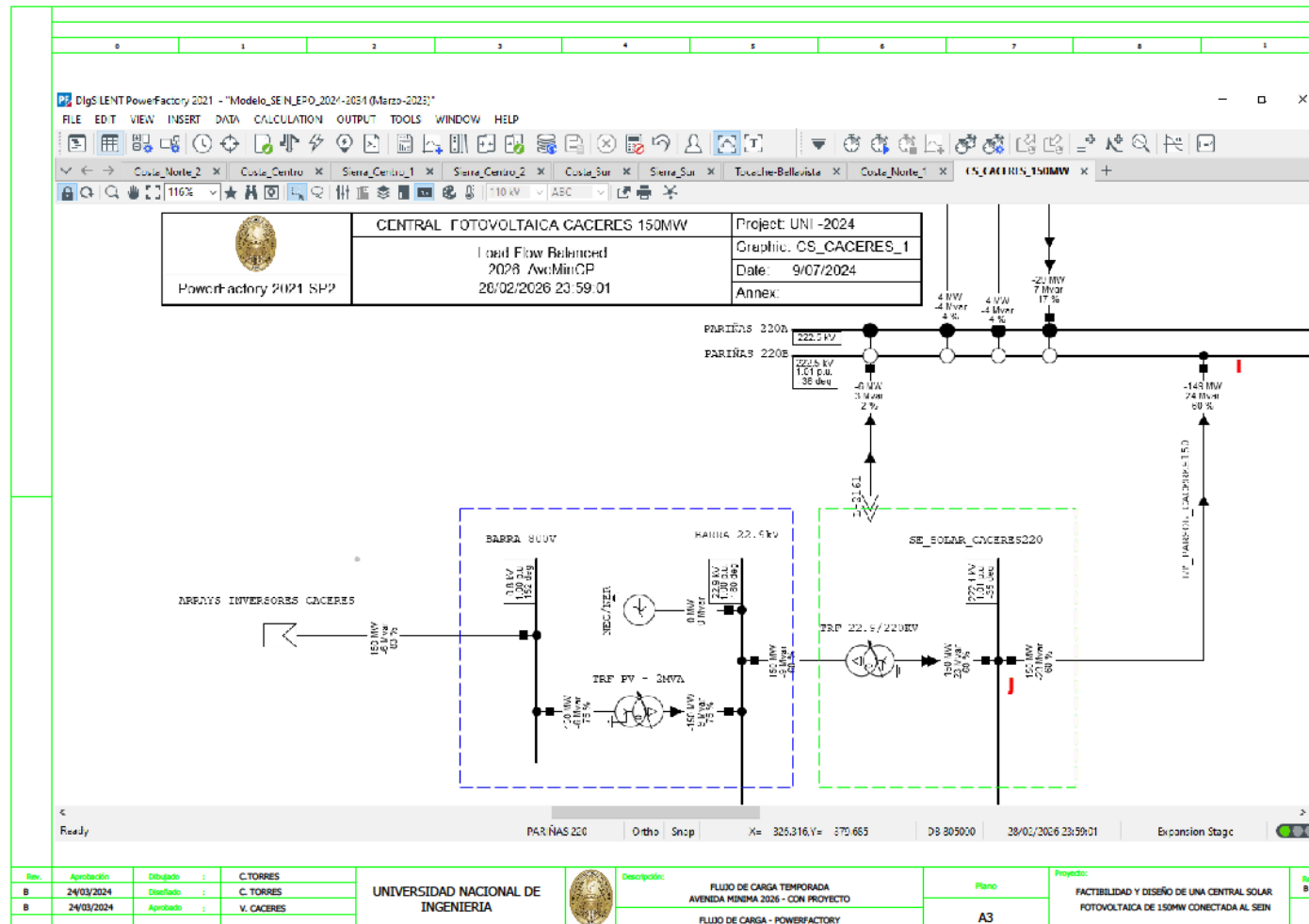
Anexo 22: Flujo de carga en temporada de avenida máxima año 2026 con proyecto.



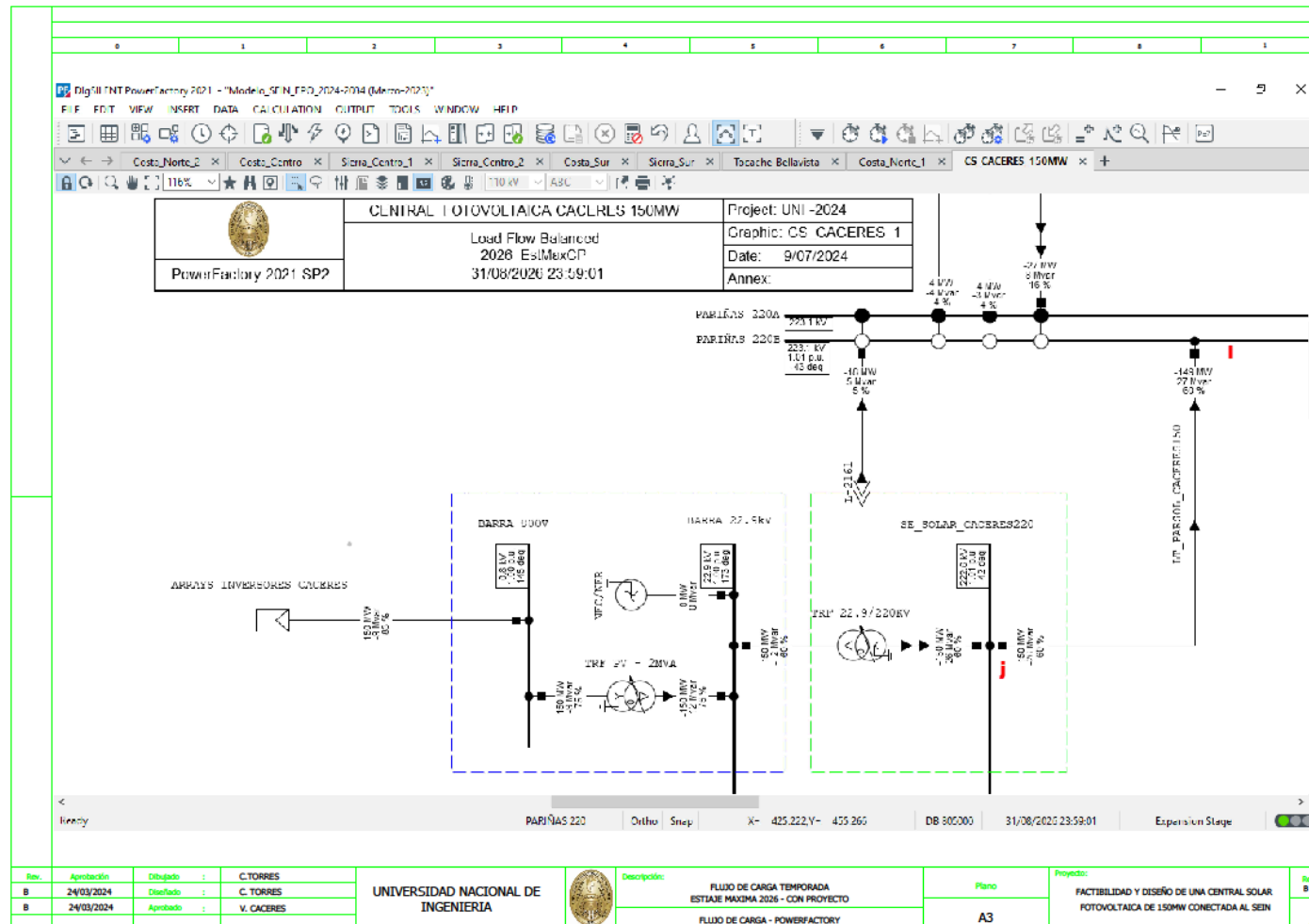
Anexo 23: Flujo de carga en temporada de avenida media año 2026 con proyecto.



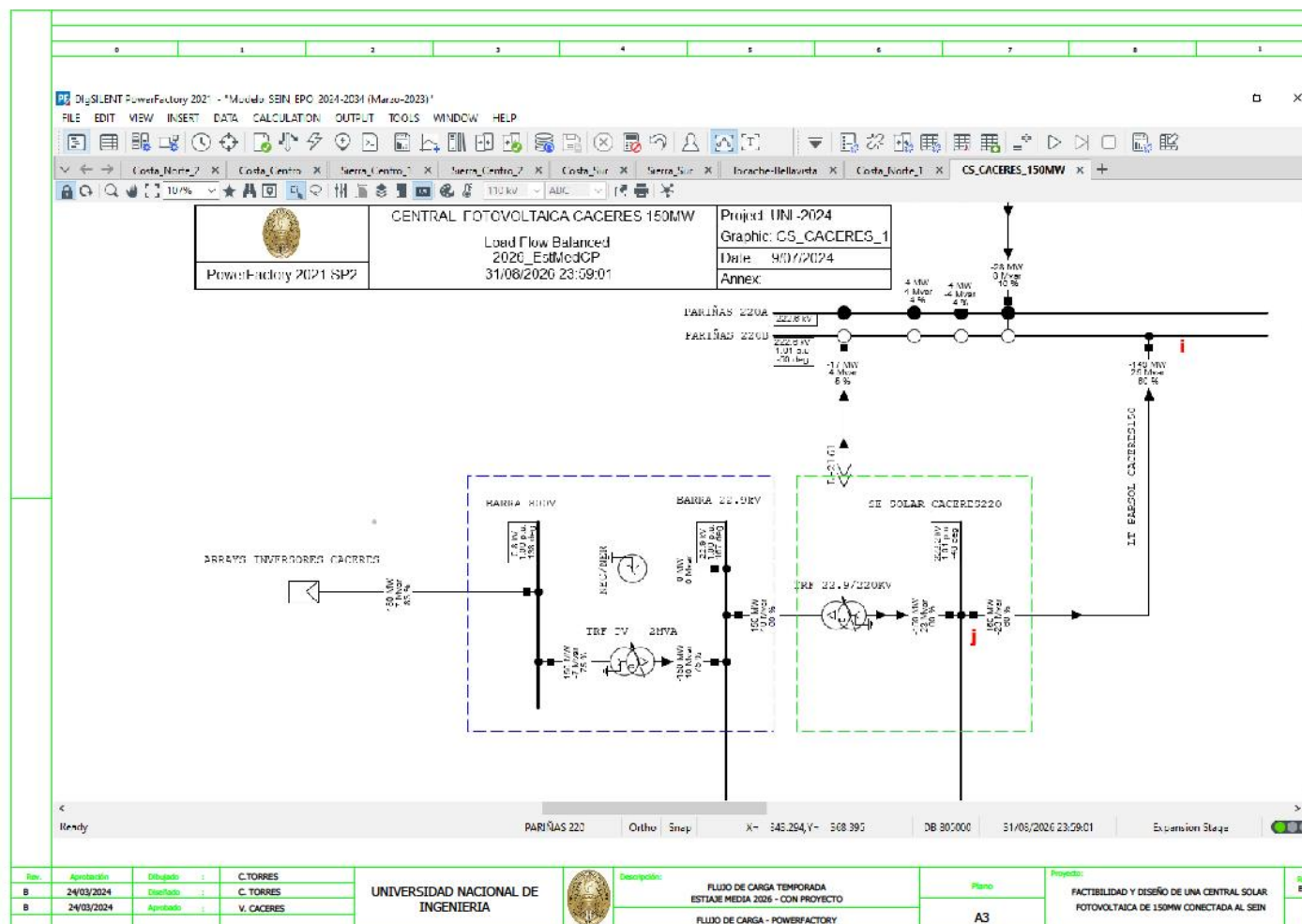
Anexo 24: Flujo de carga en temporada de avenida mínima año 2026 con proyecto.



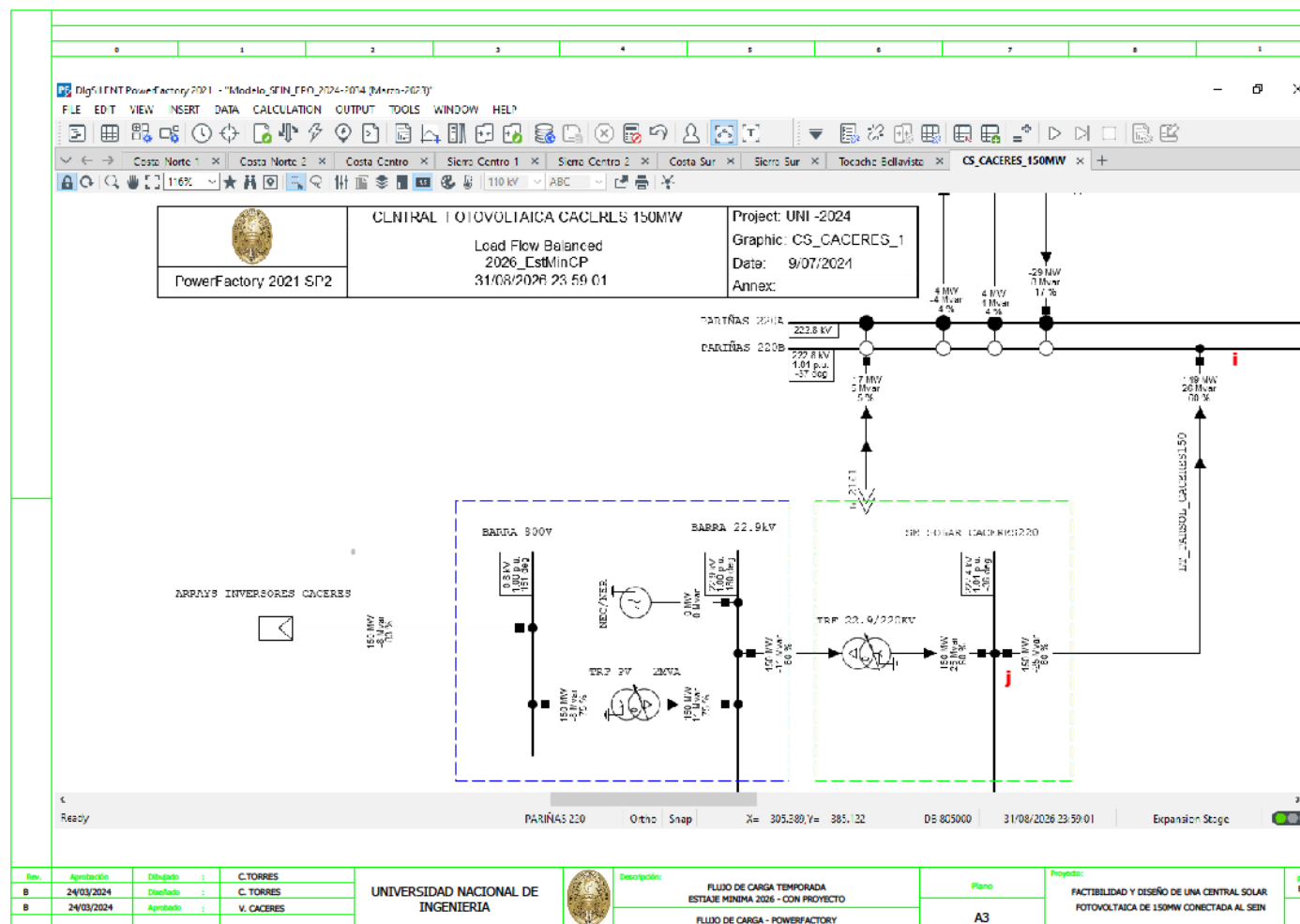
Anexo 25: Flujo de carga en temporada de estiaje máxima año 2026 con proyecto.



Anexo 26: Flujo de carga en temporada de estiaje media año 2026 con proyecto.



Anexo 27: Flujo de carga en temporada de estiaje mínimo año 2026 con proyecto.



Anexo 28: Resultado de análisis cortocircuito.

Prueba de cortocircuito, en barra PARIÑAS 220A/B-Estiaje Media 2025.

Cortocircuito 2025_Estiaje Media				
Componente	Tipo de falla	Con proyecto (kA)	Sin proyecto (kA)	Condición PR-20
Barra PARIÑAS 220A	TRIFASICO	4.395	4.328	Cumple
Barra PARIÑAS 220A	BIFASICO	3.775	3.759	Cumple
Barra PARIÑAS 220A	MONOFASICO A TIERRA	5.708	5.549	Cumple
Barra PARIÑAS 220A	BIFASICO A TIERRA	5.651	5.370	Cumple

Fuente: Elaboración propia

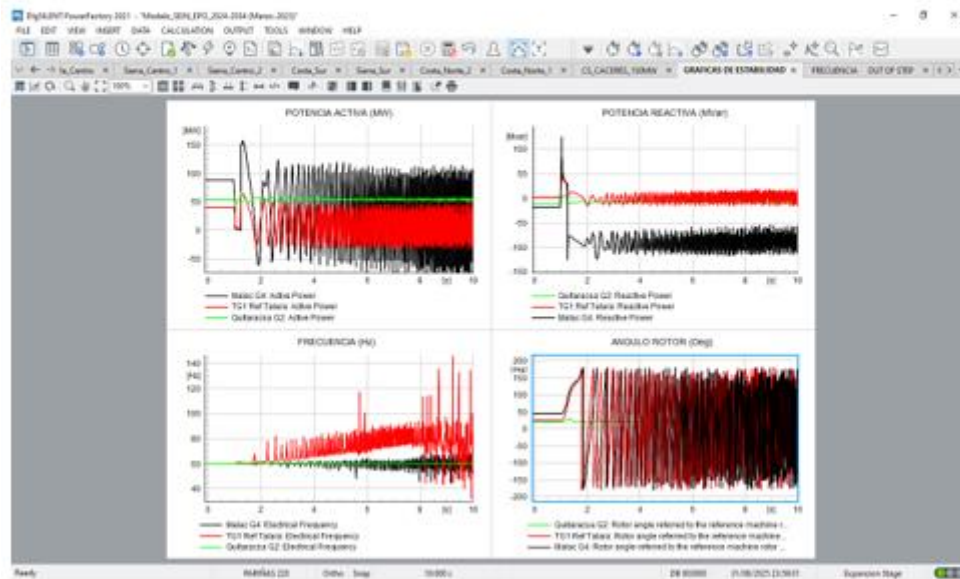
Anexo 29: Análisis de estabilidad, cuando se presente un cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A.

Constante de inercia de generadores para estudio de estabilidad.

Generador	Ubicación	H (seg)
Malac G4	Area Norte	4.842
Quitaracsa G2	Area Norte	2.7
TG1 Ref Talara	Area Norte	3.58
CPato G2	Area Norte	2
Carhq G2	Area Norte	2.66

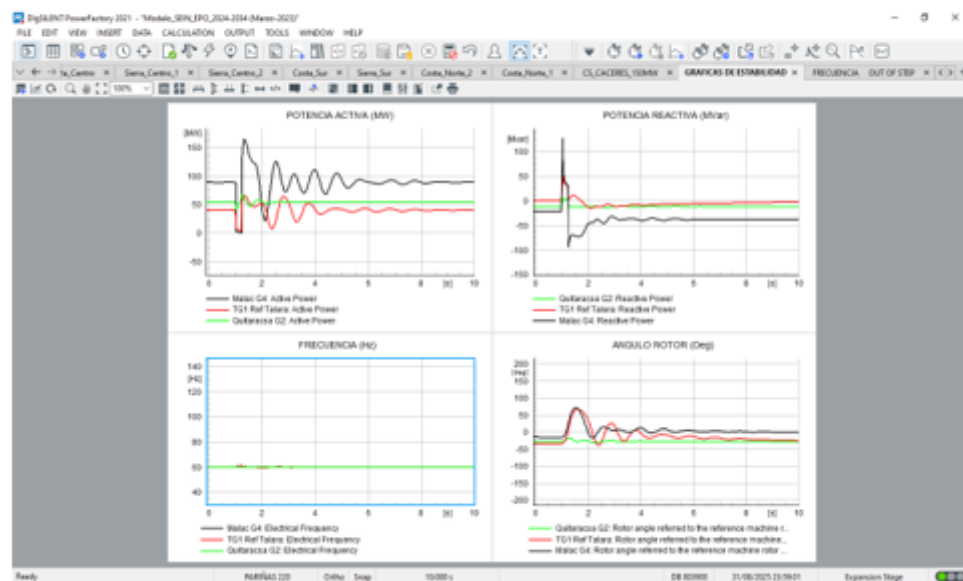
Fuente: Elaboración propia, inercia tomada de la Base de Datos de Powerfactory

Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=230\text{ms}$, oscilación en la frecuencia. Se llega inevitablemente a la inestabilidad y perdida de sincronismo.



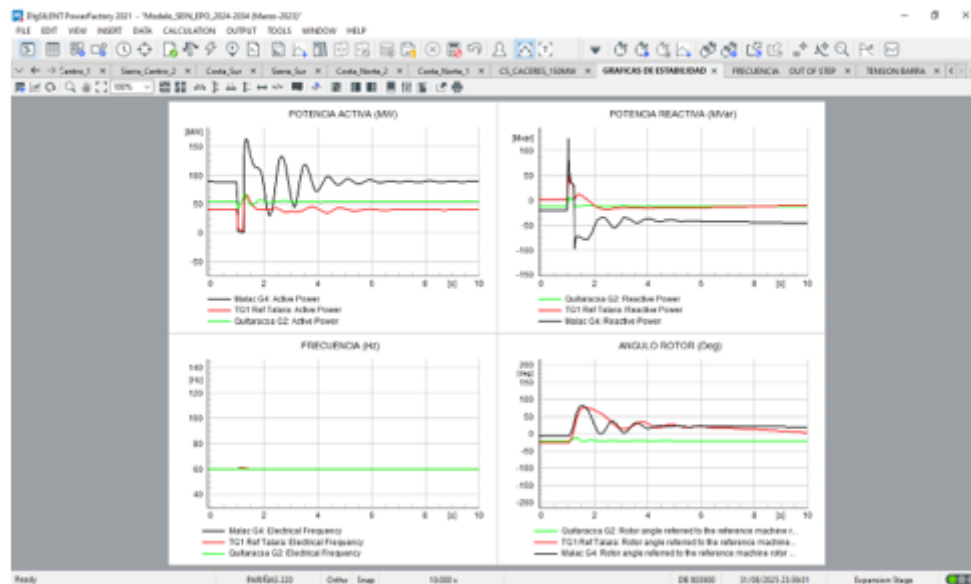
Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67%RER, cuando se realiza un cortocircuito trifásico en la Barra PARIÑAS 220A/B, tiempo de despeje $t=230\text{ms}$, se recupera la frecuencia, ángulo de rotor, sistema estable.



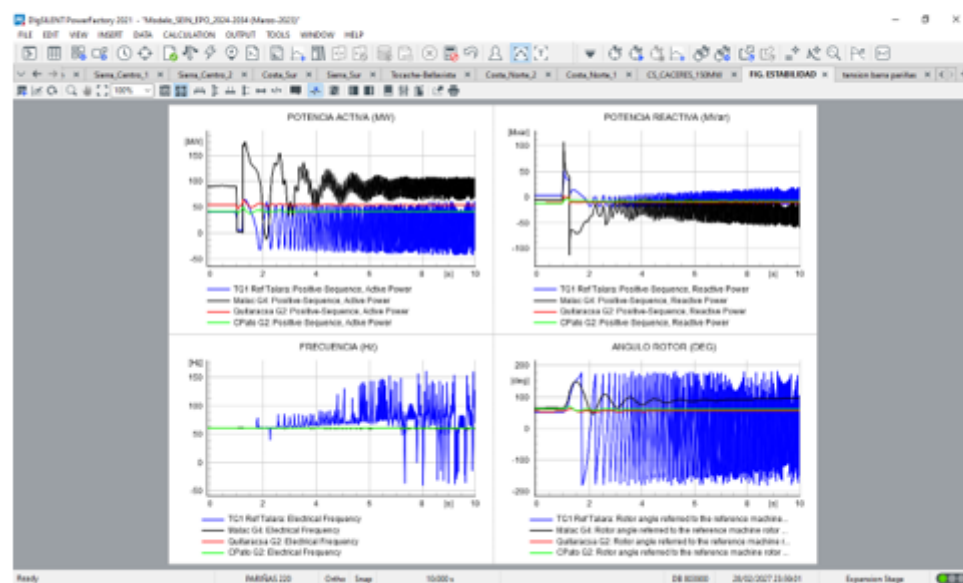
Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Resultado cuando se tiene un despacho del 24%RER, cuando se realiza un cortocircuito trifásico en la Barra PARIÑAS 220A/B, tiempo de despeje $t=230\text{ms}$, frecuencia, ángulo de rotor, P , Q y tensión estable.



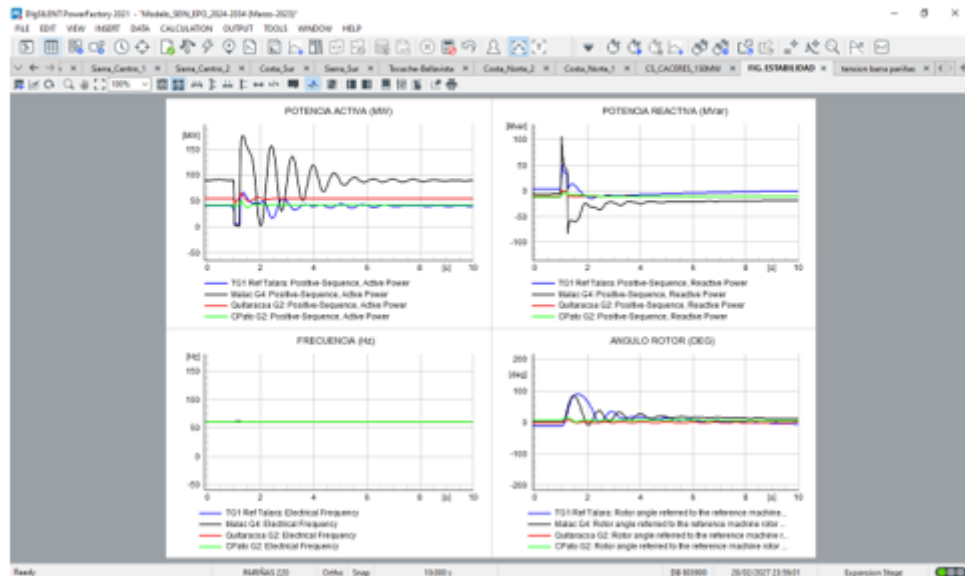
Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=230\text{ms}$, oscilación en la frecuencia. Se lleva inevitablemente a la inestabilidad y perdida de sincronismo.



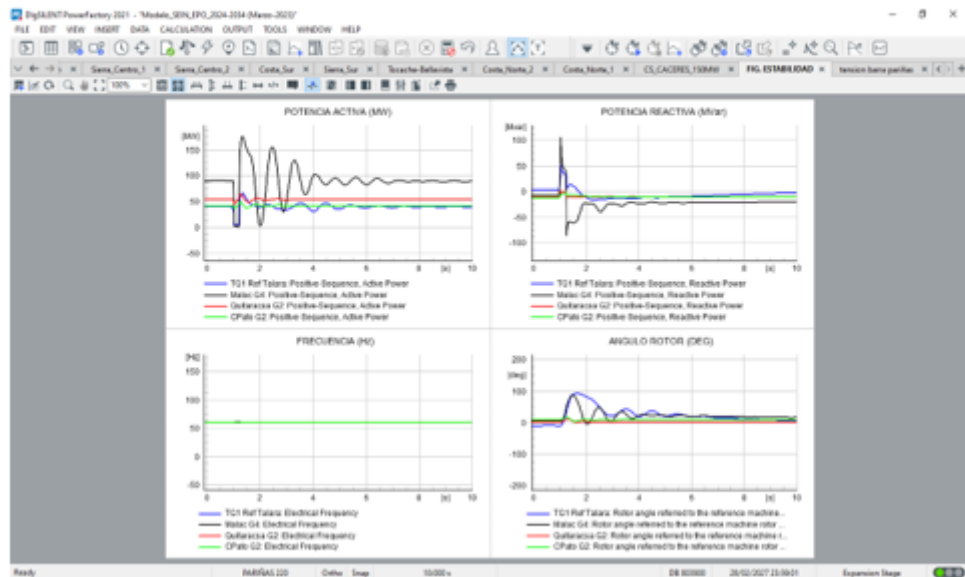
Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67% RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=230\text{ms}$, sistema con estabilidad.



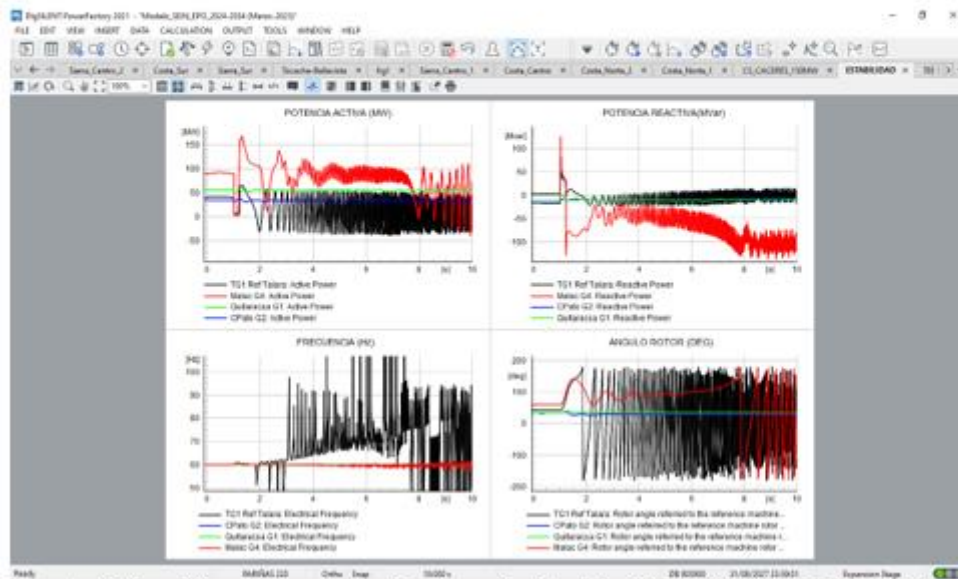
Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Resultado cuando se tiene un despacho del 16% RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=230\text{ms}$, sistema con estabilidad.



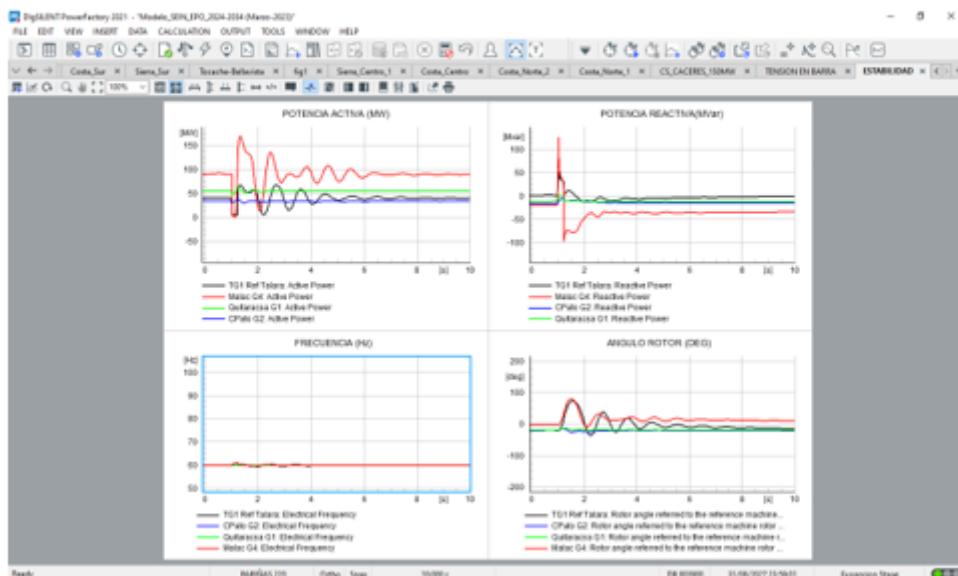
Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=220\text{ms}$, oscilación en la frecuencia. Se lleva inevitablemente a la inestabilidad y perdida de sincronismo.



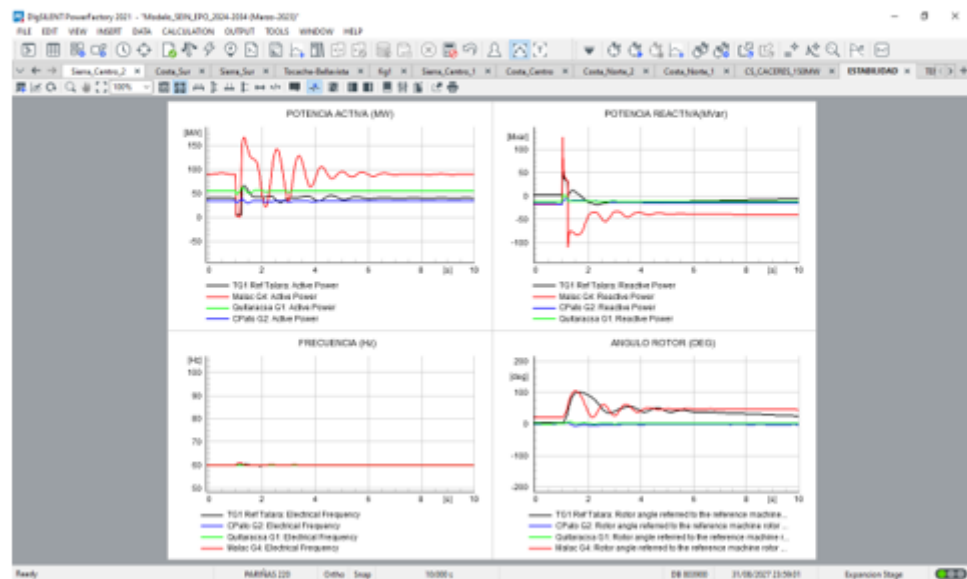
Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67%RER, cortocircuito trifásico en barra PARIÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=220\text{ms}$, sistema estable.



Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

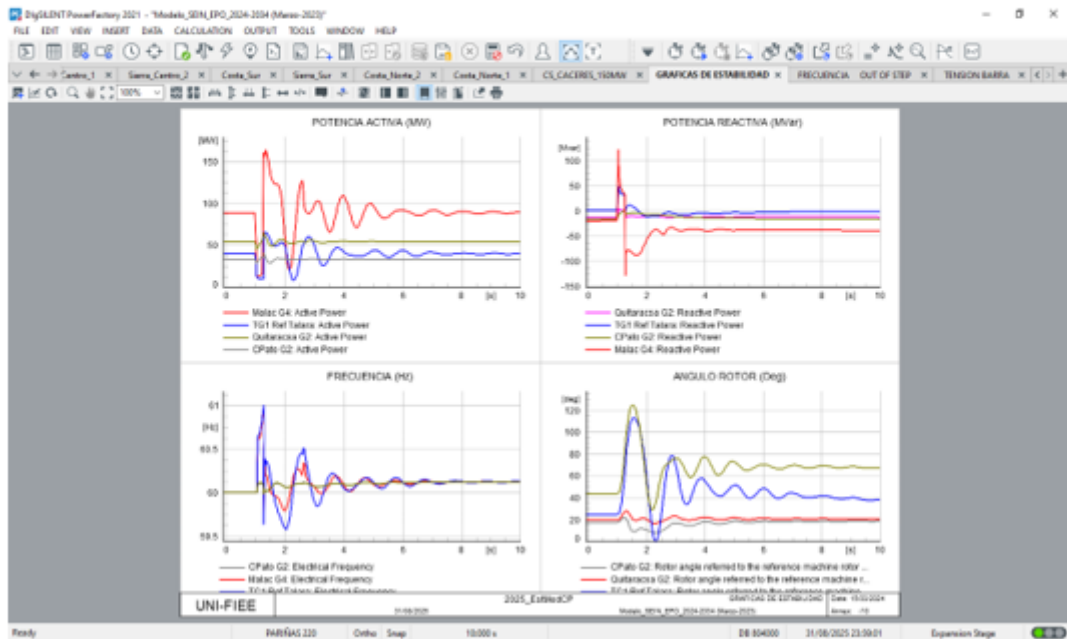
Resultado cuando se tiene un despacho del 48% RER, cortocircuito trifásico en barra PARÍÑAS220A/B, tiempo de despeje $t=220\text{ms}$, sistema estable.



Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

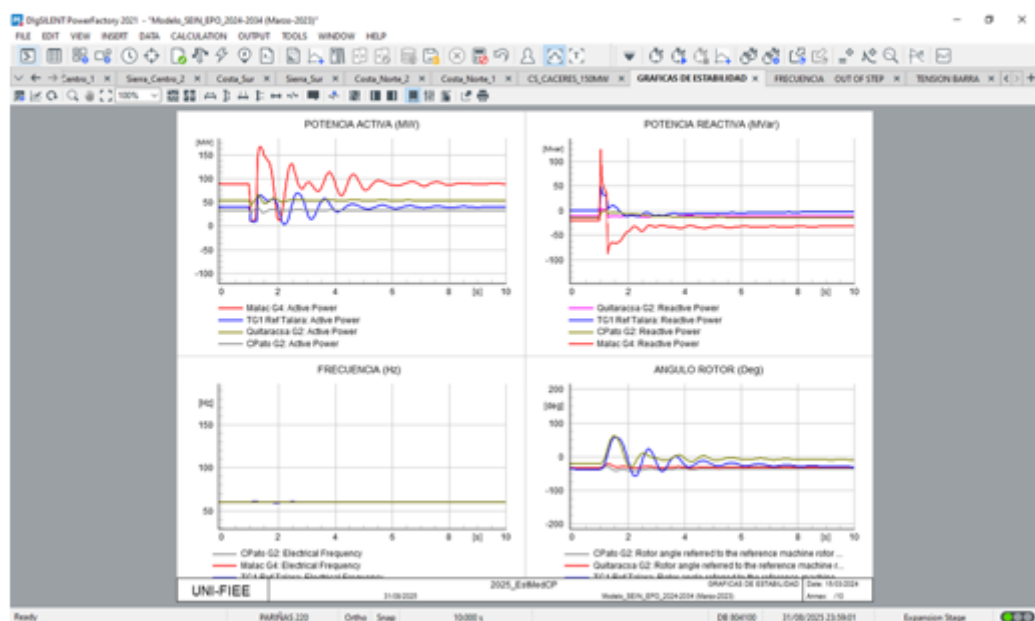
Anexo 30: Análisis de estabilidad, cuando se presente un cortocircito trifásico en Línea LT_PARSOL_CACERES150.

Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, falla Línea
LT_PARSOL_CACERES150, es estable todas las variables del generador
TG1_Ref_Talara, MalacG4, QuitarcasaG2, CpatoG1, CarhqG2.



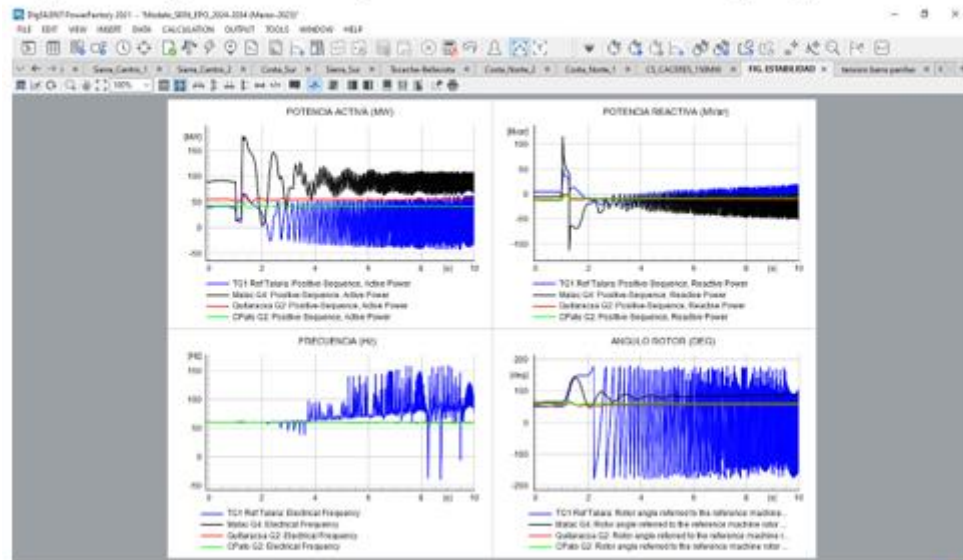
Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Resultado cuando se tiene un despacho del 2.67%RER, falla en la Línea
LT_PARSOL_CACERES150, es estable la frecuencia y las demás variables.



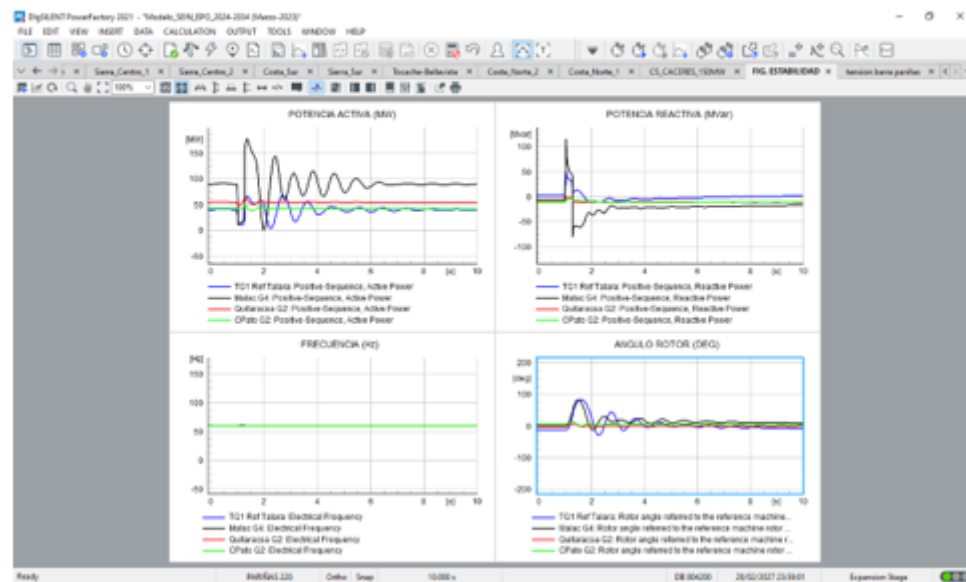
Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Resultado cuando se tiene un despacho del 100% RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, perdida de sincronismo en TG1_Ref_Talara.



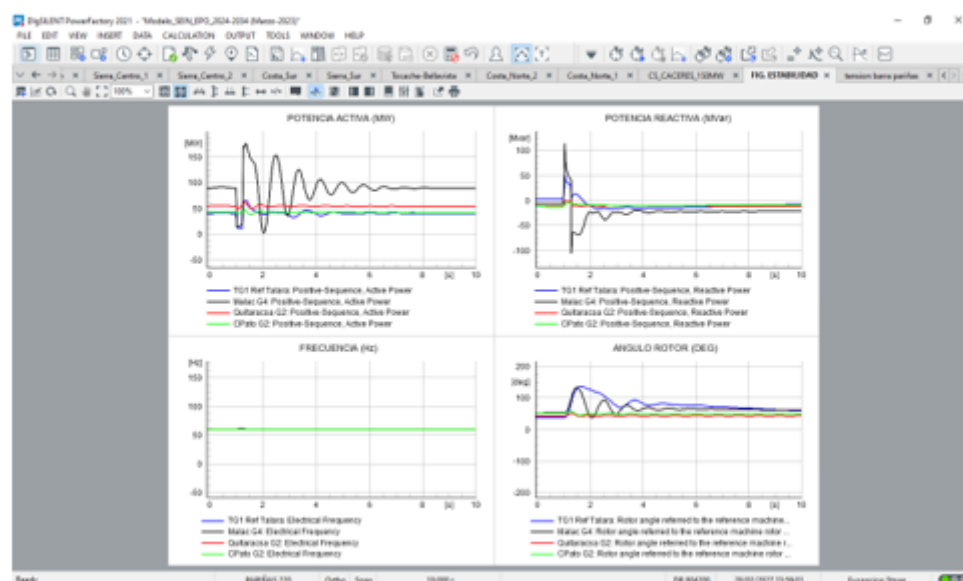
Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67% RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, la frecuencia y tensión estable, ángulo de rotor sincronizado.



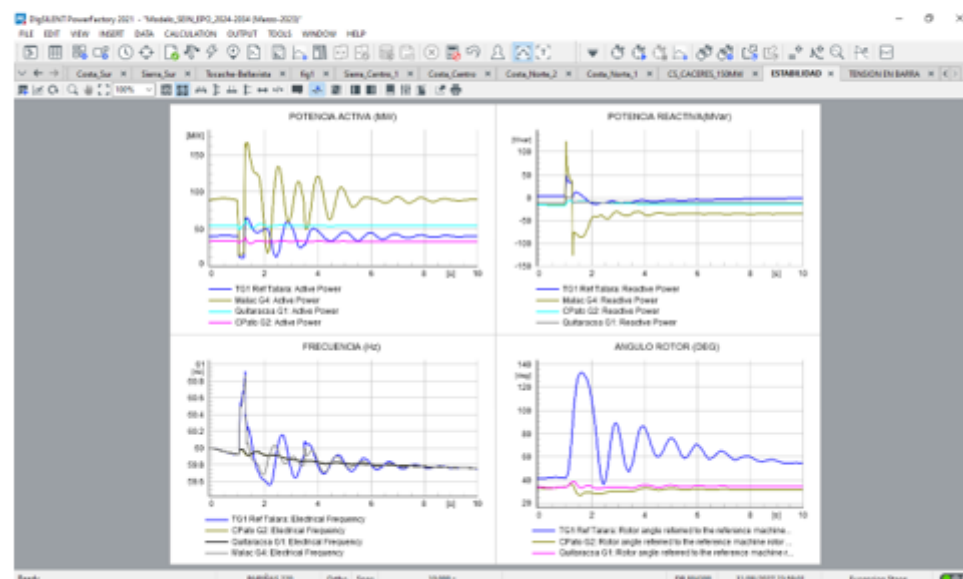
Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Resultado cuando se tiene un despacho del 81.33% RER, falla en la Línea
 LT_PARSOL_CACERES150, sistema estable en frecuencia, tensión y ángulo rotor.



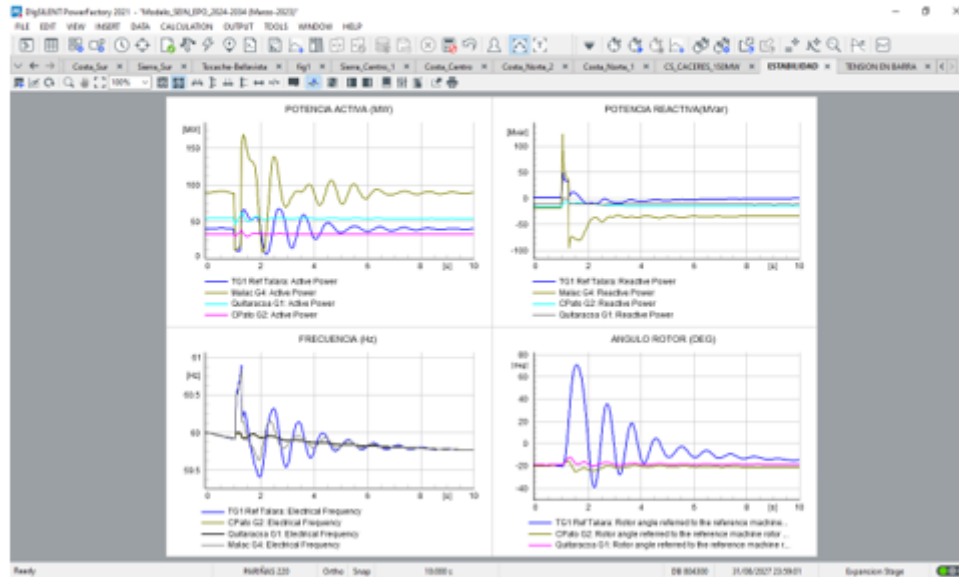
Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, falla en la Línea
 LT_PARSOL_CACERES150, la frecuencia y tensión estable, ángulo de rotor
 sincronizado.



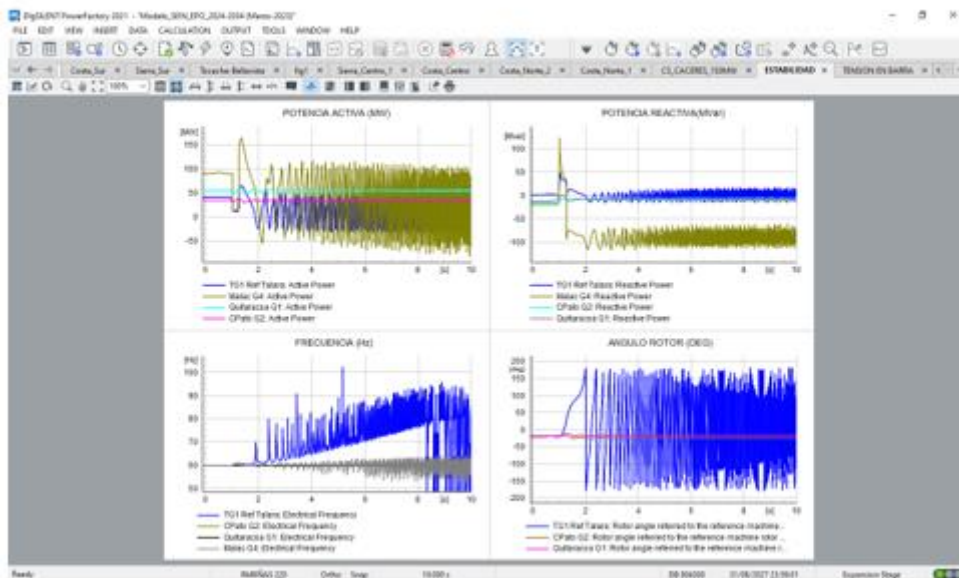
Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67%RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, la frecuencia y tensión estable, ángulo de rotor sincronizado.



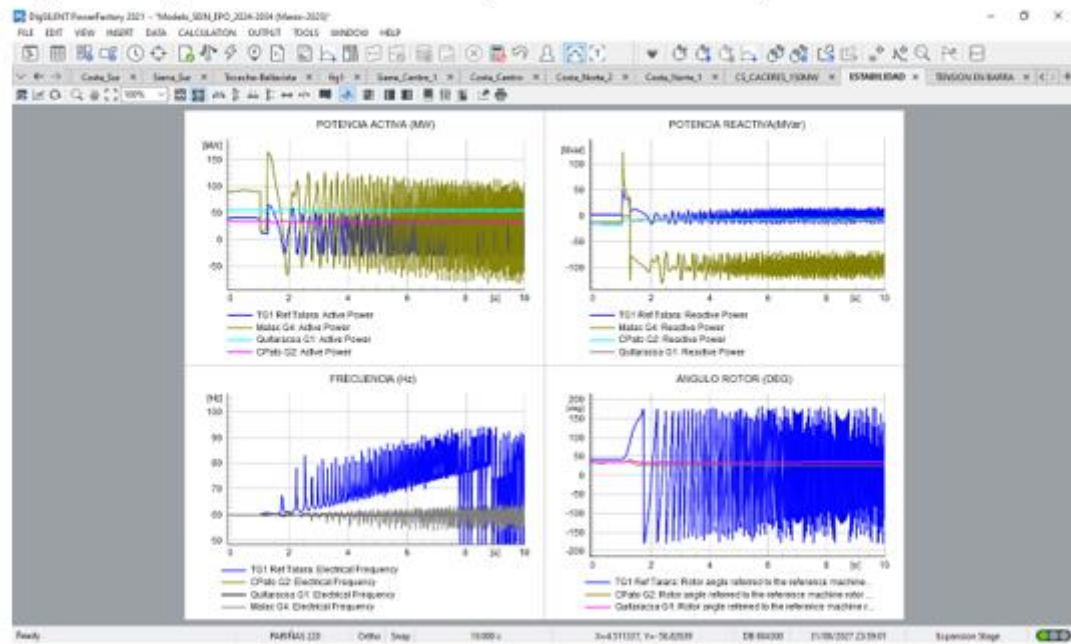
Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Resultado cuando se tiene un despacho del 10.67%RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, $t=260\text{ms}$, perdida de sincronismo.



Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Resultado cuando se tiene un despacho del 100%RER, falla en la Línea LT_PARSOL_CACERES150, $t=260\text{ms}$, perdida de estabilidad y sincronismo.



Fuente: Elaboración propia, utilizando la base de datos Modelo_SEIN_EPO_2024-2034 (Marzo-2023)

Anexo 31: Metrado de equipamiento.

Zona de planta ubicación de ~~strings~~ de paneles.

Ítem	Descripción	Observaciones	Cantidad
1.0	Modulo fotovoltaico	Celda fotovoltaica mono facial de 580Wp, voltaje máximo de potencia 44.78V, corriente máxima de potencia 12.96A, trabajo de -40°C a 85°C.	259200
2.0	Inversor	Inversor alta eficiencia, diseño modular y compacto, con control de potencia reactiva, rampa de potencia activa tras una falla en la red, 12 canales de entrada MPPT, marca Sungrow , modelo SG250HX, de 250kW	600
3.0	Transformador de media tensión	Potencia 2MVA, relación de transformación 0.8/22.9kV, Sistema de refrigeración ONAN Cambiador de tomas +/- 2x2.5%, Corto circuito (Xcc) 3%	75
4.0	Centro de transformación	Los centros de transformación (CT). Incluye interruptores de media tensión, poseen unidad de protección de transformador, alojamiento limpio y seco a temperatura adecuada para la instalación de equipos en alojamiento con similar dimensiones aun container de 20 pies, ancho 2.34 m, alto 2.29 m, largo 5.9 m.	75
5.0	Seguidor de un eje N-S	Una estructura llamada sistema de seguimiento de ejes está diseñada para reducir el ángulo de incidencia entre el plano del panel solar y los rayos solares. Un dispositivo electrónico que puede seguir el sol a lo largo del día conforma el sistema de seguimiento. El modelo FG6 es comparable a la marca Schletter .	38400
6.0	conductores	Conductores para unir las celdas de transformación con la nueva SSEE CACERES, de acuerdo a las distancias podemos clasificar: Para centro de transformación a los schitchgears de MT. Puede usar de aluminio	
		3x(1x120mm2) XLPE 15/25kV	9540
		3x(1x400mm2) XLPE 15/25kV	6832
		Para conductores de inversor a CT. Puede usar de aluminio	
		Conductores de 185mm2 XLPE.	8000
		Conductores de 95mm2 XLPE.	16000
		Para Conductores de Strings a Inversores: usar conductor de cobre.	
		Conductores de 4mm2 XLPE.	1080000

Fuente: Elaboración propia

Lista de equipos para reacondicionamiento de SE Pariñas.

Item	Descripción	Observaciones
1.0	Tensión nominal del equipamiento de transmisión	220 kV
2.0	Tecnología	AIS (Air Insulated Substation)
3.0	Tensión máxima del equipo	245 kV
4.0	Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	1050 kV
5.0	Corriente nominal	Interrupor: 2500 A Transformadores de corriente 350-700/1/1/1/1 A
6.0	Capacidad de ruptura de cortocircuito trifásico	40 kA
7.0	Configuración de barras	Doble barra con seccionador de transferencia
8.0	Número de celdas	
8.1	De línea	01
9.0	Sistema de protección y medición	Plano N° 01
10.0	Sistema de Control y Tele protección	Plano N° 02

Fuente: Elaboración propia

Lista de equipos para nueva SE Cáceres.

Ítem	Descripción	Observaciones
1.0	Tensión nominal del equipamiento de transmisión	220 kV
2.0	Tecnología	AIS (Air Insulated Substation)
3.0	Tensión máxima del equipo	245 kV
4.0	Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	1050 kV
5.0	Corriente nominal	Interruptor: 2500 A Transformadores de corriente 350-700/1/1/1/1 A
6.0	Capacidad de ruptura de cortocircuito trifásico	40 kA
7.0	Configuración de barras	Línea – transformador
8.0	Número de celdas	
8.1	De línea	01
9.0	Transformador de Potencia	
9.1	Potencia Nominal	200/100/100 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2) (Ok)
9.2	Relación de transformación	220 ± 10 x 1% / 22.9 /22.9kV (Ok)
9.3	Transformador de corriente en bushings	220 kV: 350-700/1/1 A 22.9 kV: 3250-3500/1/1 A La relación de transformación de los CT's en bushings del transformador de potencia son: 220 kV: 350-700/1/1 A 22.9 kV: 3250-6500/1/1 A
9.4	Grupo de conexión	YNd5
9.5	Tipo de regulación de tomas	Regulación Automática bajo carga
9.6	Mando Sincronizado	Sí
10.0	Sistema de protección y medición	Plano N° 1
11.0	Sistema de Control y tele protección	Plano N° 2
12.0	Esquema de Comunicaciones	Plano N° 2 En dicho plano se muestra el sistema de control y tele protección y el esquema de comunicaciones.

Fuente: Elaboración propia

Anexo 32: Presupuesto base.

METRADO Y PRESUPUESTO

PROYECTO = ESTUDIO DE FACTIBILIDAD Y DISEÑO DE UNA CENTRAL SOLAR DE
150MW
DISTRITO = TALARA
DEPTO = PIURA
PROPIETARIO: CARLOS TORRES

Rev. 1
Fecha: Mar-24

COD.	DESCRIPCION	UND	CANT.	COSTO US\$	TOTAL US\$
	EQUIPAMIENTO				
1.00	EQUIPOS SSEE CENTRAL SOLAR CACERES				
1.01	Interruptor de potencia tipo tanque vivo en SF6 de 245 kV, 2500 A, 40 kA, 1050 kVp-BIL con apertura Uni – Tripolar y mando sincronizado.	Und	1	8,500	8,500
1.03	Transformadores de tensión capacitivo de 220-3/0,11-3/0,11-3kv, 1x(15 VA – cl.0.2), 1x(15 VA – 3p).	Und	6	20,000	120,000
1.04	Transformadores de corriente 245 kV, 1050 kVp-BIL, 350-700/1/1/1 a, 3x(20VA – 5P20), 1x(20VA – cl.0.2).	Und	3	15,000	45,000
1.05	Pararrayos con contador de descargas, Ur=198 kV, Uc=156 kV, 10 kA, clase 3.	Und	6	8,000	48,000
1.06	Celdas de media tensión clase 24kV aisladas en gas SF6 Celdas de línea alojando: - 01 Seccionador trifásico motorizado de tres posiciones con puesta a tierra de 400A, 24 kV, 125 kVp-BIL, 31,5 kA. - 01 Interruptor trifásico en vacío de MT con mando motorizado de 400A, 24 kV, 125 kVp-BIL, 31,5 kA. - 03 Transformadores de corriente toroidal para corrientes de fase 150-300 / 1-1 A, 15VA 5P20, 10VA cl.0.2. - 01 Juego de captadores de tensión, tipo capacitivo - 03 Pararrayos con las siguientes características Ur=24 kV, Uc=21 kV, 10kA, cl. 3.	Glb	15	45,000	675,000
1.07	Celdas de MT, clase 24kV aisladas en gas SF6 Celdas de transformador de potencia alojando: - 01 Seccionador trifásico motorizado de tres posiciones con puesta a tierra de 5000A, 24kV, 125kVp - BIL, 31,5kA. - 01 Interruptor trifásico en vacío de MT, con mando motorizado, de 5000A, 24kV, 125kVp - BIL, 31,5kA. - 03 Transformadores de corriente toroidal para corrientes de fase 1800-3200 / 1-1-1-1 a, 15VA 5P20, 15VA 5P20, 15VA 5P20, 10VA, cl.0.2. - 01 Juego de captadores de tensión, tipo capacitivo - 03 Pararrayos con las siguientes características Ur=24 kV, Uc=21kV, 10kA, cl. 3.	Glb	2	55,000	110,000
1.08	Transformador de tensión inductivo con dos arrollamientos secundarios (uno por fase) 24kV, 125 kVp - BIL, 22.9-3 / 0.1-3 / 0.1-3	Und	3	2,500	7,500
1.09	Celda de MT, clase 24kV aisladas en gas SF6 Celda de servicios auxiliares alojando: - 01 seccionador trifásico motorizado de tres posiciones con puesta a tierra de 400A, 24 kV, 125 kVp-BIL, 31,5 kA. - 01 Interruptor trifásico en vacío de MT con mando motorizado, de 400A, 24 kV, 125 kVp-BIL, 31,5 kA. - 03 Transformadores de corriente toroidal para corrientes de fase 75-150 / 1-1 A, 15VA 5P20, 10VA cl.0.2. - 01 Juego de captadores de tensión, tipo capacitivo - 03 Pararrayos con las siguientes características Ur=24kV, Uc=21kV, 10kA, cl. 3.	Glb	1	60,000	60,000

1.10	Celda de MT, clase 24kV aisladas en gas SF6 Celda de transformador Zig Zag alojando: - 01 Seccionador trifásico motorizado de tres posiciones con puesta a tierra de 400A, 24kV, 125kVp-BIL, 31.5kA. - 01 Interruptor trifásico en vacío de MT, con mando motorizado. de 400A, 24kV, 125kVp-BIL, 31.5kA. - 03 Transformadores de corriente tipo toroidal para corrientes de fase 50-100/1-1A, 15VA 5P20, 10VA cl. 0.2. - 01 Juego de captadores de tensión, tipo capacitivo - 03 Pararrayos con las siguientes características $U_r=24kV$, $U_c=21 kV$, 10kA, cl. 3.	Glb	1	60,000	60,000
1.11	Transformador de SSAA 23/0.4 Kv	Und	1	85,000	85,000
1.12	Transformador Zigzag, 22.9 kV, 400kVA, 400A/10 s.	Und	1	6,000	6,000
1.13	Sistema de corriente continua DC, 125Vdc, 2 hilos, margen de tensión 84% a 110%	Glb	1	10,000	10,000
1.14	Sistema de comunicaciones	Glb	1	125,000	125,000
1.15	Sistema de medición	Glb	1	250,000	250,000
1.16	Sistema de protección	Glb	1	450,000	450,000
1.17	protección contra descarga atmosférica	Glb	1	85,000	85,000
1.18	sistema de puesta a tierra, considerando conductor 4/0 AWG para 43Ka	Glb	1	150,000	150,000
1.19	Sistema contraincendios	Glb	1	240,000	240,000
1.20	Estructuras metálicas	Glb	1	160,000	160,000
	SUB TOTAL N° 01				2'695,000

Fuente: Elaboración propia

2.00	EQUIPOS SSEE PATIO DE LLAVES				
2.01	Interruptor de potencia tipo tanque vivo en SF6 de 245 kV, 2500A, 40kA, 1050kVp-BIL con apertura Uni – Tripolar y mando sincronizado	Und	1	4,500	4,500
2.02	Seccionador tripolar de línea de doble apertura con cuchilla de puesta a tierra de 245kV, 2500A, 40kA, 1050kVp-BIL.	Und	1	2,500	2,500
2.03	Transformadores de corriente 245 kV, 1050 kVp-BIL, 350-700/1/1/1/1A, 3x(20VA – 5P20), 1x(20VA – cl.0.2)	Und	3	8,500	25,500
2.04	Transformadores de tensión capacitivo de $(220\sqrt{3})/0,11\sqrt{3}$ / $0,11\sqrt{3}$ kV, 1x(15VA – cl.0.2), 1x(15VA – 3P).	Und	6	20,000	120,000
2.05	Pararrayos con contador de descargas, $U_r=198kV$, $U_c=156kV$, 10kA, cl. 3	Und	6	8,000	48,000
	Pararrayos con contador de descargas, 21kV, 10kA, cl. 3	Und	3	8,000	24,000
2.06	Transformador de potencia de tres devanados 200/205/8MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2) 220±10x1.0%/22.9/0.46 kV, 1050/125 kVp-BIL, 3ø, 60hz, Ynd5, con regulación automática bajo carga en el lado de alta tensión y con transformadores de corriente del tipo toroidal montados en bushings con las siguientes características: AT (220kV): 350-700/1/1A, 2x(20VA – 5P20) MT (22.9kV): 3250-6500/1/1A, 2x(20VA – 5P20)	Und	1	1050,000	1050,000
	SUB TOTAL N°02				1'274,500

Fuente: Elaboración propia

3.00	EQUIPOS AMPLIACION SSEE PARIÑAS (BAHIA LIBRE)				
3.01	Interruptor de potencia tipo tanque vivo en SF6 de 245kV, 2500A, 40kA, 1050kVp-BIL con apertura Unj – tripolar.	Und	1	8,500	8,500
3.02	Transformadores de tensión capacitivo de 220-√3/0,11:√3/0,11:√3kV , 1x(15VA – cl.0.2), 1x(15VA – 3p).	Und	3	20,000	60,000
3.03	Transformadores de corriente 245kV, 1050kVp-BIL, 350-700/1/1/1/1A, 3x(20VA – 5P20), 1x(20VA – cl.0.2).	Und	3	15,000	45,000
3.04	Seccionador tripolar de línea de apertura central con cuchilla de puesta a tierra de 245kV, 2500A, 40kA, 1050kVp-BIL.	Und	1	4,500	4,500
3.05	Seccionadores tripolares tipo pantógrafo sin cuchilla de puesta a tierra de 245kV, 2500A, 40kA, 1050kVp-BIL.	Und	2	4,500	9,000
3.06	Seccionador tripolar de barra de apertura central sin cuchilla de puesta a tierra de 245kV, 2500A, 40kA, 1050kVp-BIL.	Und	1	4,500	4,500
3.07	Pararrayos con contador de descargas, U_t=198kV , U_c=156 kv , 10kA, clase 3.	Und	3	3,500	10,500
3.08	Caseta de campo para albergar tableros de servicio auxiliares, protección y comunicación.	Glb	1	12,000	12,000
	SUB TOTAL N° 03				154,000

Fuente: Elaboración propia

4.00	SISTEMA LINEA DE TRASMISION				
4.01	Postes estructura metálica, para línea simple terna 220kV.	Glb	1	360,000	360,000
4.02	Aisladores 220kV	Glb	1	28,800	28,800
4.03	A paramenta para efecto corona	Glb	1	18,000	18,000
4.04	Conductores de Alum. ACAR 1x240mm2	Glb	1	2'475,000	2'475,000
4.05	Cable de guarda, incluye FO OPGW	Glb	1	110,000	110,000
4.06	Cimentación para base de postes	Glb	1	5500	5500
4.07	Puesta a tierra	Glb	1	8,250	8,250
	SUB TOTAL N° 04				3'005,550

Fuente: Elaboración propia

5.00	SISTEMA FOTOVOLTAICO				
5.01	Celda fotovoltaica mono facial de 580wp, voltaje máximo de potencia 44.78v, corriente máxima de potencia 12.96A, trabajo de -40°C a 85°C.	Und	259,200	118	30'087,200
5.02	Inversor alta eficiencia, diseño modular y compacto, con control de potencia reactiva, rampa de potencia activa tras una falla en la red, 12 canales de entrada MPPT, marca SUNGROW modelo SG250HX, de 250kW.	Und	600	7,500	4'500,000
5.03	Transformador de MT potencia 2MVA, relación de transformación 0.8/22.9kV, sistema de refrigeración ONAN cambiador de tomas +/- 2x2.5%, corto circuito (Xcc) 3%	Und	75	3,500	262,500
5.04	Centros de transformación (CT). incluye interruptores de MT, poseen unidad de protección de transformador, alojamiento limpio y seco a temperatura adecuada para la instalación de equipos en alojamiento con similar dimensiones aun container de 20 pies, ancho 2.34m, alto 2.29m, largo 5.9m	Und	75	10,000	750,000
5.05	Sistema seguidor de eje, estructura diseñada para minimizar el ángulo de incidencia entre los rayos solares y el plano del panel fotovoltaico. el sistema de seguimiento consiste en un dispositivo electrónico capaz de seguir el sol durante el día. similar a la marca Schletter, modelo FG6	Und	38400	200	7,680,000
5.06	Conductores eléctricos aluminio, para unir centro de transformación a los schitchgears de MT, 3x(1x120mm2) XLPE 15/25kV.	ml	9,540	60	572,400
5.07	Conductores eléctricos aluminio, para unir centro de transformación a los schitchgears de MT, 3x(1x400mm2) XLPE 15/25kV.	ml	6,832	80	546,560
5.08	Conductores eléctricos aluminio, para unir centro de transformación a los schitchgears de MT, 3x(2x400mm2) XLPE e 15/25kV.	ml	44,200	110	4'862,000
5.09	Conductores eléctricos aluminio, para unir inversores con CT. (1x185mm2) XLPE 15/25kV.	ml	8,000	120	960,000
5.10	Conductores eléctricos aluminio, para unir inversores con CT. (1x95mm2) XLPE 15/25kV.	ml	16,000	90	1'440,000
5.11	Conductores eléctricos cobre, para unir strings a inversores ubicados en CT. (1x4mm2) XLPE	ml	1'080,000	2.50	2'700,000
	SUB TOTAL N° 05				54'340,660
	TOTAL, DE EQUIPAMIENTOS			US\$	61'469,710.00

Fuente: Elaboración propia

SUM. EQUIPOS Y MATERIALES		PROYECTO PLANTA SOLAR	
MANO DE OBRA		USD	61,469,710.00
SUB-TOTAL		USD	36,372,562.50
GG. 15%		USD	97,842,272.50
TOTAL		USD	14,676,340.88
UTILIDAD 20%		USD	112,518,613.38
GRAN TOTAL (SIN IGV)		USD	22,503,722.68
		USD	135,022,336.05

MONTO TOTAL	USD	135,022,336.05	INVERSION
IMPUESTO 18%	USD	24,304,020.49	
	MMUSD	159.33	TOTAL

Fuente: Elaboración propia

Anexo 33: Matriz de verificación de impactos ambientales del proyecto.

Matriz de verificación de impactos ambientales del Proyecto.

COMPONENTES	FACTOR AMBIENTAL	IMPACTO AMBIENTAL	CONSTRUCCION								OPERACION Y MANTTO			ABANDONO								
			1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Físico	Suelo	Compactación del suelo	x	x	x	x								x	x		x	x	x	x	x	x
	Aire	Alteración de la calidad del aire	x	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	Nivel de presión sonora	Alteración de los niveles de ruido	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	Paisaje	Alteración de la calidad visual y estética del paisaje	x	x	x	x	x	x	x								x	x	x	x	x	x
Biológico	Fauna	Ahuyentamiento de la fauna silvestre	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	Flora	Alteración de cobertura vegetal y flora	x	x	x	x		x	x								x	x	x	x	x	x
Social	Dinámica económica	Generación de expectativas laborales	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
		Generación de ingresos locales y centrales	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x

Fuente: Elaboración propia

Anexo 34: Análisis de sensibilidad.

Cuadro de principales ítems que puede afectar el tiempo y costo del Proyecto.

ítem	partida	Descripción	% de participación	Afectación
1	1.06	CELDA DE MEDIA TENSION CLASE 24KV AISLADAS EN GAS SF6, INCLUYE ACCESORIOS.	1.06%	TIEMPO DE ENTREGA, REQUIERE COMPRAR CON CERTIFICACION, PUEDE ATRAZAR EL PROYECTO DE MONTAJE ELECTRICO.
2	2.06	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 200/100/100MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2) 220±10X1.0%/22.9/22.9kV, 1050/125	1.71%	TIEMPO CONSIDERABLE DE LA FABRICACION, PRECIO COSTOSO, DEMORA EN EL TRANSPORTE VIA MARITIMA Y TRASLADO AL SITIO EN OBRA.
3	4.04, 5.06, 5.09, 5.10,5.11	CONDUCTORES ELECTRICOS	22.23%	TIEMPO DE ENTREGA CONSIDERABLE, POR LA UBICACION DE LA FABRICA, PUEDE ATRAZAR EL MONTAJE ELECTRICO. SE REQUIERE QUE LLEGUE JUNTO CON LOS PANELES, ES UN MATERIAL QUE PARA LA INSTALACION ELECTRICA SE REQUIERE BASTANTE TRABAJO Y PUEDE ATRAZAR EL MONTAJE ELECTRICO.
4	5.01	CELDA FOTOVOLTAICA MONO FACIAL	48.91%	ES MUY CRITICO ESTE MATERIAL, POR LA DISTANCIA DE LA FABRICA, POR EL TIEMPO DE FABRICACION, POR QUE ES UNA CANTIDAD CONSIDERABLE, PUEDE ATRAZAR EL MONTAJE ELECTRICO Y TAMBIEN AFECTAR AL COSTO DEL PROYECTO.
5	5.03	INVERSOR ALTA EFICIENCIA, DISEÑO MODULAR Y COMPACT	7.32%	EQUIPO ELECTRONICO, FRAGIL, TIEMPO DE ENTREGA CONSIDERABLE, SE REQUIERE EQUIPO CON CERTIFICACION Y GARANTIA, SE PODRIA CONSIDERAR A UN PROVEEDOR ESPECIALISTA QUE SEA COMPATIBLE CON LOS PANELES. ESTE PUEDE ATRAZAR EL MONTAJE ELECTRICO.
6	5.04	CENTROS DE TRANSFORMACION (CT).	1.22%	AUNQUE SU COSTO NO ESTAN ELEVADO, EL INCONVENIENTE ES SU TRASLADO AL SITIO POR LAS DIMENSIONES QUE TIENE, TALVEZ SE PODRIA CONSIDERAR EN LIMA UN TALLER EN EL CUAL SE PUEDE EQUIPAR LAS CELDAS, TRANSFORMADOR, INVERSOR, Y EQUIPOS RELACIONADOS Y LUEGO IMPLEMENTADAS LA CELDAS DE TRANSFORMACION, SE TRASLADEN AL SITIO.
7	5.05	SISTEMA SEGUIDOR DE EJE NS	12.49%	SE DEBE CONSIDERAR ESTE EQUIPO, POR QUE SE REQUIERE EN CANTIDAD Y ADEMÁS ES NECESARIO PARA INSTALAR LOS PANELES, POR LO QUE QUE DEBEN INSTALARSE ANTES O JUNTO CON LOS PANELES SOLARES.
8	1.10	EN CUANTO A LOS TRABAJOS ANTES DE COMENSAR LA OBRA ES EL COSTO DE SERVIDUMBRE	0.1%	ESTE PUNTO ES CRITICO, POR QUE DEBIDO A LOS PROBLEMAS QUE PUEDAN SUCEDER EN LA OBRA, SE REQUIERE COMPRAR TERRENOS O SERVIDUMBRE, LO CUAL PUEDE INCREMENTAR EL COSTO DEL PROYECTO. SE REQUIERE ESTUDIAR Y NEGOCIAR EL AREA A IMPLEMENTAR LA CENTRAL.
9		ACCESO A LA OBRA	15%	SE REQUIERE REALIZAR UN RECORRIDO PARA DETERMINAR LA MEJOR RUTA PARA MOVILIZACION DE EQUIPOS, IDENTIFICAR EL ESTADO DE LA CARRETERA Y SI ES NECESARIO, REALIZAR MEJORAS PARA FACILITAR EL TRANSPORTE DE LOS MATERIALES, TIENE QUE ESTAR CLARO QUE SE TRASLADO AL SITIO, GRAN CANTIDAD DE MATERIALES Y ES IMPORTANTE REALIZAR UNA LOGISTICA DE TAL FORMA QUE AYUDA OPTIZAR O MEJORAR LOS TIEMPOS DE ENTREGA, PARA QUE NO SE ATRAZE EL PROYECTO.
10		SEGURIDAD	63%	COMO PARTE DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL, ES IMPORTANTE QUE SE TENGA MUCHA COMUNICACION CON LAS COMUNIDADES QUE ESTAN ALREDEDOR, PARA QUE NO HAYA PROBLEMAS DE RECLAMO SOCIAL, SE HA VISTO QUE EN LA ACTUALIDAD LA COYUNTURA SOCIAL PUEDE DEFINIR SI CONTINUA O NO EL PROYECTO, AUN CUANDO SE TENGA TODOS LOS PERMISOS DE LEY. Y TAMBIEN COMO SE VA HA TRASLADOR MATERIALES Y EQUIPOS COSTOSOS, SE DEBE CONTAR CON SEGURIDAD PARA EL TRASLADO Y CUIDADO EN ALMACEN DEL SITIO.

Fuente: Elaboración propia

Anexo 35: Costo de inversión y costo unitario de inversión según Lazard.

Costo de inversión y costo unitario de inversión por tecnología.

Levelized Cost of Energy Comparison—Capital Cost Comparison

In some instances, the capital costs of renewable energy generation technologies have converged with those of certain conventional generation technologies, which coupled with improvements in operational efficiency for renewable energy technologies, have led to a convergence in LCOE between the respective technologies

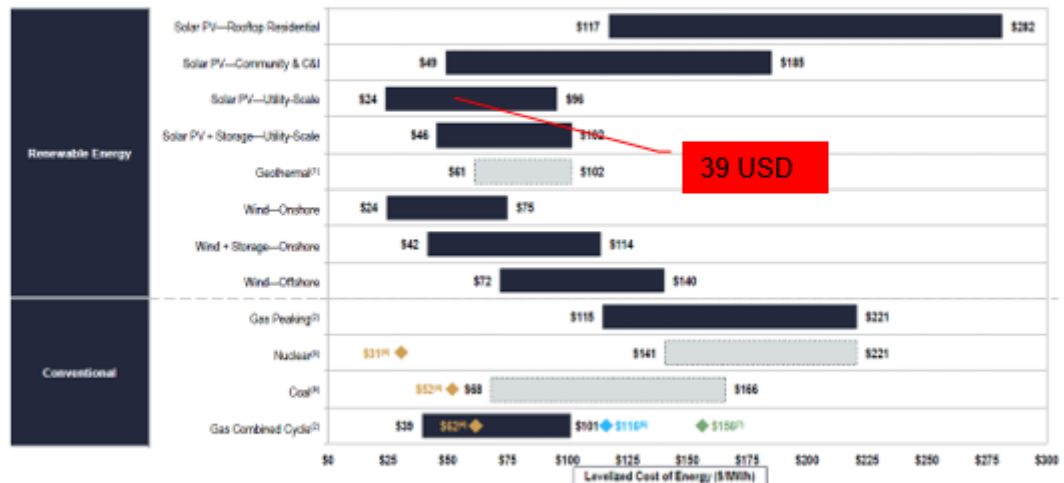


Nota: fuente <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/>

Costo nivelado de energía por tecnología

Levelized Cost of Energy Comparison—Unsubsidized Analysis

Selected renewable energy generation technologies are cost-competitive with conventional generation technologies under certain circumstances



Nota: fuente <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus/>

Anexo 36: Análisis financiero, determinación del LCOE del proyecto.

Considerando un capital propio del 90% a una tasa de 4.5% y además se realizará un préstamo del 10% faltante, a una tasa de interés anual del 10.5%.

Con los datos indicados anteriores, calculamos el WACC,

Capital Propio	90.00%
Costo de Capital Propio	4.50%
Préstamo	10.00%
Costo de Préstamo	10.50%
WACC	5.10%

Entonces el WACC = 5.1%, con esta tasa de descuento, actualizaremos los flujos de caja al tiempo cero, para luego calcular el VPN (valor actual neto).

Utilizando la función buscar objetivo de Excel, se hace variar el costo marginal, para un WACC=5.31%, se obtiene una LCOE= $34 \frac{USD}{kWh}$, este sería el valor mínimo en el cual se recupera el proyecto, teniendo un pequeño ingreso para cubrir todas las tasas de préstamo.

De acuerdo a la última licitación, el precio de la energía en el mercado de corto plazo está en: $39.1 \frac{USD}{kWh}$, para lo cual se tendría un margen de utilizada.

Se presenta los siguientes datos obtenidos de la hoja de cálculo.

VPN	10,236.0	
TIR	9.50%	
PAYBACK	16.10	años

Calculo de costo nivelado de energía LCOE, para la central Fotovoltaica de 150MW.

Central Solar ~~Casapex~~

Periodo de Depreciación 10 años

Periodo de Análisis 20 años

Costo de Operación como % de CI 0.26%

Costo de Mantenimiento como % de CI 0.26%

Costo Administrativo como % de CI 0.26%

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	Unidades	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Costo Unitario de Inversión	US\$/KW	800																				
Potencia Instalada	MW	150																				
Costo de Inversión (CI)	Miles US\$	135,000																				
Factor de Corrección Sol. Efectiva	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Potencia Efectiva	MW	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Indisponibilidad	%		1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
Reconocimiento de Potencia	%		0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Potencia Firme	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Margen de Reserva	%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Ingresos por Potencia	Miles US\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Factor de Planta	%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Energía Producida	GWh	360,258	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
Costo Marginal	US\$/MWh	39.0000	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0
Ingresos por Energía	Miles US\$	15,220.06	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220

39 USD

Margen Bruto	Miles US\$	15,220.00	15,220.00	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220	15,220
Costo de Operación	Miles US\$	337.50	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338
Costo de Mantenimiento	Miles US\$	337.50	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338
Costo Administrativo	Miles US\$	337.50	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338
Depreciación	Miles US\$	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	13,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad antes de Impuestos	Miles US\$	707.50	708	708	708	708	708	708	708	708	708	14,208	14,208	14,208	14,208	14,208	14,208	14,208	14,208	14,208	14,208
Porcentaje de Impuesto	%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Impuestos	Miles US\$	212.27	212	212	212	212	212	212	212	212	212	4,262	4,262	4,262	4,262	4,262	4,262	4,262	4,262	4,262	4,262
Utilidad Neta	Miles US\$	13,005.23	13,005	13,005	13,005	13,005	13,005	13,005	13,005	13,005	13,005	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945
Margen Neto	Miles US\$	-135,000	13,005.23	13,005	13,005	13,005	13,005	13,005	13,005	13,005	13,005	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945	9,945
Saldo Act.	-135,000	13,310.17	12,070.00	12,055.18	11,470.20	10,913.01	10,384.02	9,880.14	9,400.70	8,944.53	8,510.50	8,054.24	7,615.01	7,170.34	6,725.55	6,280.03	5,834.10	5,387.45	4,940.27	4,492.15	4,043.50
Acumulado	-135,000	121,683.83	109,013.83	-95,958.65	-85,488.44	-74,574.83	-64,190.81	-54,310.67	-44,909.97	-35,905.44	-27,454.94	-19,700.71	-12,225.70	-5,010.35	1,343.78	3,143.41	7,412.86	11,475.12	15,340.27	19,017.80	22,540.30
Capital Propio	80.00%	Capital propio																			
Costo de Capital Propio	4.50%																				
Préstamo	10.00%	Capital prestado																			
Costo de Préstamo	10.50%																				
WACC	5.10%																				
VPN	154,017.0	Miles US\$																			
VAN	19,017.80	Miles US\$																			
TIR	0.88%	PARA QUE SEA RENTABLE, WACC < TIR																			
PR	15.07	Años																			
B/C	1.14	Razón Beneficio/costo																			

Fuente: Elaboración Propia

Anexo 37: Planos

