Estudio de Operatividad

“Central Solar Matarani 80 MW – Etapa 2”

IT01: Resumen Ejecutivo (RE)

1	20/05/2024	APROBACIÓN	EEGALOC	EEGALOC	HGM
Vers.	**Fecha**	**Emitido Para**	**Por**	**Revisado**	**Aprobado**
Documento Nro.		**EEG-015-2023_RE_EO_CS Matarani**			
Cliente					

Estudio de Operatividad

"Central Solar Matarani 80 MW – Etapa 2"

IT01: Resumen Ejecutivo (RE)

Índice General

1. Introducción 4
1.1. Antecedentes 4
1.2. Objetivos 5
1.3. Alcances 5
1.4. Ubicación Geográfica y Eléctrica del Proyecto 5
1.5. Punto de Conexión al SEIN 7
1.6. Puesta En Operación Comercial 8
2. Modelamiento del Proyecto 9
2.1. Características Generales 9
2.2. Parámetros eléctricos de las líneas de 138 kV 9
2.3. Parámetros eléctricos del transformador 9
2.4. Características de la Central Solar 10
2.5. Características de las Subestaciones 10
2.3.1. Subestación Chaparral 138/22.9 kV 10
A. Descripción del patio de llaves 10
B. Equipamiento Proyectado 11
C. Niveles de aislamiento 13
2.6. Características del Sistema de Comunicaciones 13
3. Conclusiones del Análisis Eléctrico 15
3.1. Estudio de Flujo de Carga en Condición N y N-1 15
3.2. Estudio de Cortocircuito 20
3.3. Estudio de Estabilidad Transitoria 21

3.4. Estudio de Coordinación de Protecciones 22
3.5. Estudio de Armónicos 22
3.6. Estudio de Transitorios Electromagnéticos 24
4. Lista de Protecciones Coordinables de los Relés de Protección 24
5. Anexos 25

Índice de Figuras

Figura 1. Localización por Provincias 6
Figura 2. Coordenadas de S.E. Chaparral 7
Figura 3. Punto de conexión al SEIN 8
Figura 4. Datos del nuevo transformador de potencia de 138/22.9 kV de la S.E. Chaparral .. 9

Índice de Tablas

Tabla 1. Coordenadas de la Subestación 6
Tabla 2. Características del Sistema Eléctrico 9
Tabla 3. Parámetros de las líneas Repartición - Chaparral - Mollendo de 138 kV 9
Tabla 4. Niveles de aislamiento seleccionado en 138 kV 13

Estudio de Operatividad

"Central Solar Matarani 80 MW – Etapa 2"

IT01: Resumen Ejecutivo (RE)

1. Introducción

1.1. Antecedentes

La empresa **GR Cortarrama S.A.C.** tiene prevista la integración de la Central Solar Matarani 80 MW (En adelante "El Proyecto"), a las redes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

El Proyecto consiste en la construcción de un Parque Solar con una potencia nominal de 80 MW. La energía producida será inyectada al SEIN por medio de la nueva subestación de transformación Chaparral 138/22.9 kV, que se conectará en derivación por la línea que interconecta a la S.E. Mollendo y con la S.E. Repartición.

Por otro lado, mediante carta COES/D/DP-868-2023, con fecha 15 de agosto de 2023, el COES emite el alcance para el desarrollo del Estudio de Operatividad para la conexión al SEIN del proyecto "**Central Solar Matarani 80 MW**". Además, de acuerdo con lo indicado en el numeral 5 del "Anexo 3 del PR-20: Requisitos para la aprobación de los Estudios de Operatividad (EO)" el análisis eléctrico se debe presentar en el año de ingreso del Proyecto considerando escenarios "Sin Proyecto" y "Con Proyecto", y como el proyecto tiene previsto conectarse al SEIN en el último trimestre del 2024, los estudios del EO son realizados en los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje de año 2025.

Para el desarrollo del Proyecto se divide en dos estudios de operatividad (1 y 2): **Estudio de Operatividad 1** considera la operación de la CS Matarani con restricción de generación y sin la implementación del **Esquema Automático de Rechazo de Generación (EARG)**, el **Estudio de Operatividad 2** considera la operación de la CS

Matarani sin restricción de generación y con la implementación del **Esquema Automático de Rechazo de Generación (EARG)**.

El presente estudio tiene por finalidad desarrollar el Estudio de Operatividad 2 en la cual se considera implementado el Esquema Automático de Rechazo de Generación (EARG).

1.2. Objetivos

Presentar la descripción técnica del proyecto "Central Solar Matarani 80 MW" y presentar las conclusiones de los estudios eléctricos que permita la interconexión del Proyecto al SEIN.

1.3. Alcances

En el presente documento se incluye:

- **Generalidades:** Antecedentes, ubicación (con las coordenadas UTM WGS 84 de líneas y subestaciones), características eléctricas generales del proyecto (niveles de aislamiento, capacidad de cortocircuito, niveles de tensión, etc.)
- **Descripción de las instalaciones construidas**: subestaciones, líneas de transmisión, sistemas de compensación, sistemas de protección, comunicaciones, etc.
- Conclusiones de los Estudios Eléctricos del Sistema Proyectado.
- Conclusiones de los Estudios de Diseño del Sistema Proyectado.
- Unifilar del Sistema Proyectado.

1.4. Ubicación Geográfica y Eléctrica del Proyecto

La Central Solar Matarani 80 MW, se ubicará geográficamente en el departamento de Arequipa, provincia de Islay y distrito de Mollendo. Será conectado al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) mediante el seccionamiento (en derivación "pi") de la línea en 138 kV L-1030, que une las subestaciones de Mollendo y Repartición.

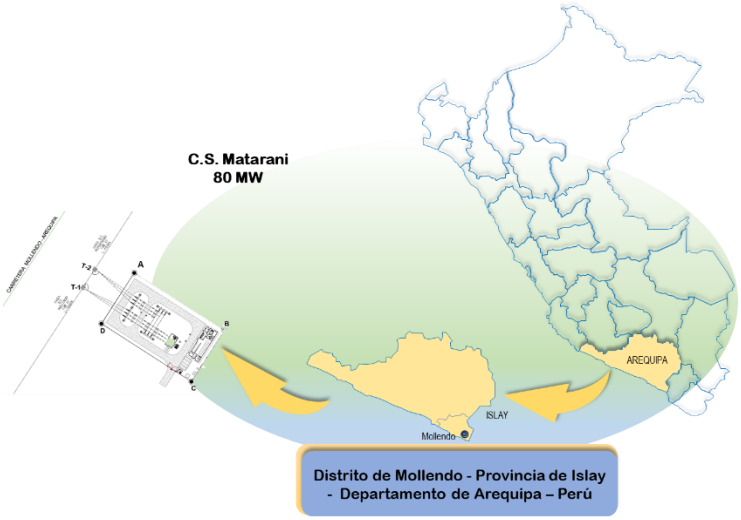


Figura 1. Localización por Provincias

El área de la Subestación Chaparral del proyecto queda definida aproximadamente por los vértices que se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Coordenadas de la Subestación

Cuadro de Coordenadas UTM - WGS84 19 SUR		
VÉRTICE	**ESTE (m)**	**SUR (m)**
A	185379	8147339
B	185456	8147290
C	185429	8147246
D	185351	8147295

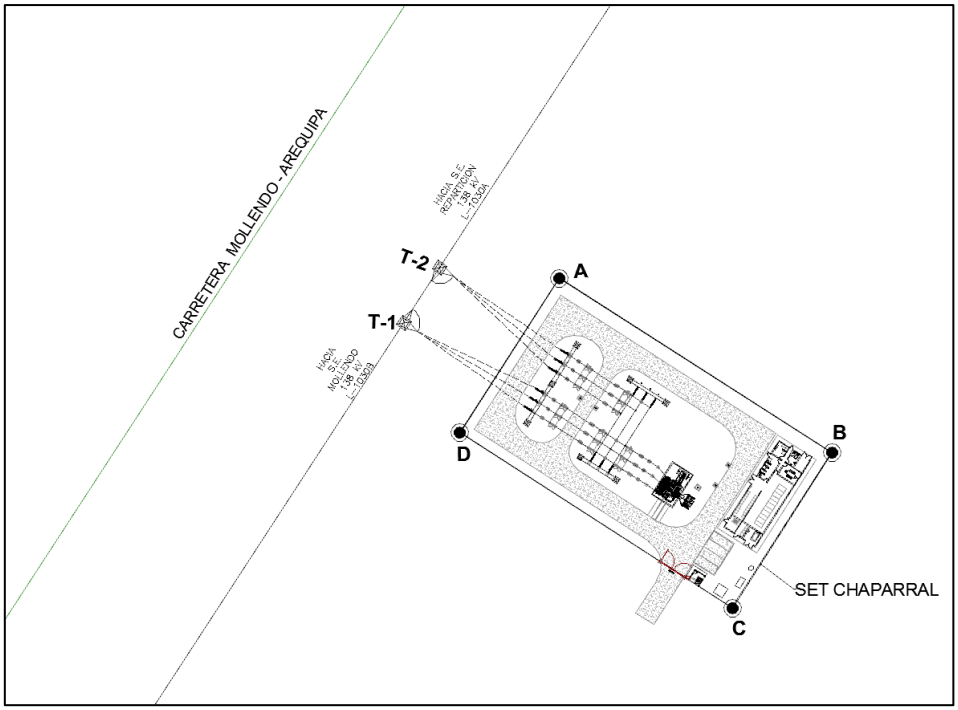


Figura 2. Coordenadas de S.E. Chaparral

1.5. Punto de Conexión al SEIN

El Proyecto se conectará al SEIN mediante dos líneas de salida de esta subestación Chaparral, las cuales se conectarán a la S.E. Mollendo y S.E. Repartición respectivamente, en conexión simple, de la línea L-1030 en 138 kV, como se muestra en el esquema eléctrico del sistema asociado a la a subestación.

El diagrama unifilar del Sistema Eléctrico del punto de conexión se presenta en **el Anexo A**, el mismo que de forma simplificada se muestra la siguiente Figura.

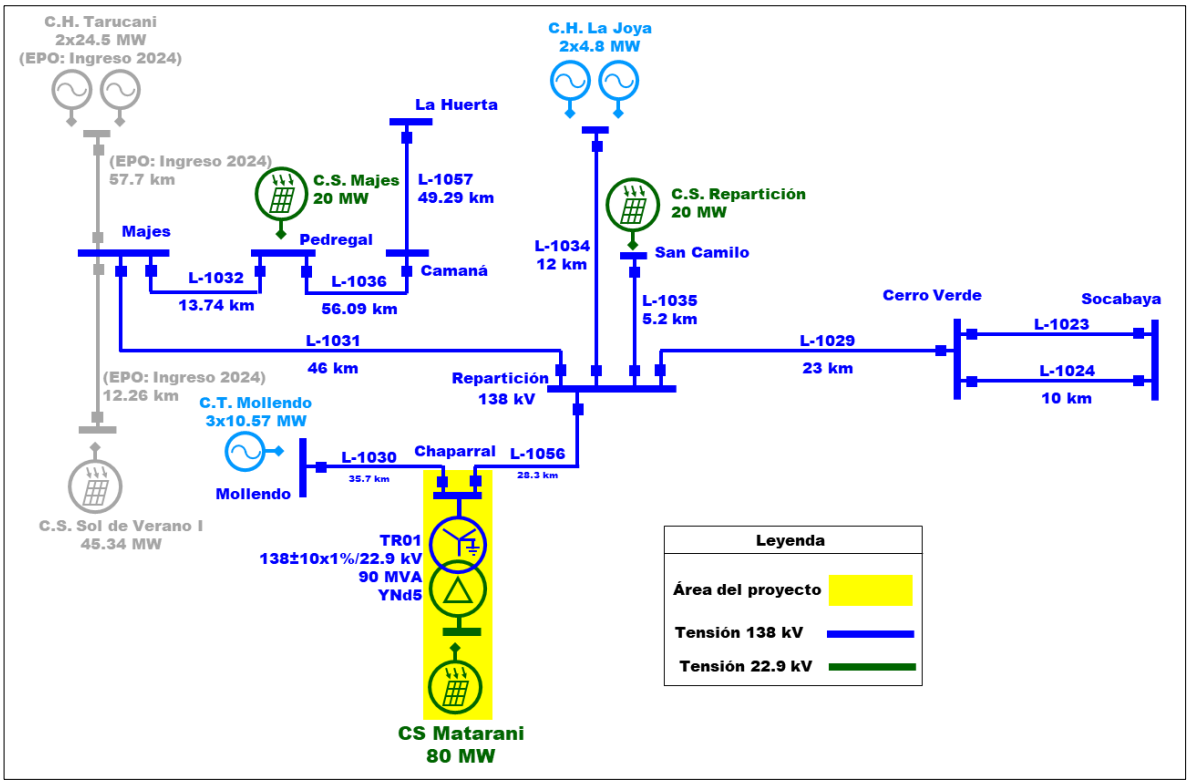


Figura 3. Punto de conexión al SEIN

1.6.Puesta En Operación Comercial

La puesta en operación comercial de la Central Solar Matarani 80 MW está prevista para último trimestre del año 2024.

2. Modelamiento del Proyecto

2.1. Características Generales

Las características del sistema eléctrico del Proyecto se describen a continuación:

Tabla 2. Características del Sistema Eléctrico

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICA	
Tensión Nominal	138 kV	22.9 kV
Frecuencia asignada	60	60
Puesta a tierra	Sólido	Sólido por Medio de Zig-Zag
Número de fases	3	3
Tensión asignada de los equipos (kV)	145	24
Tensión de operación del sistema (kV)	138	22.9
Tensión asignada soportada al impulso tipo rayo (kVp)	275	170
Corriente de cortocircuito prevista (kA)	31,5	25

2.2. Parámetros eléctricos de las líneas de 138 kV

Con el ingreso del proyecto la L-1030 se divide en dos tramos L-1056 y L-1030.

Tabla 3. Parámetros de las líneas Repartición – Chaparral – Mollendo de 138 kV

Línea	Terminal i	Terminal j	Longitud [km]	Tensión [kV]	Corriente [kA]	S [MVA]	Impedancia de secuencia positiva		Impedancia de Secuencia cero	
							R1 [Ω]	X1 [Ω]	R0 [Ω]	X0 [Ω]
L-1030	MOLLENDO 138	Chaparral138	35.7	138	376.53	90	5.2693	18.8428	11.4568	61.0388
L-1056	Chaparral138	REPARTICION 138	28.3	138	376.53	90	4.1771	14.9370	9.0820	48.3865

2.3. Parámetros eléctricos del transformador

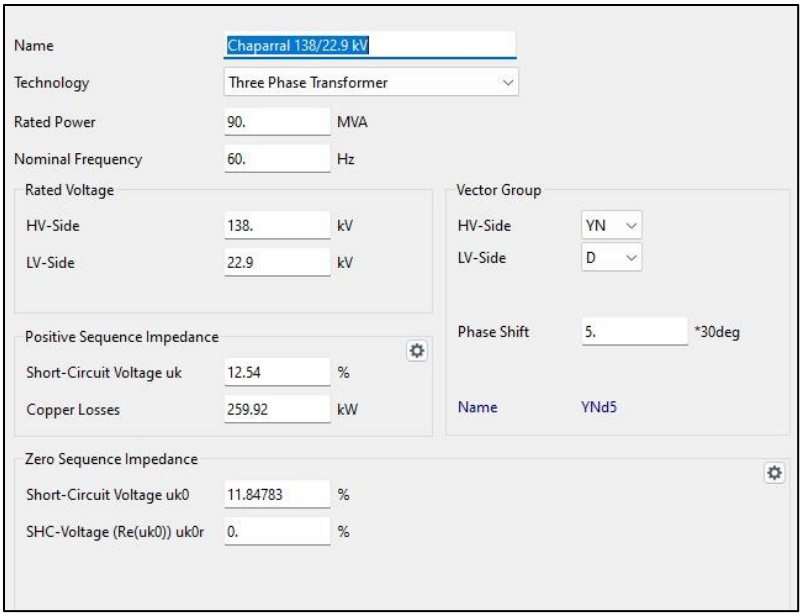


Figura 4. Datos del nuevo transformador de potencia de 138/22.9 kV de la S.E. Chaparral

2.4. Características de la Central Solar

Las características principales de la Central Solar Matarani 80 MW son las siguientes:

- **Potencia instalada: 80 MW**
- **Inversores**

  Cantidad: 23

  Potencia por inversor: 4200 kW

  Tensión de generación:630 V
- **Red Colectora:**

  Tensión nominal: 22.9 kV

  Tipo: Subterránea con cables secos XLPE de Aluminio y Cobre

  Cantidad de circuitos: 5 (Se tendrá una celda adicional de reserva)
- **Centros de transformación**

  14 centros de transformación de 22.9/0.63 kV con una potencia nominal de 6.56 MVA
- **Un transformador Zig – Zag**

La planta será automatizada, con un sistema de monitorización que permite registrar la generación de energía de la planta y compararla con los resultados obtenidos de los cálculos teóricos diariamente para detectar posibles fallos en la instalación. De esta forma, los fallos pueden ser rectificados antes de que tengan un efecto significativo en la producción de la planta. Adicionalmente el sistema de monitorización incorpora comunicación remota para el control en tiempo real y gestión de alarmas vía web.

Así mismo, la central contara con control de potencia activa (control de rampas de potencia activa y un control de arranque y desconexión), control de potencia reactiva, control de frecuencia, control de tensión, continuidad de suministro ante contingencias severas y calidad de tensión.

2.5. Características de las Subestaciones

2.3.1. Subestación Chaparral 138/22.9 kV

La subestación Chaparral 138/22.9 kV tiene configuración simple barra en los dos niveles de tensión. Los equipos serán instalados al exterior de tecnología convencional.

A. Descripción del patio de llaves

De acuerdo al alcance del estudio, se proyecta la instalación de la subestación

Chaparral 138/22.9 kV conformado por un patio de llaves en 138 kV, instalación tipo exterior y un edificio de control donde se encuentran las celdas en 22.9 kV, tableros de protección y medición, tableros de control, equipos de telecomunicaciones y equipos de servicios auxiliares.

El patio de llaves en 138 kV está conformado por lo siguiente:

- Dos bahías de línea
- Una bahía de transformación
- Un transformador de potencia 138/22.9 kV

Además, en el patio se encuentra el transformador Zig-zag en 22.9 kV.

B. Equipamiento Proyectado

La bahía de línea 138 kV hacia la S.E. Repartición está conformado por:

Un (1) interruptor uni-tripolar 145 kV, 650 kVp, 600 A, 31,5 kA.

Un (1) seccionador del tipo apertura central 145 kV, 650 kVp, 600 A, 31,5 kA con cuchilla de puesta a tierra.

Un (1) seccionador del tipo apertura central 145 kV, 650 kVp, 600 A, 31,5 kA.

Tres (3) transformadores de corriente 400/200/1, 1xCl.0,2s - 10VA con resistencia de compensación, 3x5P20-15VA.

Tres (3) transformadores de tensión capacitivo 138:√3/0,11:√3/0,11/√3 kV, 0,2-10VA, 3P-10VA.

Tres (3) pararrayos de óxido de zinc 120 kV, clase 3, con contador de descargas.

Dos (2) trampas de onda.

Un (1) aislador soporte 145 kV, 650 kVp, 31,5 kA.

La bahía de línea 138 kV hacia la S.E. Mollendo está conformado por:

Un (1) interruptor uni-tripolar 145 kV, 650 kVp, 600 A, 31,5 kA.

Un (1) seccionador del tipo apertura central 145 kV, 650 kVp, 600 A, 31,5 kA con cuchilla de puesta a tierra.

Un (1) seccionador del tipo apertura central 145 kV, 650 kVp, 600 A, 31,5 kA.

Tres (3) transformadores de corriente 400/200/1, 1xCl.0,2s – 10VA con resistencia de compensación, 3x5P20-15VA.

Tres (3) transformadores de tensión capacitivo 138:√3/0,11:√3/0,11/√3 kV, 0,2-10VA, 3P-10VA.

Tres (3) pararrayos de óxido de zinc 120 kV, clase 3, con contador de descargas.

Dos (2) trampas de onda.

Un (1) aislador soporte 145 kV, 650 kVp, 31,5 kA

La bahía de transformación en 138 kV está conformada por:

Un (1) interruptor uni-tripolar 145 kV, 650 kVp, 600 A, 31,5 kA, con mando sincronizado.

Un (1) seccionador del tipo apertura central 145 kV, 650 kVp, 600 A, 31,5 kA.

Tres (3) transformadores de corriente 400/200/1, 1xCl.0,2s – 10VA con resistencia de compensación, 3x5P20-15VA.

Tres (3) transformadores de tensión capacitivo 138:√3/0,11:√3/0,11/√3 kV, 0,2-10VA, 3P-10VA.

Tres (3) pararrayos de óxido de zinc 120 kV, clase 3, con contador de descargas.

Un (1) transformador de potencia 138±10x1%/22,9 kV, 90 MVA, YNd5.

Un (1) aislador soporte 145 kV, 650 kVp, 31,5 kA.

El sistema de barras está formado por:

Un conductor AAAC 700 kcmil por fase.

Cadena de aisladores de porcelana y ferretería

Tres (3) transformadores de tensión capacitivo 138:√3/0,11:√3/0,11/√3 kV, 0,2-10VA, 3P-10VA.

Los pórticos de llegada de la línea, pórticos de barra y las estructuras soporte de equipos serán en celosía.

En el Edificio de Control se instalarán los siguientes equipos:

Celdas metal clad 24 kV, 1425 kVp, 25 kA.

Transformador Zig-zag 250 kVA, 22900/400-231 Vca con devanado cargable, para servicios auxiliares.

Tableros de protección, medición y control de las líneas 138 kV.

Tableros de protección y de regulación del transformador de potencia.

Tablero de transferencia automática.

Tableros de servicios auxiliares en corriente alterna 380-220 Vac.

Tablero de servicios auxiliares en corriente continua, 125 Vdc.

Cargador-rectificador independientes y redundantes para mando y protección (220V continua), control y comunicaciones (48V continua).

Alimentación continua proveniente de banco de baterías independientes para mando y protección (220V), control y comunicaciones (48V).

Banco de baterías de Niquel-Cadmio.

Paneles de Telecomunicaciones.

Grupo electrógeno 400/231 Vac.

El equipamiento adicional que considerar en la subestación es:

Cables de energía 26/45 kV.

Cables de fuerza y control.

Equipos de iluminación y tomacorrientes para el exterior (patio de llaves) e interior (edificio de control).

Materiales de puesta a tierra.

Señalización.

Se aclara que los seccionadores del Proyecto pueden abrir y cerrar circuitos con corrientes residuales mínima.

C. Niveles de aislamiento

Del cálculo de Coordinación de Aislamiento realizado según lo indicado en la norma IEC 60071 -1 y 60071-2, considerando la configuración del sistema eléctrico y las condiciones ambientales de la zona del proyecto, se seleccionó en 138 kV los siguientes niveles de aislamiento.

Tabla 4. Niveles de aislamiento seleccionado en 138 kV

Descripción	Aislamiento Interno	Aislamiento Externo
Tensión soportada normalizada a frecuencia industrial	230 kV	275 kV
Tensión soportada normalizada a impulso tipo rayo	550 kVp	650 kVp

2.6. Características del Sistema de Comunicaciones

El sistema de comunicación y control de la central de generación incorporará lo siguiente:

Obligación de contar con un Centro de Control (CGNC): El proyecto se incorporará al Centro de Control de la central solar Matarani 80 MW y cumplirá con los lineamientos de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

Sistemas de transferencia de datos: El proyecto tiene previsto el envío de la información al COES a tiempo real y de acuerdo señalado en la NTCOTR.

Sistemas de predicción de la potencia: Se implementará en el Centro de Control un sistema de predicción de la potencia que permita calcular el valor de la potencia total de la instalación hasta un horizonte de dos días. La CGNC entregará la información sobre la previsión de potencia horaria en un horizonte de 24 horas.

3. Conclusiones del Análisis Eléctrico

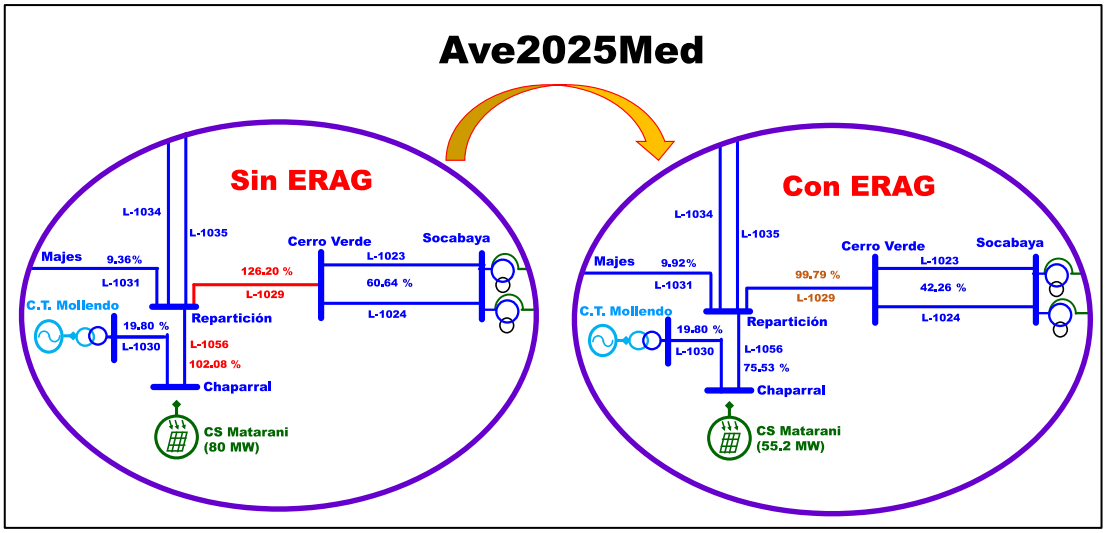
3.1. Estudio de Flujo de Carga en Condición N y N-1

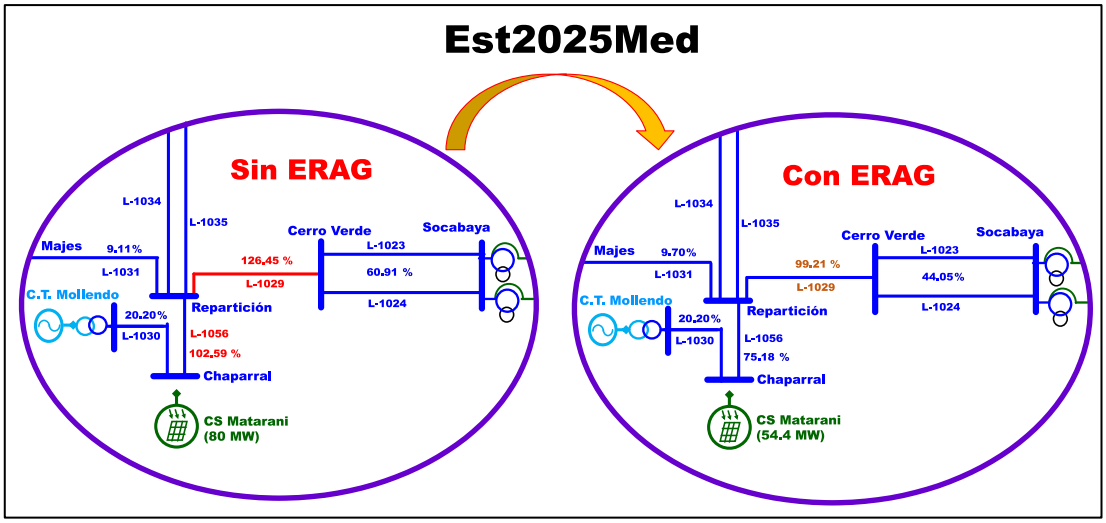
Para el desarrollo del Proyecto se divide en dos estudios de operatividad (1 y 2): **Estudio de Operatividad 1** considera la operación de la CS Matarani con restricción de generación y sin la implementación del **Esquema Automático de Rechazo de Generación (EARG)**, el **Estudio de Operatividad 2** considera la operación de la CS Matarani sin restricción de generación y con la implementación del **Esquema Automático de Rechazo de Generación (EARG)**.

El presente estudio tiene por finalidad desarrollar el Estudio de Operatividad 2 en la cual se considera implementado el Esquema Automático de Rechazo de Generación (EARG).

- Se analiza dos casos operativos, la primera es el caso de operación normal del área de influencia con la CS Matarani con 100% de su generación (80 MW) que lo llamamos como "***Caso Base***". El segundo caso se considera un escenario atípico en el cual el área de influencia se encuentra a máxima generación y la activación del **EARG** de la **CS Matarani** con la finalidad que no exista sobrecarga en el área de influencia.

  Por lo tanto, el nivel de generación estará definido según los despachos establecidos por el COES en aplicación de los Procedimientos Técnicos.
- Para mitigar la sobrecarga en la línea L-1029 (Cerro Verde – Repartición) de 138 kV se propone el EARG de la Central Solar Matarani.





- De los análisis del comportamiento del sistema en operación normal, se concluye que el ingreso del proyecto no afecta de forma negativa la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, por los siguientes motivos:

Operación Normal - Caso Base:

- **Perfil de tensión**

Para los casos Sin y Con Proyecto, el perfil de tensión en los escenarios analizados no se transgrede los límites de la tensión nominal [±2.5%], tal como se muestra en el numeral 2.1.1. Por lo tanto, el ingreso del Proyecto no agrava la operación del sistema.

- **Cargabilidad por las líneas de transmisión**

Para el caso Sin Proyecto y Con Proyecto, la cargabilidad de las líneas de transmisión son menores al 100% de su capacidad, tal como se muestra en el numeral 2.1.2.

- **Cargabilidad por los transformadores**

Para el caso Sin Proyecto y Con Proyecto, la cargabilidad en los transformadores de tres y dos devanados son menores al 100% de su capacidad, tal como se muestra en el numeral 2.1.3.

Operación Normal - Caso con el EARG de la CS Matarani

- **Perfil de tensión**

Para los casos Sin y Con Proyecto, el perfil de tensión en los escenarios analizados no se transgrede los límites de la tensión nominal [±2.5%], tal como se muestra en el numeral 3.2.1. Por lo tanto, el ingreso del Proyecto no agrava la operación del sistema.

- **Cargabilidad por las líneas de transmisión**

Para el caso Sin Proyecto y Con Proyecto, la cargabilidad de las líneas de transmisión son menores al 100% de su capacidad, tal como se muestra en el numeral 3.2.2.

- **Cargabilidad por los transformadores**

Para el caso Sin Proyecto y Con Proyecto, la cargabilidad en los transformadores de tres y dos devanados son menores al 100% de su capacidad, tal como se muestra en el numeral 3.2.3.

Operación ante Contingencias N-1 - Caso Base:

Se analizaron las siguientes contingencias para los casos Base:

Contingencias Analizadas				
Descripción		**Código**	**Sin Proyecto**	**Con Proyecto**
C01	LT Repartición - Majes	L-1031	✓	✓
C02	LT Pedregal - Camaná	L-1036	✓	✓
C03	LT Socabaya - Cerro Verde	L-1024	✓	✓
C04	LT Cerro Verde - Hidrometalúrgica	L-1028	✓	✓
C05	L.T. Repartición - Chaparral	L-1056	✓	✓
C06	L.T. Chaparral - Mollendo	L-1030	✓	✓
C07	Transformador S.E. Mollendo	T30-131	✓	✓
C08	Autotransformador S.E. Socabaya	ATR1	✓	✓

Contingencias Analizadas				
Descripción		**Código**	**Sin Proyecto**	**Con Proyecto**
C09	SVC S.E. Socabaya	--	✓	✓
C10	Transformador S.E. Repartición	T26-121	✓	✓
C11	Transformador S.E. Majes	T95-1621	✓	✓
C12	Transformador S.E. Camaná	T40-121	✓	✓

Del análisis de flujo de carga en estado estacionario en condición (N-1) se concluye que:

- Ante todas las contingencias, el perfil de tensión se encuentra dentro del margen establecidos [0.90-1.075 pu.] y la cargabilidad por los transformadores se encuentran menor al 100 % de su capacidad.
- Ante las contingencias **02, 06, 07, 10, 11** y **12**, con el ingreso del proyecto se registra la máxima cargabilidad en la línea L-1029, dicha sobre cargas se encuentra menor al 120% de su capacidad. Tal como se muestra en la siguiente tabla.

Contingencia	Sin Proyecto				Con Proyecto			
	Máxima	Escenario	Tensión	Línea	Máxima	Escenario	Tensión	Línea
C01	46.42	Ave2025Min	220	L-2025	92.76	Ave2025Med	138	L-1029
C02	46.14	Ave2025Min	220	L-2025	**100.99**	Ave2025Med	138	L-1029
C03	**100.15**	Est2025Max	138	L-1023	**100.52**	Est2025Max	138	L-1023
C04	52.54	Est2025Max	138	L-1031	92.02	Ave2025Med	138	L-1029
C05	52.52	Est2025Max	138	L-1031	52.52	Est2025Max	138	L-1031
C06	52.52	Est2025Max	138	L-1031	**102.28**	Ave2025Med	138	L-1029
C07	52.31	Est2025Max	138	L-1031	**102.24**	Ave2025Med	138	L-1029
C08	53.25	Est2025Max	138	L-1031	90.21	Ave2025Med	138	L-1029
C09	54.83	Est2025Max	138	L-1031	89.54	Ave2025Med	138	L-1029
C10	52.39	Est2025Max	138	L-1031	**101.37**	Ave2025Med	138	L-1029
C11	46.21	Ave2025Min	220	L-2025	**102.40**	Ave2025Med	138	L-1029
C12	46.06	Ave2025Min	220	L-2025	96.78	Ave2025Med	138	L-1029

Operación ante Contingencias N-1 - Caso con el EARG de la CS Matarani

Del análisis de flujo de carga en estado estacionario en condición (N-1) se concluye que:

- Ante todas las contingencias C01, C02, C03, C04, C05, C06, C07, C08, C09, C10, C11 y C12 el perfil de tensión se encuentra dentro del margen establecidos [0.90-1.075 pu.] y la cargabilidad por los transformadores se encuentran menor al 100% de su capacidad.

- Ante las contingencias **02, 07, 10, 11** y **12**, con el ingreso del proyecto se registra la máxima cargabilidad en la línea L-1029, dicha sobre cargas se encuentra menor al 120% de su capacidad, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Contingencia	Sin Proyecto				Con Proyecto			
	Máxima	Escenario	Tensión	Línea	Máxima	Escenario	Tensión	Línea
C01	42.05	Ave2025Med	138	L-1028	98.46	Ave2025Med	138	L-1029
C02	51.95	Est2025Med	138	L-1029	**109.22**	Ave2025Med	138	L-1029
C03	42.16	Ave2025Med	138	L-1028	99.49	Ave2025Med	138	L-1029
C04	42.84	Est2025Med	138	L-1029	**100.24**	Ave2025Med	138	L-1029
C05	42.03	Ave2025Med	138	L-1028	59.77	Ave2025Med	138	L-1030
C06	42.03	Ave2025Med	138	L-1028	83.89	Ave2025Med	138	L-1029
C07	51.66	Ave2025Med	138	L-1029	**110.36**	Ave2025Med	138	L-1029
C08	42.47	Ave2025Med	138	L-1028	98.51	Ave2025Med	138	L-1029
C09	43.32	Ave2025Med	138	L-1028	99.21	Est2025Med	138	L-1029
C10	51.44	Est2025Med	138	L-1029	**109.63**	Ave2025Med	138	L-1029
C11	**52.40**	Est2025Med	138	L-1029	**110.65**	Ave2025Med	138	L-1029
C12	46.78	Ave2025Med	138	L-1029	**105.03**	Ave2025Med	138	L-1029

Tensión de Operación:

El ingreso del proyecto no afecta la tensión de operación del área de influencia más aun en los escenarios que opera estabilizará la tensión; por lo tanto, se mantienen las tensiones de referencia.

Control de tensión de la planta:

La central dispone de un controlador de planta marca Power Electronics (PPC: Power Plant Controller) el cual se probará durante las pruebas de puesta en servicio. Debido a que se controlará la tensión de la barra de 138 kV de la S.E. Chaparra en una tensión de 1.02 pu (140.76 kV) se dejará habilitado con el modo de control "***VRS control mode***".

3.2.Estudio de Cortocircuito

1. El nivel de corriente de cortocircuito en las barras del área de influencia al Proyecto no afecta de manera negativa a la operación de Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).
2. Los cálculos de corriente de cortocircuito se encuentran por debajo de la capacidad de ruptura ante las diferentes simulaciones.
3. La máxima corriente de cortocircuito en la barra "Repartición 138" de 138 kV de la S.E. Repartición, con proyecto es 4.54 kA por fase y 4.90 kA por tierra, estos niveles son similares al caso sin proyecto.
4. La máxima corriente de cortocircuito en la barra "Mollendo 138" de 138 kV de la S.E. Mollendo, con proyecto es 2.19 kA por fase y 2.42 kA por tierra, estos niveles son similares al caso sin proyecto.
5. La máxima corriente de cortocircuito en la barra "Mollendo 33" de 33 kV de la S.E. Mollendo, con proyecto es 4.04 kA por fase y 6.07 kA por tierra, estos niveles son similares al caso sin proyecto.
6. **La máxima corriente de cortocircuito en la barra Chaparral de 138 kV, con proyecto es 3.30 kA por fase y 3.97 kA por tierra.**
7. **La máxima corriente de cortocircuito en la barra de 22.9 kV de la S.E. Chaparral, con proyecto es 10.59 kA por fase y 0.34 kA por tierra.**
8. En la tabla se muestran los resultados del máximo nivel de cortocircuito en la cual registrado en los casos **Base y Máxima Generación**, registrándose un leve incremento en los escenarios sin proyecto y con proyecto, pero no afecta de manera negativo a la operación de Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Nombre DIgSILENT	Barras	Tensión Nominal (kV)	Capacidad de Ruptura (kA)	Caso Base				Adicional I			
				Por fases		Por Tierra		Por fases		Por Tierra	
				Sin Proyecto (kA)	Con Proyecto (kA)	Sin Proyecto (kA)	Con Proyecto (kA)	Sin Proyecto (kA)	Con Proyecto (kA)	Sin Proyecto (kA)	Con Proyecto (kA)
SOCABAYA 220A	Socabaya	220	31.5	11.83	11.95	15.51	15.65	11.97	12.05	15.66	15.75
SOCABAYA 138A		138	25	11.82	11.98	15.59	15.80	12.04	12.21	15.86	16.03
CERRO VERDE 138A	Cerro Verde	138	25	7.80	7.96	8.52	8.66	7.99	8.17	8.65	8.79
MAJES 138	Majes	138	31.5	1.87	1.91	1.75	1.80	1.92	1.97	1.79	1.84
SOLAR MAJES 138		138	31.5	1.69	1.72	1.72	1.75	1.73	1.77	1.75	1.77
CAMANA 138	Camaná	138	31.5	1.07	1.08	1.00	1.01	1.08	1.10	1.01	1.02
LA JOYA 138	La Joya	138	--	2.93	3.07	2.68	2.85	3.07	3.21	2.81	2.96
HIDROMETALURGICA 138	Hidrometalúrgica	138	40	7.67	7.81	8.30	8.43	7.85	8.01	8.43	8.55
REPARTICION 138	Repartición	138	31.5	3.98	4.28	4.26	4.74	4.23	4.54	4.43	4.90
MOLLENDO 138	Mollendo	138	31.5	1.66	1.82	1.91	2.16	2.01	2.19	2.14	2.42

Nombre DIgSILENT	Barras	Tensión Nominal (kV)	Capacidad de Ruptura (kA)	Caso Base				Adicional I			
				Por fases		Por Tierra		Por fases		Por Tierra	
				Sin Proyecto (kA)	Con Proyecto (kA)	Sin Proyecto (kA)	Con Proyecto (kA)	Sin Proyecto (kA)	Con Proyecto (kA)	Sin Proyecto (kA)	Con Proyecto (kA)
MOLLENDO 33		33	28	3.67	3.76	5.51	5.68	3.88	4.04	5.78	6.07
CHAPARRAL138	Chaparral	138	31.5	---	2.95	---	3.68	---	3.30	---	3.97
CHAPARRAL 22.9 Kv		22.9	25	---	9.85	---	0.34	---	10.59	---	0.34

Los equipos de la S.E. Chaparral fueron seleccionados con una capacidad de cortocircuito superior a las corrientes calculadas, previendo el crecimiento del sistema. **Por tal razón, la corriente de diseño de los equipos de 31.5 kA para los equipos de 138 kV y 25 kA para los equipos de 22.9 kV son adecuados.**

3.3.Estudio de Estabilidad Transitoria

1. La evaluación del impacto del proyecto Central Solar Matarani 80 MW al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se realizaron ante las siguientes contingencias:

Descripción		Código	Sin Proyecto	Con Proyecto
C01	LT Repartición - Majes	L-1031	✓	✓
C02	LT Pedregal - Camaná	L-1036	✓	✓
C03	LT Socabaya - Cerro Verde	L-1024	✓	✓
C04	LT Cerro Verde - Hidrometalúrgica	L-1028	✓	✓
C05	LT Repartición - Chaparral	L-1056	✓	✓
C06	LT Chaparral - Mollendo	L-1030	✓	✓
C07	Transformador S.E. Mollendo	T30-131	✓	✓
C08	Autotransformador S.E. Socabaya	ATR1	✓	✓
C09	SVC S.E. Socabaya	--	✓	✓
C10	Transformador de S.E. Repartición	T26-121	✓	✓
C11	Transformador de S.E. Majes	T95-1621	✓	✓
C12	Transformador de S.E. Camaná	T40-121	✓	✓

2. Para el **Caso en Operación Normal**, se evidenció que las tensiones en las principales barras se mantienen dentro del rango normal de operación (±10% de la tensión de operación). Asimismo, la cargabilidad por las líneas de transmisión y transformadores de potencia se encuentran dentro del margen de operación. Por otro lado, cabe indicar que ante la desconexión de la línea L-1056 (Repartición – Chaparral) de 138 kV, la S.E. Chaparral con la S.E. Mollendo quedarán en sistema

aislado, en donde colapsará todo este sistema debido a que la C.S. Matarani no operará en modo aislado.

3. Para el **Caso de Máxima Generación**, se evidenció que las tensiones en las principales barras se mantienen dentro del rango normal de operación (±10% de la tensión de operación). Asimismo, la cargabilidad por las líneas de transmisión y transformadores de potencia se encuentran dentro del margen de operación. Por otro lado, cabe indicar que ante la desconexión de la línea L-1056 (Repartición – Chaparral) de 138 kV, la S.E. Chaparral con la S.E. Mollendo quedarán en sistema aislado, en donde colapsará todo este sistema debido a que la C.S. Matarani no operará en modo aislado.
4. De las simulaciones del **Tiempo Crítico de Despeje de Falla (TCDF)** se encuentra por encima de 100 ms; por lo tanto, se cumple los requisitos del numeral 8.4 del anexo 2 del PR-20.
5. Los inversores inyectarán corriente reactiva ante caída de tensión tal como lo establece el PR-20 del COES. Cuando ocurre la caída tensión, el inversor inyecta potencia reactiva hasta estabilizarse en un valor determinado, cuyo tiempo ("… menos de 150 ms…") y señal estabilizada cumplen con lo establecido en el PR-20 del COES.

3.4.Estudio de Coordinación de Protecciones

1. El estudio de Coordinación de las protecciones tiene por objetivo definir los ajustes del sistema de protección para la conexión al SEIN del proyecto "**Central Solar Matarani 80 MW**".
2. El transformador de potencia de la S.E. Chaparral estará protegido por los siguientes relés (ver numeral 4.1, 4.2 y 4.3 del Estudio de Coordinación de Protecciones):
   - Un relé Schweitzer modelo SEL487E, conectado del transformador de corriente del buje de 138 kV y de la llegada a la barra de 22.9 kV
   - Un relé Schweitzer modelo SEL421, conectado desde la celda de 138 kV.
   - Un relé Siemens modelo 7SJ82, instalado en la celda de llegada a la barra de 22.9 kV.
3. Con el ingreso del proyecto, en ambos extremos de la línea, es necesario modificar los ajustes de la línea Repartición – Mollendo de 138 kV. Estas líneas Repartición – Chaparral – Mollendo de 138 kV son protegidos y serán protegidos con las

funciones 21/21N y 67N (ver numeral 4.4 y 4.5 del Estudio de Coordinación de Protecciones).

4. Se modificará la relación del transformador de corriente de 300/1 a 600/1 A del transformador de corriente de la línea L-1029 (Cerro Verde - Repartición) de 138 kV en la S.E. Cerro verde.

   TC: 300-600/1 A

   TT: 138:√3/0.100:√3 kV

5. En el numeral 6.2 del Estudio de Coordinación de Protecciones se incluye las recomendaciones a implementar en el área de influencia del proyecto.

3.5.Estudio de Armónicos

1. Para la evaluación se dispone de mediciones de las barras de 138 kV de la S.E. Mollendo desde las 16:00 h del 03-01-2023 hasta las 15:55 h del 10-01-2023.
2. Para la evaluación se dispone de mediciones de la barra de 138 kV de la S.E. Mollendo desde las 12:05 h del 23-02-2023 hasta las 12:00 h del 02-03-2023.
3. En la barra de 138 kV de la S.E. Repartición se registra armónicos del 5to, 7mo y 11avo armónico las cuales se sintoniza en la base de datos con la finalidad de evaluar el impacto que origina el Proyecto hacia el SEIN. Con el ingreso del Proyecto, el 5to y 7mo armónico se mantiene aproximadamente.
4. En la tabla se muestra la diferencia de los armónicos en las barras de la Mollendo, Repartición y Chaparral. Los niveles armónicos en estas subestaciones son menores a las tolerancias establecida en la NTCSE; por lo tanto, el ingreso del Proyecto no afectará la operación del área de influencia.

Armónico	S.E. Repartición						S.E. Mollendo					
	Ave2025Med			Est2025Med			Ave2025Med			Est2025Med		
	Sin Proyecto	Con Proyecto	Con Proyecto+Filtro	Sin Proyecto	Con Proyecto	Con Proyecto+Filtro	Sin Proyecto	Con Proyecto	Con Proyecto+Filtro	Sin Proyecto	Con Proyecto	Con Proyecto+Filtro
U5	0.367	0.5013	0.6089	0.4964	0.6126	0.7406	0.4395	0.6294	0.7821	0.6087	0.7709	0.9532
U7	0.1954	0.1064	0.0699	0.2203	0.1146	0.0648	0.2173	0.1281	0.1168	0.2231	0.1325	0.1245
U11	0.1877	0.4087	0.2540	0.1198	0.3279	0.1983	0.7927	1.2521	0.6662	0.6426	1.0552	0.5661
U13	0.5971	0.2385	0.7091	0.6112	0.2827	0.6838	1.3789	0.3888	1.5852	1.3314	0.4635	1.5206
U17	0.0700	0.0394	0.0969	0.1238	0.0698	0.1276	0.4163	0.2135	0.2693	0.4396	0.1897	0.2535
U19	0.1509	0.1579	0.051	0.1272	0.1852	0.113	1.2573	0.3271	0.4521	1.3309	0.3091	0.3811
U23	0.0280	0.0128	0.0137	0.0272	0.0208	0.0224	0.0112	0.117	0.0759	0.0044	0.1081	0.062
U25	0.0368	0.0760	0.0391	0.0356	0.0729	0.042	0.0276	0.2446	0.1078	0.0234	0.2137	0.0941
U29	0.0172	0.0750	0.0779	0.0206	0.0758	0.0776	0.0295	0.1798	0.2231	0.0384	0.2092	0.293
U31	0.0197	0.2219	0.2236	0.0230	0.2077	0.2057	0.0256	0.3193	0.3501	0.0322	0.3290	0.3678

U35	0.0210	0.0154	0.0174	0.0211	0.0203	0.0217	0.0210	0.0207	0.0264	0.0213	0.0282	0.0251
U37	0.0214	0.0213	0.0225	0.0207	0.0247	0.0245	0.0195	0.0162	0.0153	0.0196	0.0141	0.0046

5. El proyecto "CS Matarani 80 MW" puede operar sin el filtro (armónico 26) de 1.5 Mvar, tal como se muestra los resultados. Más aún con la conexión del banco se incrementa levemente algunos armónicos.
6. Los niveles de corriente armónicos medidos en el punto de conexión (devanado de 138 kV del transformador de la S.E. Chaparral) cumple con los límites establecido en la norma IEEE 519.

3.6.Estudio de Transitorios Electromagnéticos

1. La impedancia armónica de la barra de 138 kV de la S.E. Chaparral no arroja puntos de resonancias, para armónicos de 120 Hz, que se vean afectadas con la energización del transformador 138±10x1%/22.9 kV de 90 MVA de la S.E. Chaparral.
2. De las 200 energizaciones estadística en **Red Completa** y **L-1030 (Chaparral – Mollendo) de 138 kV fuera de servicio** se registró las siguientes sobretensiones:

Subestación	Medición	
	Fase – Fase (Up2)	Fase – Tierra (Ue2)
Chaparral	1.1921	1.2425
Mollendo	1.1721	1.3097
Repartición	1.1180	1.1820

3. De las 200 simulaciones estadísticas del nuevo transformador desde la barra de 138 kV de la S.E. Chaparral, los máximos niveles de corriente se muestra en la tabla.

Fase	Red Completa		L-1030 (Chaparral – Mollendo) de 138 kV fuera de servicio	
	I [A]	I [pu]	I [A]	I [pu]
R	2002.32	3.760	**1896.16**	**3.561**
S	**2047.94**	**3.846**	1888.07	3.546
T	2004.77	3.765	1830.70	3.438

4. La energización del transformador de 138±10x1%/22.9 kV de 90 MVA de la S.E. Chaparral, sin interruptores con mando sincronizado, origina caídas de tensión menores al 10% de la tensión previa a la maniobra; sin embargo, la tensión se recupera gradualmente a medida que se mitiga la corriente de inserción.

5. El interruptor de 138 kV del transformador de la S.E. Chaparral dispondrá de los equipos de mando sincronizado con el cual se minimizará la corriente de inserción y por ende los transitorios de tensión.

4. Lista de Protecciones Coordinables de los Relés de Protección

Zona	Instalación	Celda	Tensión [kV]	Sistema	Marca del Relé	Modelo del Relé	RTC	RTT	Tipo	Protección Coordinable
Sur	L-1030	Chaparral	138	Principal / Respaldo	Schweitzer	SEL421/SEL421	200-400-800/1 A	$\frac{138}{\sqrt{3}}/\frac{0.11}{\sqrt{3}}/\frac{0.11}{\sqrt{3}}$ kV	Proyectado	21/21N, 67N, 25, 79
Sur	L-1056	Chaparral	138	Principal / Respaldo	Schweitzer	SEL421/SEL421	200-600/5 A 1x30VA 5P20	$\frac{138}{\sqrt{3}}/\frac{0.11}{\sqrt{3}}/\frac{0.11}{\sqrt{3}}$ kV	Proyectado	21/21N, 67N, 25, 79
Sur	TR01 138±10x1%/22.9kV 90 MVA YNd5	Chaparral	138	Principal / Respaldo	Schweitzer	SEL421/SEL487E	200-400-800/1 A	$\frac{138}{\sqrt{3}}/\frac{0.11}{\sqrt{3}}/\frac{0.11}{\sqrt{3}}$ kV	Proyectado	50/51, 50N/51N
Sur	TR01 138±10x1%/22.9 kV 90 MVA YNd5	Chaparral	22.9	Principal / Respaldo	Schweitzer Siemens	SEL487E 7SJ82	2500/1 A	$\frac{22.9}{\sqrt{3}}/\frac{0.11}{\sqrt{3}}/\frac{0.11}{\sqrt{3}}$ kV	Proyectado	50/51
Sur	C1 C2 C3 C4 C5	Chaparral	22.9	Principal	Siemens	7SJ82	600/1 A	$\frac{22.9}{\sqrt{3}}/\frac{0.11}{\sqrt{3}}/\frac{0.11}{\sqrt{3}}$ kV	Proyectado	50/51, 50N/51N

5. Anexos

Anexo A: Diagrama unifilar del Proyecto

Anexo B: Cronograma