

Universidad Católica de Santa María
Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y Formales
Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica,
Mecánica Eléctrica y Mecatrónica



**“ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA DE LA NUEVA LÍNEA DE
TRANSMISIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ANGEL I, II Y III EN
INTERCONEXIÓN CON EL SEIN, MEDIANTE EL SOFTWARE ETAP”**

Tesis presentada por el Bachiller:

Manchego Melendez, Erick Percy

para optar el Título Profesional de:

Ingeniero Mecánico Electricista

Asesor:

Ing. Castillo Cáceres, Cesar

Arequipa – Perú

2019



Universidad Católica de Santa María

☎ (51 54) 382038 Fax: (51 54) 251213 ✉ ucsm@ucsm.edu.pe 🌐 <http://www.ucsm.edu.pe> Apartado: 1350

AREQUIPA - PERÚ

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA, MECÁNICA
ELÉCTRICA Y MECATRÓNICA**

INFORME DICTAMINATORIO

VISTO

EL BORRADOR DE TESIS TITULADO:

**“ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA DE LA NUEVA
LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE LA CENTRAL
HIDROELECTRICA ANGEL I, II y III EN
INTERCONEXIÓN CON EL SEIN, MEDIANTE EL
SOFTWARE ETAP”**

Presentado por el Bachiller:

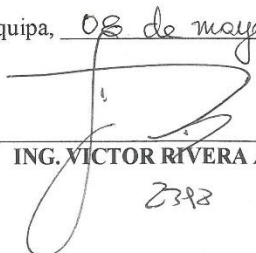
MANCHEGO MELENDEZ ERICK PERCY

Nuestro DICTAMEN es:

— — *Aprobado* — —

OBSERVACIONES: — — *Sin observaciones* — —


1470
ING. CESAR CASTILLO CACERES

Arequipa, *08 de mayo del 2019*

ING. VICTOR RIVERA ACOSTA
2392

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en especial a mis padres, por su infinito apoyo a lo largo de mi vida, a mi hermano, familia y amigos por su motivación para culminar este proyecto.



INTRODUCCIÓN

La empresa Generadora de Energía del Perú (Gepsa - Energía), es una empresa de capital peruano, que tiene a su cargo 02 Centrales Hidráulicas en el Perú, la Central Hidroeléctrica la Joya, ubicada en Arequipa – La joya con una generación de 10 MW y la Central Hidroeléctrica Ángel I, II y III, ubicada en el departamento de Puno con una generación de 60 MW.

Esta última Central Hidroeléctrica debe ingresar al SEIN, mediante una conexión en una línea ya existente perteneciente a la Empresa San Gabán, esto nos lleva a formular el problema de la siguiente manera ¿Las condiciones de Operación y de la línea interna de la Nueva Central serán estables y balanceadas cuando se interconecte al SEIN? interrogante que a través del proceso de investigación se ha tratado de responder.

Para buscar una solución al problema antes mencionado, se realizó el presente estudio, el cual tiene como puntos, simular y analizar el funcionamiento de la nueva central mediante un Software de modelado de energía “ETAP”. Los resultados de esta simulación servirán de base, para comprobar que todos los equipos y accesorios de la nueva Central Hidroeléctrica funcionen correctamente al momento de iniciar la producción de esta central, y que también ayude a verificar que la red y Empresas ubicadas alrededor de la nueva central, no se perjudiquen con el ingreso de esta energía.

RESUMEN

En vista del crecimiento acelerado del Sistema Interconectado Nacional, debido a la aparición de grandes consumidores de energía, se están interconectando al SEIN nuevas Centrales Eléctricas con el fin de satisfacer la demanda generada por los usuarios.

Como parte de este crecimiento y en respuesta al aumento de la demanda en nuestro país, se ha construido la nueva Central Hidroeléctrica Ángel I, II y III, la cual tendrá una potencia total de generación de 60 MW.

La energía generada por las C.H. Ángel I, Ángel II y Ángel III será transportada hasta la S.E. Ángel mediante líneas de transmisión de 33 kV, esta será elevada a 138 kV mediante un transformador de 105 MVA ubicado en la Subestación Ángel. Desde este punto, la energía producida por las tres centrales se integrará al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) a través de una línea de transmisión de 138 KV que va desde S.E. Ángel y se conecta a la estructura N° 4 de la línea de transmisión L-1013 S.E. San Gabán – S.E. San Rafael de propiedad de E.G.E. San Gabán S.A

PALABRAS CLAVES: ETAP, Análisis de Flujo de Potencia, Corto Circuito, Protecciones eléctricas y Estudio de Arco Eléctrico.

ABSTRACT

In view of the accelerated growth of the National Interconnected System, due to the appearance of large energy consumers, new Electric Power Plants are interconnected to the SEIN in order to satisfy the demand generated by the users.

As part of this growth and in response to the increase in demand in our country, the new Angel I, II and III Hydroelectric Power Plant has been built, which will have a total generation capacity of 60 MW.

The energy generated by C.H. Angel I, Angel II and Angel III will be transported to the S.E. Angel using 33 kV transmission lines, this will be raised to 138 kV through a 105 MVA transformer located in the Angel Substation. From this point, the energy produced by the three plants will be integrated into the National Interconnected Electric System (SEIN) through a 138 KV transmission line that goes from S.E. Angel and connects to structure No. 4 of the transmission line L-1013 S.E. San Gabán - S.E. San Rafael owned by E.G.E. San Gabán S.A.

KEYWORDS: ETAP, Power Flow Analysis, Short Circuit, Electrical Protections and Electric Arc Study,

GLOSARIO DE TÉRMINOS

En el transcurso de la de la simulación se describe una gran variedad de terminología, estos corresponden a:

ETAP: Programa Analizador y Transiciones Eléctricas

Flujos de potencia

Vl: Voltaje de Línea-Línea

V: Voltaje magnitud en p.u.

Av. Max: Avenida Máxima

Av. Med: Avenida Media

Av. Min: Avenida Mínima

Est. Max: Estiaje Max

Est. Med: Estiaje Medio

Est. Min: Estiaje Mínimo

P: Potencia Activa

Q: Potencia Reactiva

Icc: Corriente de Corto Circuito

Ib: Corriente de Interrupción de Corto Circuito

Ip: Corriente pico de corto Circuito

Inrush: Corriente de Energización

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú.

COES: Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	
INTRODUCCIÓN	
RESUMEN	
ABSTRACT	
GLOSARIO DE TÉRMINOS	
ÍNDICE GENERAL	
ÍNDICE DE FIGURAS	
ÍNDICE DE TABLAS	
CAPÍTULO I.....	1
1. PLANTEAMIENTO TEÓRICO.....	1
1.1. TÍTULO	1
1.2. UBICACIÓN DEL PROYECTO.....	1
1.3. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	2
1.4. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	2
1.5. ANTECEDENTES.....	4
1.6. OBJETIVOS	4
1.6.1. OBJETIVO PRINCIPAL	4
1.6.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
1.7. HIPÓTESIS.....	4
1.8. VARIABLES	5
1.8.1. VARIABLE DEPENDIENTE	5
1.8.2. VARIABLE INDEPENDIENTE	5
1.9. VIABILIDAD DE LA INVESTIGACION.....	5
1.9.1. VIABILIDAD TECNICA	5
1.9.2. VIABILIDAD OPERATIVA.....	5
1.10. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
1.10.1. JUSTIFICACION.....	6
1.10.2. IMPORTANCIA	6
1.11. ALCANCES Y LIMITACIONES.....	6
1.11.1. ALCANCE.....	6
1.12. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN	6
1.13. NORMA APLICABLE	6
CAPÍTULO II	8
2. MARCO TEÓRICO.....	8

2.1.	CONCEPTOS BÁSICOS.....	8
2.1.1.	SISTEMA DE GENERACIÓN.....	8
2.1.2.	SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	12
2.1.3.	SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	14
2.1.3.1.	CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	15
2.2.	ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESTADO ESTACIONARIO.....	17
2.3.	FLUJO DE CARGA O POTENCIA.....	17
2.3.1.	ECUACIONES DE FLUJO DE CARGA.....	19
2.3.2.	ALGORITMOS DE FLUJO DE CARGA	21
2.3.2.1.	MÉTODO ITERATIVO DE GAUSS-SEIDEL	22
2.3.2.2.	MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON	25
2.4.	FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	30
2.4.1.	FALLA MONOFÁSICA A TIERRA.....	32
2.4.2.	COMPONENTES SIMÉTRICAS DE FASORES DESBALANCEADOS.....	33
2.4.3.	COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	34
2.5.	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	34
2.5.1.	FUNCION PRINCIPAL	34
2.5.2.	TIPOS DE FALLAS	35
2.5.3.	CAUSAS DE LAS FALLAS.....	35
2.5.4.	CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS.....	36
2.5.5.	CLASES DE FALLAS.....	36
2.5.6.	PROTECCIÓN PRIMARIA, PROTECCIÓN DE RESPALDO Y PROTECCIÓN DIRECCIONAL.....	37
2.5.7.	PROTECCIÓN PRIMARIA	37
2.5.8.	PROTECCIÓN DE RESPALDO.....	38
2.5.9.	PROTECCIÓN DIRECCIONAL.....	38
2.6.	ARCO ELÉCTRICO.....	39
2.6.1.	CONSIDERACIONES.....	40
2.6.2.	CAUSAS DEL ARCO ELÉCTRICO	40
2.6.3.	IMPORTANCIA SOBRE EL ESTUDIO DEL ARCO ELÉCTRICO EN SISTEMAS DE POTENCIA	41
	CAPÍTULO III.....	43
3.	SOFTWARE ETAP 16.1.....	43
3.1.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SOFTWARE ETAP.....	43
3.1.1.	INTEGRACIÓN TOTAL DE DATOS.....	45
3.1.2.	SIMPLICIDAD EN LA ENTRADA DE DATOS.....	45

3.2.	CARACTERÍSTICAS DEL INGRESO DE TOPOLOGÍAS ELÉCTRICAS EN ETAP 46	46
3.3.	CARACTERÍSTICAS DEL ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA	46
3.4.	CARACTERÍSTICAS DEL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO	47
CAPÍTULO IV		49
4.	ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA	49
4.1.	DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	49
4.1.1.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE GENERADORES	49
4.1.2.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO DEL GENERADOR	50
4.1.3.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE CABLES DE POTENCIA*	50
4.1.4.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	52
4.1.5.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL BANCO DE TRANSFORMADORES DE LA S.E. ANGEL	53
4.2.	CRITERIOS DEL ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA	53
4.3.	ESCENARIOS	54
4.4.	RESULTADOS.....	57
4.4.1.	ESCENARIO N°1: AVENIDA O CRECIDA DE CAUDAL	57
4.4.1.1.	AVENIDA MÁXIMA, MEDIA Y MININA 2018 – SIN PROYECTO.	57
4.4.1.2.	AVENIDA MÁXIMA, MEDIA Y MININA 2018 –CON PROYECTO.	58
4.4.2.	ESCENARIO N°2: ESTIAJE O CAUDAL BAJO	60
4.4.2.1.	ESTIAJE MÁXIMA, MEDIA Y MININA 2018 – SIN PROYECTO.	60
4.4.2.2.	ESTIAJE MÁXIMA, MEDIA Y MÍNIMA 2018 – CON PROYECTO.....	62
CAPÍTULO V		64
5.	ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.....	64
5.1.	METODOLOGÍA	64
5.2.	ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS.....	64
5.3.	ESCENARIOS	65
5.4.	RESULTADOS.....	65
5.4.1.	ESCENARIO N°1: OPERACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA EN AVENIDA 2018 - SIN PROYECTO	65
5.4.2.	ESCENARIO N°2: OPERACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA EN AVENIDA 2018 CON PROYECTO	67
5.4.3.	ESCENARIO N°3: OPERACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA EN ESTIAJE 2018 SIN PROYECTO	75
5.4.4.	ESCENARIO N°4: OPERACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA EN ESTIAJE 2018 CON PROYECTO	76

CAPÍTULO VI.....	85
6. ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	85
6.1. METODOLOGÍA	85
6.2. CRITERIOS DE DISEÑO	85
6.2.1. DEFINICIONES	86
6.3. DESCRIPCIÓN DEL MODELAMIENTO MATEMÁTICO	87
6.3.1. MODELAMIENTO DE LOS INTERRUPTORES.	87
6.3.2. MODELAMIENTO DE LA RED EQUIVALENTE.....	87
6.4. DEFINICIÓN DE ZONAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN	88
6.5. RESULTADOS.....	90
6.5.1. AJUSTES PARA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE FASE	90
6.5.2. AJUSTES PARA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE TIERRA.....	92
CAPITULO VII	93
7. ESTUDIO DE ARCO ELÉCTRICO	93
7.1. METODOLOGÍA	93
7.2. CRITERIOS DE DISEÑO	93
7.2.1. CONSIDERACIONES DE CORTO CIRCUITO	93
7.2.2. CONSIDERACIONES RESPECTO AL ARCO ELECTRICO	93
7.2.3. TERMINOLOGÍA	94
7.3. DESCRIPCIÓN DEL MODELAMIENTO MATEMÁTICO	95
7.3.1. MODELAMIENTO DE LA RED EQUIVALENTE.....	95
7.3.2. MODELAMIENTO DE TABLEROS	96
7.4. RESULTADOS.....	98
CONCLUSIONES	100
RECOMENDACIONES	101
BIBLIOGRAFÍA.....	102
ANEXOS.....	104
ANEXO A REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA	105
ANEXO B REPORTES DE CORTO CIRCUITO.....	268
ANEXO C REPORTES DE PROTECCIONES ELECTRICAS	281
ANEXO D REPORTES DE ARCO ELECTRICO.....	290

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N°1. Mapa de la Regional de Puno.....	1
Figura N°2. Área del Proyecto Central Hidroeléctrica Ángel I, II y III	2
Figura N°3. Diagrama Unifilar del COES con Proyecto	3
Figura N°4. Partes de un Sistema Eléctrico de Potencia	8
Figura N°5. Sistemas de distribución de la Energía	9
Figura N°6. Torre de Transmisión.....	13
Figura N°7. Subestación	14
Figura N°8. Variables V_k , δ_k , P_k , Q_k	18
Figura N°9. Modelo de línea de transmisión y transformador.....	19
Figura N°10. Sistema de dos buses	20
Figura N°11. Flujo de carga en las líneas de transmisión entre buses i, k.....	24
Figura N°12. Componentes de la impedancia de falla	32
Figura N°13. Sistema de fasores desbalanceados y sus componentes simétricas.....	34
Figura N°14. Ejemplo de topología unilineal básico	44
Figura N°15. Red compuesta y motora	45
Figura N°16. Comparativa de Barra de Azángaro con y sin Proyecto - Avenida	70
Figura N°17. Comparativa de Barra de Mazuco con y sin Proyecto - Avenida.....	71
Figura N°18. Comparativa de Barra de San Gabán con y sin Proyecto - Avenida	72
Figura N°19. Comparativa de Barra de San Rafael con y sin Proyecto - Avenida.....	73
Figura N°20. Niveles de Falla Monofásica a tierra con Proyecto en Avenida	74
Figura N°21. Comparativa de Barra de Azángaro con y sin Proyecto - Estiaje.....	80
Figura N°22. Comparativa de Barra de Mazuco con y sin Proyecto - Estiaje	81
Figura N°23. Comparativa de Barra de San Gabán con y sin Proyecto - Estiaje.....	82
Figura N°24. Comparativa de Barra de San Rafael con y sin Proyecto - Estiaje	83
Figura N°25. Niveles de Falla Monofásica a tierra con Proyecto en Estiaje.....	84
Figura N°26. Zonas de Coordinación de Protección del Proyecto.....	89

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N°1. Niveles de Tensión	15
Tabla N°2. Numeración estandarizada de las funciones de protección más comunes	39
Tabla N°3. Características técnicas de los generadores eléctricos	49
Tabla N°4. Características técnicas de transformadores de puesta a tierra	50
Tabla N°5. Características técnicas de cables de potencia en galerías subterráneas	50
Tabla N°6. Características técnicas de líneas de transmisión simple terna	51
Tabla N°7. Características técnicas de líneas de transmisión doble terna.....	52
Tabla N°8. Características técnicas de los transformadores de la C.H.....	52
Tabla N°9. Características técnicas del transformador monofásico S.E. Ángel.....	53
Tabla N°10. Tensiones actuales de operación en las barras del área de influencia del proyecto ..	54
Tabla N°11. Escenario N°1 - Avenida o Crecida de caudal	55
Tabla N°12. Escenario N°1 - Estiaje o Bajo Caudal	56
Tabla N°13. Tensiones en barras – Año 2018 Avenida Sin Proyecto	57
Tabla N°14. Cargabilidad en Transformadores– Año 2018 Avenida Sin Proyecto	57
Tabla N°15. Cargabilidad en líneas – Año 2018 Avenida Sin Proyecto	58
Tabla N°16. Tensiones en barras – Año 2018 Avenida con Proyecto	58
Tabla N°17. Cargabilidad en Transformadores– Año 2018 Avenida Con Proyecto	59
Tabla N°18. Cargabilidad en líneas – Año 2018 Avenida con Proyecto	59
Tabla N°19. Tensiones en barras – Año 2018 Estiaje Sin Proyecto	60
Tabla N°20. Cargabilidad en líneas – Año 2018 Estiaje Sin Proyecto	61
Tabla N°21. Cargabilidad en Transformadores – Año 2018 Estiaje Sin Proyecto.....	61
Tabla N°22. Tensiones en barras – Año 2018 Estiaje con Proyecto	62
Tabla N°23. Cargabilidad en líneas – Contingencias Año 2018 Estiaje con Proyecto	63
Tabla N°24. Cargabilidad en los Transformadores – Contingencias Año 2018 Estiaje con Proyecto	63
Tabla N°25. Capacidades de apertura de interruptores	64
Tabla N°26. Corrientes de falla Trifásicas, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Sin Proyecto	65
Tabla N°27. Corrientes de Corto Circuito Monofásico, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Sin Proyecto	66
Tabla N°28. Corrientes de Corto Circuito Bifásico, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Sin Proyecto	66
Tabla N°29. Corrientes de Corto Circuito bifásico a Tierra, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Sin Proyecto	66

Tabla N°30. Corrientes de Corto Circuito Trifásico, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Con Proyecto	67
Tabla N°31. Corrientes de Corto Circuito Monofásico, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Con Proyecto	68
Tabla N°32. Corrientes de Corto Circuito Bibásico, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Con Proyecto	68
Tabla N°33. Corrientes de Corto Circuito bifásico a Tierra, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Con Proyecto	69
Tabla N°34. Corrientes de falla Trifásicas, Máxima Demanda en Estiaje 2018 - Sin Proyecto.....	75
Tabla N°35. Corrientes de Corto Circuito Monofásico, Máxima Demanda en Estiaje 2018 - Sin Proyecto	75
Tabla N°36. Corrientes de Corto Circuito Bifásico, Máxima Demanda en Estiaje 2018 - Sin Proyecto	76
Tabla N°37. Corrientes de Corto Circuito bifásico a Tierra, Máxima Demanda en Estiaje 2018 - Sin Proyecto	76
Tabla N°38. Corrientes de falla Trifásicas, Máxima Demanda en Estiaje 2018 - Con Proyecto	77
Tabla N°39. Corrientes de Corto Circuito Monofásico, Máxima Demanda en Estiaje 2018 - Con Proyecto	77
Tabla N°40. Corrientes de Corto Circuito Bibásico, Máxima Demanda en Estiaje 2018 - Con Proyecto	78
Tabla N°41. Corrientes de Corto Circuito bifásico a Tierra, Máxima Demanda en Estiaje 2018 - Con Proyecto	78
Tabla N°42. Tiempos de intervalos mínimos para Coordinación	86
Tabla N°43. Modelamiento de interruptores.....	87
Tabla N°44. Parámetros de Modelamiento de Red Equivalente.	88
Tabla N°45. Estado de ajustes de relés ante falla de fase.....	90
Tabla N°46. Estado de ajustes de Relés ante falla a tierra	92
Tabla N°47. Categorías de Arco Electrico	94
Tabla N°48. Parámetros de Modelamiento de Red Equivalente.	95
Tabla N°49. Distancia entre conductores o barras para equipos.....	96
Tabla N°50. Aproximación límite para conductores móviles expuestos o para partes fijas.....	97
Tabla N°51. Aproximación restringida y prohibida de exposición a partes vivas con riesgo a shock	97
Tabla N°52. Resultados de estudio de Arco Eléctrico.	99

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO TEÓRICO

1.1. TÍTULO

“ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA DE LA NUEVA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ANGEL I, II Y III EN INTERCONEXIÓN CON EL SEIN, MEDIANTE EL SOFTWARE ETAP”

1.2. UBICACIÓN DEL PROYECTO

La nueva línea de transmisión será construida en las Zonas de Selva Alta del Perú, en el departamento de Puno, Provincia de Carabaya, Distrito de Ollaechoa con altitudes de acuerdo al recorrido que varían entre 2000 – 2700 msnm, aproximadamente en la cota 2 528 msnm, en la margen izquierda del río Chiamayo



Figura N°1. Mapa de la Regional de Puno

Fuente: <http://www.regionpuno.gob.pe>

Autor: COER



Figura N°2. Área del Proyecto Central Hidroeléctrica Ángel I, II y III

Fuente: Google Maps

Autor: Propia

1.3. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

En vista del crecimiento acelerado del Sistema Interconectado Nacional, debido a la aparición de grandes consumidores de energía, y en busca de mantener la estabilidad del sistema, se está interconectando al SEIN nuevas Centrales Eléctricas con el fin de satisfacer la demanda generada por los usuarios.

Como parte de este crecimiento y en respuesta al aumento de la demanda en nuestro país, se están construyendo nuevas Centrales Eléctricas que inyectarán energía, en puntos de la red donde ya circula esta, produciendo inestabilidad en la red y en las nuevas centrales.

1.4. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Como parte de este crecimiento y en respuesta al aumento de la demanda en nuestro país, se ha construido la nueva Central Hidroeléctrica Ángel I, II y III, a ser ubicadas

en el Distrito de Ollahecha, Provincia de Carabaya, Departamento de Puno, República del Perú.

La potencia a ser generada por la C.H. Ángel I, Ángel II y Ángel III es de 60 MW, esta energía será inyectada a la red, en un punto de una línea ya existente de la red donde ya circula energía, pudiendo generar inestabilidad en la nueva central, en la red, y en las zonas de generación y distribución alrededor de esta nueva Central.

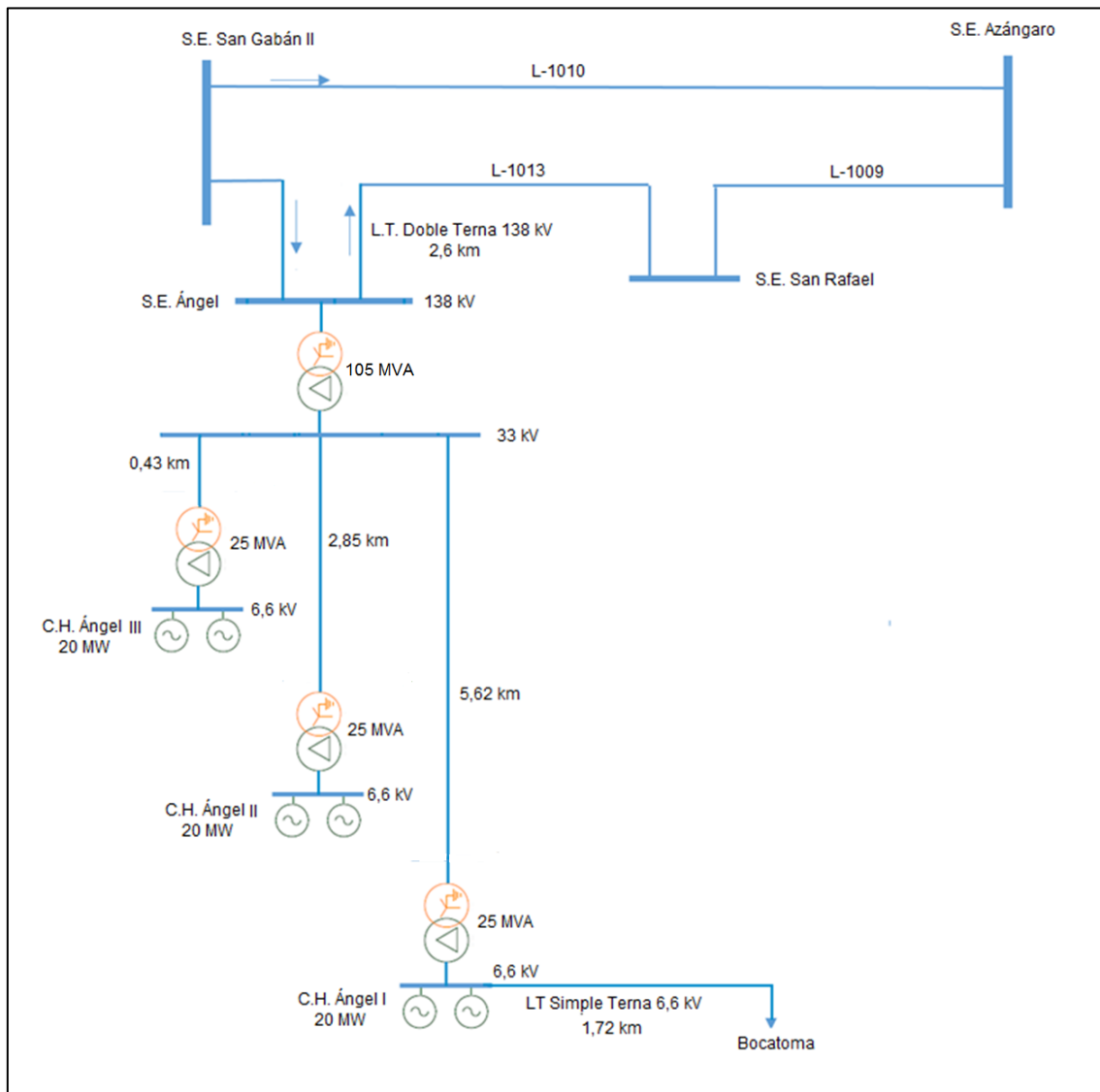


Figura N°3. Diagrama Unifilar del COES con Proyecto

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez, Erick

1.5. ANTECEDENTES

Previo al inicio de esta simulación y análisis de este proyecto con el Software de Análisis Eléctrico ETAP, se realizó la búsqueda de información de trabajos similares en internet o que den referencia a lo que se desea desarrollar, teniendo como referencia el proyecto de investigación y simulación presentado en la Carrera de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Escuela Politécnica Nacional del Ecuador, que lleva como título “Análisis de la Interconexión de la Central Hidroeléctrica Abanico al Sistema Nacional Interconectado” siendo los autores Andrés Mauricio Guerrero Paredes. En dicha investigación, se pretende análisis y simular mediante el programa Power Factory DIGSILENT el Estado de Flujo de potencia de la Nueva Central después de interconectarse al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

1.6. OBJETIVOS

1.6.1. OBJETIVO PRINCIPAL

Realizar el análisis del estudio de flujos de potencia para la línea interna de la nueva Central Hidroeléctrica Ángel I, II y III con interconexión al SEIN, mediante ETAP.

1.6.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

El presente estudio tiene como objetivo los siguientes aspectos:

1. Evaluar las características de regulación de tensión en la red bajo distintas condiciones de carga.
2. Determinar el estudio de Corto Circuito.
3. Determinar el estudio de Coordinación de Protecciones.
4. Determinar el estudio de Arco Eléctrico.

1.7. HIPÓTESIS

Es posible realizar el análisis de flujo de potencia para la nueva Central Hidroeléctrica Ángel I, II y III, por medio de los Software de Análisis Eléctrico ETAP o Power Factory V15 de DigSilent.

1.8. VARIABLES

1.8.1. VARIABLE DEPENDIENTE

a) Indicadores:

- Generación de potencia activa inyectada al sistema por la central Hidroeléctrica.
- Generación de potencia reactiva inyectada al sistema por la central Hidroeléctrica.

b) Índices:

- Medición de la potencia activa generada.
- Medición de la potencia reactiva generada.

1.8.2. VARIABLE INDEPENDIENTE

Indicadores

- Tensión del Sistema
- Frecuencia del Sistema
- Datos de los parámetros de la Central Hidroeléctrica

Índices

- Medición de la tensión del sistema, antes, durante y después.

1.9. VIABILIDAD DE LA INVESTIGACION

1.9.1. VIABILIDAD TECNICA

El desarrollo del presente trabajo tomará como modelo los diferentes estudios de flujo de potencia en otras centrales

Se utilizará la herramienta computacional ETAP para realizar cálculos de flujo de potencia, análisis de transitorios, protecciones eléctricas y arco eléctrico.

1.9.2. VIABILIDAD OPERATIVA

En la actualidad se cuenta con información de la etapa del proyecto de la Central de Generación y de la línea, así como información de la generación que se ha ido inyectado al sistema hasta el momento

Además de contar con el archivo Power Factory DigSilent de modelamiento del SEIN, descargado de la página web del COES.

1.10. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN

1.10.1. JUSTIFICACION

El desarrollo del presente trabajo de investigación es necesario para lograr determinar la buena operatividad de las nuevas Central Hidroeléctricas y que no ocurran inconvenientes en el transcurso de los años.

1.10.2. IMPORTANCIA

Los resultados obtenidos serán de vital importancia en la planificación y diseño de los futuros proyectos de expansión del sistema de potencia; así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas ya existentes.

1.11. ALCANCES Y LIMITACIONES

1.11.1. ALCANCE

La presente investigación se realizará únicamente para el Sistema de Transmisión de 138kV y 33Kv que va desde la C.H. Ángel III hasta la S.E. Ángel, para luego interconectarse con la línea 1013 ya existente.

1.12. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación se realizará en base al método científico, el cual tiene como etapas la observación, planteamiento de objetivos, hipótesis, resultados sistematizados estudiados y finalmente las conclusiones. Dicho método permitirá realizar una investigación y análisis en forma ordenada y con resultados satisfactorios.

1.13. NORMA APLICABLE

- Código Nacional de Electricidad Suministros 2011. (Ministerio de Energía y Minas, 2011)
- DGE 2002-02-11.- R.M. N° 091-2002-EM/VME Terminología en electricidad. (Ministerio de Energía y Minas, 2002)

- IEEE Std 141 - 1993 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. (Silva, 1993)
- NTCSE 1997-10-09.- D. S. N° 020-97-EM. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. (Osinerg, 1997)
- IEEE Std 399 - 1997 Recommended Practice for Industrial and commercial Power Systems Analysis. (IAS/ICPS PSE - Power Systems Engineering, 1997)
- IEC 60099-5. (International Electrotechnical Commission, 2018)
- IEC (60909 2001 y 609 1988). (Alvarado, 2001)
- IEC 60439-1: Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 1. Edition 4.1 2004. (International Electrotechnical Commission, 2004)
- ANSI (C37.010 1999 y C37.010 1979). (IEEE, 2017)
- IEC 60071-2 Insulation coordination. (International Electrotechnical Commission, 2018)
- NFPA 70 National Electric Code (NEC) 2011 Edition. (National Electrical Code , 2011)

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. CONCEPTOS BÁSICOS

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es el conjunto de centrales generadoras, de líneas de transmisión interconectadas entre sí y de sistemas de distribución esenciales para el consumo de energía eléctrica.

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está formado por tres partes principales: generación, transmisión y distribución; tal como se muestra en la Figura 4. (Montes de Oca, 2014, pág. 2)

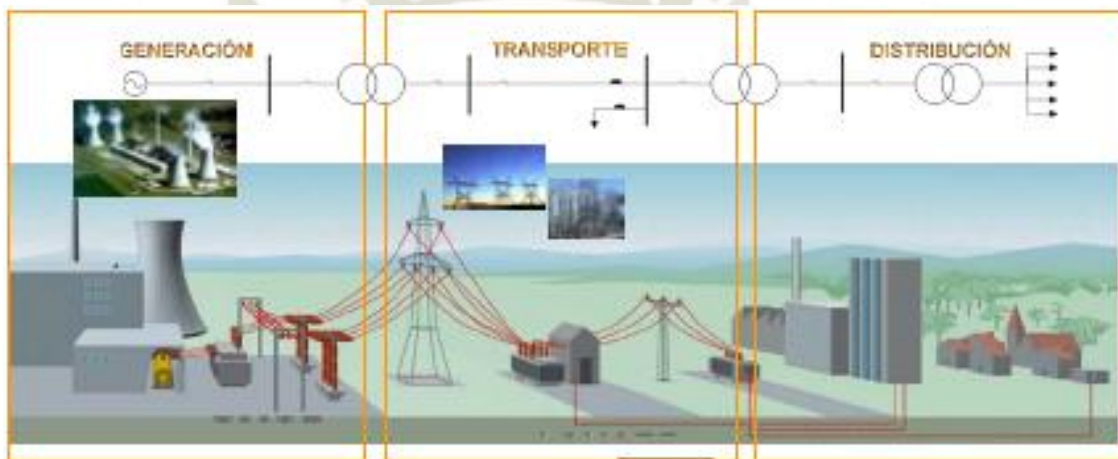


Figura N°4. Partes de un Sistema Eléctrico de Potencia

Fuente: Introducción a Sistema de Potencia

Autor: Amílcar Montes de Oca

2.1.1. SISTEMA DE GENERACIÓN

La generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía (química, cinética, térmica o lumínica, entre otras), en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Estas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico. La generación eléctrica se realiza, básicamente, mediante un generador; si bien estos no difieren entre sí en cuanto a su principio de funcionamiento, varían en función a la forma en que se accionan. (Venegas & Contreras, pág. 2)

Explicado de otro modo, difiere en qué fuente de energía primaria utiliza para convertir la energía contenida en ella, en energía eléctrica.

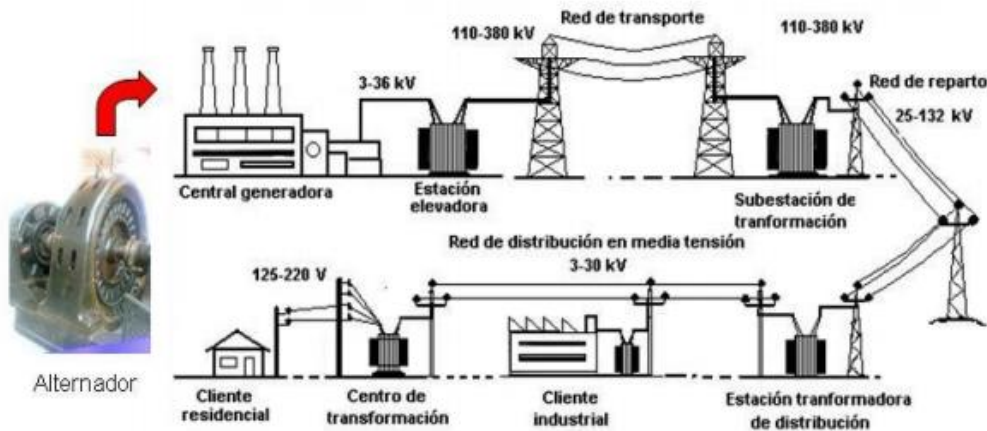


Figura N°5. Sistemas de distribución de la Energía

Fuente: Introducción a Sistema de Potencia

Autor: Amílcar Montes de Oca

Desde que se descubrió la corriente alterna y la forma de producirla, se ha llevado a cabo una inmensa actividad tecnológica para llevar la energía eléctrica a todos los lugares habitados del mundo, por lo que, junto a la construcción de grandes y variadas centrales eléctricas, se han construido sofisticadas redes de transporte y sistemas de distribución. Sin embargo, el aprovechamiento ha sido y sigue siendo muy desigual en todo el planeta. Así, los países industrializados o del primer mundo son grandes consumidores de energía eléctrica, mientras que los países en vías de desarrollo apenas disfrutan de sus ventajas.

Por otro lado, el sistema de generación es la parte básica del sistema de potencia, ésta se encarga de entregar la energía eléctrica al sistema, esto a partir de la transformación de distintos tipos de energía primaria. Los conjuntos de unidades generadores reciben el nombre de centrales o plantas de generación, siendo su tarea tomar una fuente primaria de energía y convertirla en energía eléctrica. El tipo de central de generación y su ubicación dependen de las

condiciones físicas de la fuente primaria de utilización. La selección del tipo de central de generación eléctrica se realiza por criterios técnicos y económicos, siendo estos últimos de mayor importancia. Se refiere a que depende del tipo de energía primaria que se disponga se va a utilizar el tipo de central de generación adecuado al mismo. (Casanella, 2019) Ejemplo: si la fuente de energía primaria es el viento en campo abierto, se utiliza la central de generación eólica, o por otro lado, si es el agua, se utiliza una central de generación hidroeléctrica. Ahora, según el tipo de servicios q hayan de prestar las centrales eléctricas, éstas se pueden clasificar en:

- Central principal: Destinada a suministrar la mayor parte de la energía en forma continua, son de gran potencia y utilizan generalmente como maquinas motrices las turbinas hidráulicas de gas o a vapor.
- Centrales de puntas: Exclusivamente proyectadas para cubrir las demandas de energía eléctrica en las horas –punta en dichas horas – punta, se ponen en marcha y trabajan en paralelo con la central principal. Si la central de base es de pequeña potencia, se utilizan grupos electrógenos siendo su máquina motriz un motor de explosión, si la central de base es mayor, se utilizan generalmente pequeñas centrales con motor diésel.
- Central de Reserva: Tienen por objeto sustituir total o parcialmente a las centrales hidráulicas de base en caso de escasez de agua o avería de algún elemento del sistema eléctrico.
- Centrales de emergencias: Tienen igual cometido que las centrales de reserva, pero las instalaciones de conjunto de aparatos y maquinas son móviles y pueden desplazarse al lugar donde sean necesarios sus servicios, además son de pequeña potencia.
- Central de acumulación: Son siempre hidroeléctricas. Se aprovecha el sobrante de una central hidroeléctrica en las horas de baja demanda, para elevar el agua de un rio mediante bombas centrifugas accionadas por los alternadores de la central. (Iparraguirre, 2017, pág. 1)

Existe una gran diversidad de métodos para generar energía eléctrica, a acuerdo a la forma de energía primaria a transformar se pueden distinguir los tipos siguientes: Las clásicas:

- **Generación térmica:** Una central termoeléctrica es un lugar empleado para la generación de energía eléctrica a partir de calor. Este calor puede obtenerse tanto de la combustión, de la fisión nuclear del uranio u otro combustible nuclear, del sol o del interior de la Tierra. Las centrales que en el futuro utilicen la fusión también serán centrales termoeléctricas. Los combustibles más comunes son los combustibles fósiles, sus derivados (gasolina, gasóleo), bio-carburantes, residuos sólidos urbanos, metano generado en algunas estaciones depuradoras de aguas residuales.
- **Generación nuclear:** Una central o planta nuclear o atómica es una instalación industrial empleada para la generación de energía eléctrica a partir de energía nuclear. Se caracteriza por el empleo de combustible nuclear fisiónable que mediante reacciones nucleares proporciona calor que a su vez es empleado, a través de un ciclo termodinámico convencional, para producir el movimiento de alternadores que transforman el trabajo mecánico en energía eléctrica. Estas centrales constan de uno o más reactores.
- **Generación hidráulica:** es aquella que se utiliza para la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central. El agua se lleva por una tubería de descarga a la sala de máquinas de la central, donde mediante enormes turbinas hidráulicas se produce la electricidad en alternadores. Las dos características principales de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de su capacidad de generación de electricidad son:
 - **La potencia**, que es función del desnivel existente entre el nivel medio del embalse y el nivel medio de las aguas debajo de la central, y del caudal máximo turbinable, además de las características de la turbina y del generador.
 - **La energía**, garantizada en un lapso determinado, generalmente un año, que está en función del volumen útil del embalse, de la pluviometría anual y de la potencia instalada. (Mataix, 1982)

La potencia de una central hidroeléctrica puede variar desde unos pocos MW, hasta varios GW. Hasta 10 MW se consideran mini-centrales. En China se encuentra la mayor central hidroeléctrica del mundo (la Presa de las Tres

Gargantas), con una potencia instalada de 22.500 MW. La segunda es la Represa de Itaipú (que pertenece a Brasil y Paraguay), con una potencia instalada de 14.000 MW en 20 turbinas de 700 MW cada una. (Martínez, 2009, pág. 11)

Esta forma de energía posee problemas medioambientales al necesitar la construcción de grandes embalses en los que acumular el agua, que es sustraída de otros usos, incluso urbanos en algunas ocasiones. Alternativas:

- Generación por Biomásas
- Generación eólica.
- Generación solar.
- Generación mareomotriz.
- Generación geométrica.
- Generación magneto hidrodinámica.

2.1.2. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas. Para ello, los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando que para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar la tensión se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por efecto Joule.



Figura N°6. Torre de Transmisión

Fuente: Líneas de Transmisión

Autor: Nicolás Largo Zevallos

Con este fin se reemplazan subestaciones elevadoras en las cuales dicha transformación se efectúa empleando transformadores, o bien autotransformadores. De esta manera, una red de transmisión emplea usualmente voltajes del orden de 220 kV y superiores, denominados alta tensión, de 400 o de 500 kV. Parte de la red de transporte de energía eléctrica son las líneas de transporte.

Una línea de transporte de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por el elemento conductor, usualmente cables de acero, cobre o aluminio, como por sus elementos de soporte, las torres de alta tensión. Generalmente se dice que los conductores "tienen vida propia" debido a que están sujetos a tracciones causadas por la combinación de agentes como el viento, la temperatura del conductor, la temperatura del viento, etc. Existen una gran variedad de torres de transmisión como son conocidas, entre ellas las más importantes y más usadas son las torres de amarre, la cual debe ser mucho más fuertes para soportar las grandes tracciones generadas por los elementos antes mencionados, usadas generalmente cuando es necesario dar un giro con un ángulo determinado para cruzar carreteras, evitar obstáculos, así como también

cuando es necesario elevar la línea para subir un cerro o pasar por debajo/encima de una línea existente. Existen también las llamadas torres de suspensión, las cuales no deben soportar peso alguno más que el del propio conductor. Este tipo de torres son usadas para llevar al conductor de un sitio a otro, tomando en cuenta que sea una línea recta, que no se encuentren cruces de líneas u obstáculos. (Lizana, J., 2014)



Figura N°7. Subestación

Fuente: Líneas de Transmisión

Autor: Nicolás Largo Zevallos

2.1.3. SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

El término de sistemas de distribución, tal vez no esté perfectamente definido internacionalmente; sin embargo, comúnmente se acepta que es el conjunto de instalaciones desde 120 Volts hasta tensiones de 34.5 kV encargadas de entregar la energía eléctrica a los usuarios a los niveles de tensión normalizados y en las condiciones de seguridad exigidas por los reglamentos.

Los sistemas de distribución, ya sea que pertenezcan a empresas privadas o estatales, deben proyectarse de modo que puedan ser ampliados progresivamente, con escasos cambios en las construcciones existentes tomando en cuenta ciertos principios económicos, con el fin de asegurar un servicio adecuado y continuo para la carga presente y futura al mínimo costo de operación. (Montes de Oca, 2014, pág. 16)

En el Perú se tiene los siguientes niveles de tensión normalizados:

BAJA TENSION	MEDIA TENSION	ALTA TENSION	MUY ALTA TENSION
380/220 V	20.0 kV	60 kV	500 kV
440/220 V	22.9 kV	138 kV	
	33.0 kV	220 kV	
	22.9/13.2 kV		
	33/19 kV		

Tabla N°1. Niveles de Tensión

Fuente: Código Nacional de Energía

Autor: Ministerio de Energía y Minas

Los principales elementos componentes de un sistema de distribución son:

- a) Alimentadores primarios de distribución.
- b) Transformadores de distribución.
- c) Alimentadores secundarios.
- d) Acometidas.
- e) Equipo de medición

2.1.3.1. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En función de su construcción estos se pueden clasificar en:

- **Sistemas aéreos**, estos sistemas por su construcción se caracterizan por su sencillez y economía, razón por la cual su utilización está muy generalizada.

Los sistemas aéreos están constituidos por transformadores, seccionadores, pararrayos, cortacircuitos fusibles, cables desnudos, etc. los que se instalan en postes o estructuras de distintos materiales.

La configuración más sencilla para los sistemas aéreos es del tipo arbolar, la cual consiste en conductores desnudos de calibre grueso en el principio

de la línea y de menor calibre en las derivaciones a servicios o al final de la línea. Cuando se requiere una mayor flexibilidad y continuidad del servicio es posible utilizar configuraciones más elaboradas.

Los movimientos de carga se llevan a cabo con juegos de seccionadores de operación con carga, que son instaladas de manera conveniente para efectuar maniobras tales como: trabajos de emergencia, ampliaciones del sistema, conexión de nuevos servicios, etc.

En servicios importantes tales como: Hospitales, edificios públicos, fábricas que por la naturaleza de su proceso de producción no permiten la falta de energía eléctrica en ningún momento; se instalan dos circuitos aéreos, los cuales pueden pertenecer a la misma subestación de distribución, o de diferentes subestaciones, esto se realiza independientemente a que la mayoría de estos servicios cuentan con plantas de emergencia con capacidad suficiente para alimentar sus áreas más importantes.

- **Sistemas subterráneos**, estos sistemas se construyen en zonas urbanas con alta densidad de carga y fuertes tendencias de crecimiento, debido a la confiabilidad de servicio y la limpieza que estas instalaciones proporcionan al paisaje. Naturalmente, este aumento en la confiabilidad y en la estética involucra un incremento en el costo de las instalaciones y en la especialización del personal encargado de construir y operar este tipo de sistema.

Los sistemas subterráneos están constituidos por transformadores tipo interior o sumergible, cajas de conexión, interruptores de seccionamiento, interruptores de seccionamiento y protección, cables aislados, etc.: los que se instalan en locales en interior de edificios o en bóvedas, registros y pozos construidos en banquetas.

- **Sistemas mixtos**, este sistema es muy parecido al sistema aéreo, siendo diferente únicamente en que los cables desnudos sufren una transición a cables aislados. Dicha transición se realiza en la parte alta del poste y el cable aislado es alojado en el interior de ductos para bajar del poste hacia un registro o pozo y conectarse con el servicio requerido.

Este tipo de sistema tiene la ventaja de eliminar una gran cantidad de conductores, favoreciendo la estética del conjunto, disminuyendo notablemente el número de fallas en el sistema de distribución y por ende aumentando la confiabilidad del mismo. (Montes de Oca, 2014, págs. 17-19)

2.2. ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESTADO ESTACIONARIO

En esta etapa se realiza el análisis de la operación del sistema en condiciones normales de operación, para los bloques horarios de demanda máxima, media y mínima esperadas en el corto - mediano plazo dependiendo del horizonte de análisis que se defina.

A partir de flujos de carga que reflejan las condiciones operativas extremas que pueden tener lugar en el sistema, se busca identificar problemas en la red tales como sobrecargas en transformadores o líneas, bajos o altos perfiles de tensión en la zona de influencia del proyecto que puedan influenciar en las protecciones.

Posteriormente, se simulan contingencias, con lo cual es posible identificar los eventos con efectos severos para el sistema debiendo garantizar la correcta actuación del esquema de protección.

2.3. FLUJO DE CARGA O POTENCIA

El problema del flujo de carga es calcular las magnitudes de voltaje y ángulo de fase en cada bus de una red eléctrica de potencia en condiciones de estado estable. Los estudios de flujo de carga normalmente llamados estudios de flujo de potencia, son sumamente importantes para el diseño, planificación y control de los sistemas eléctricos de potencia, partiendo del diagrama unifilar y los datos de entrada de buses, líneas de transmisión y transformadores.

Los buses están relacionados con cuatro variables de estado: magnitud de voltaje V_k , ángulo de fase δ_k , potencia activa P_k , y potencia reactiva Q_k , que para un bus k se especifican como datos de entrada o incógnitas en pareja y en valores por unidad (p.u.), para la aplicación del algoritmo de flujo de carga, donde por conveniencia la potencia es separada en generación (G) y carga (L).

Un bus k puede clasificarse como:

- a) **Bus de compensación:** Solo hay un bus de compensación para todo el sistema, al que regularmente se asigna el número uno. El bus de compensación es una referencia para la cual $V_1 \angle \delta_1$ es generalmente $1.0 \angle 0^\circ$ como dato de entrada.
- b) **Bus de Carga:** Este tipo de bus se denomina PQ, para el cual P_k y Q_k son datos de entrada y el algoritmo de flujo de carga calcula V_k y δ_k . Cuando un bus PQ no tiene generación la potencia del bus k es negativa $P_k = -P_{Lk}$, de la misma forma que pudiera ser la potencia reactiva $Q_k = -Q_{Lk}$.
- c) **Bus de voltaje controlado:** Este bus recibe el nombre PV, donde P_k y V_k son datos de entrada y el algoritmo de flujo de carga calcula Q_k y δ_k . Como ejemplos de este tipo de bus se pueden mencionar los que están conectados a generadores, capacitores en derivación desmontables, sistemas de compensación estática VAR y transformadores con cambiadores de tap.

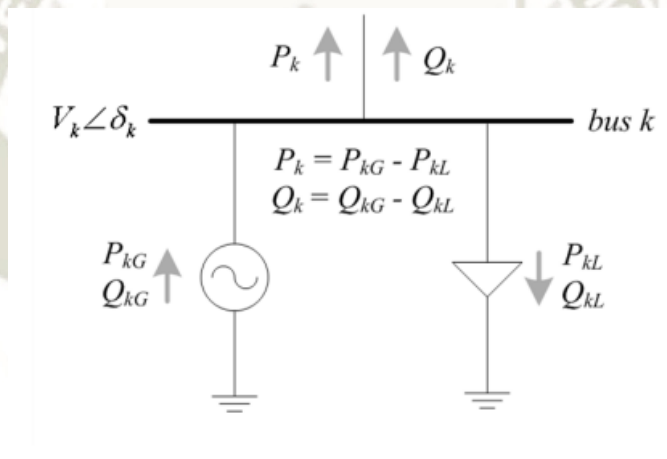


Figura N°8. Variables V_k , δ_k , P_k , Q_k .

Fuente: Modelado y Operación de Líneas de Transmisión

Autor: Lino Coria Cisneros

Las variables de bus se muestran en la Figura 8 mientras las líneas de transmisión y transformadores se representan por los circuitos equivalentes mostrados en la Figura 9, cuyos valores de impedancias y admitancias se exponen también en valores por unidad. (Coria, 2014, págs. 135-142)

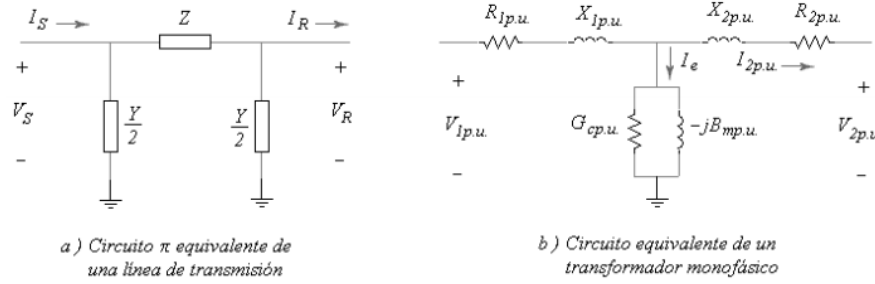


Figura N°9. Modelo de línea de transmisión y transformador

Fuente: Modelado y Operación de Líneas de Transmisión

Autor: Lino Coria Cisneros

2.3.1. ECUACIONES DE FLUJO DE CARGA

La potencia inyectada a un bus k , S_k , está dada por la ecuación $S_k = V_k \cdot I_k$, donde I_k es la corriente neta inyectada al bus. Esta corriente se compone de una corriente que circula por la rama en derivación Y_d y otra por la rama serie Z_{se} . En el caso del sistema de la Figura 9, la corriente por la rama en derivación será $V_1 Y_d$, mientras que para la rama serie $(V_1 - V_2) Y_{se}$; donde Y_{se} es el inverso de Z_{se} y B_d el inverso de Y_d .

Si se suma la corriente de la rama en derivación y la corriente de la rama serie para el bus 1 obtenemos la expresión de la corriente total:

$$I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} = V_1 Y_d + (V_1 - V_2) Y_{se} = Y_{11} V_1 + Y_{12} V_2$$

donde se asume que $Y_{11} = Y_d + Y_{se}$; $Y_{12} = Y_{21} = -Y_{se}$ y $Y_{22} = Y_d + Y_{se}$.

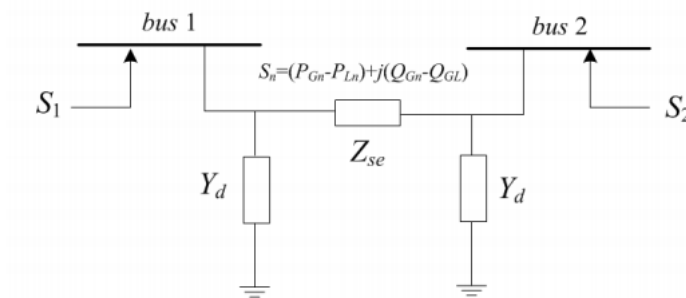


Figura N°10. Sistema de dos buses

Fuente: Modelado y Operación de Líneas de Transmisión

Autor: Lino Coria Cisneros

Relacionando la ecuación anterior con la matriz de admitancias nodales Y_{bus} para el sistema de la Figura 10, podemos definir las variables de nodo:

$$I_{bus} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad V_{bus} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix}$$

Donde I_{bus} representa el vector de corrientes, V_{bus} el vector de voltajes y Y_{bus} la matriz de admitancias, que de forma compacta se escribe:

$$V_{bus} = Z_{bus} * I_{bus}$$

y la matriz de impedancias de bus

$$Z_{bus} = Y_{bus}^{-1} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix}$$

La ecuación matricial es lineal lo que implica que la red eléctrica modelada es lineal. Sin embargo en realidad son las potencias y no las corrientes lo que se conoce, por lo se reescribe en la siguiente ecuación.

$$S_1 = P_1 - jQ_1 = Y_{11}V_1V_1^* + Y_{12}V_2V_1^*$$

$$S_2 = P_2 - jQ_2 = Y_{21}V_1V_2^* + Y_{22}V_2V_2^*$$

Fundamentalmente, esta ecuación representa el flujo de carga del sistema de la Figura 8, sin embargo para un sistema con n buses se tiene:

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k$$

(Coria, 2014, págs. 142-151)

2.3.2. ALGORITMOS DE FLUJO DE CARGA

Los métodos de solución para el problema de flujo de carga se orientan por aspectos como el análisis y evaluación de seguridad, estudios de reconfiguración de las redes de transmisión, localización de capacitores, evaluación condiciones iniciales en estudios de fallas, entre otros. Cada estudio requiere una buena combinación de tipos de solución, exacta, ajustable, en línea y de propiedades de los métodos, simplicidad, versatilidad, confiabilidad; a fin de encontrar resultados adecuados a las necesidades propias del problema y en tiempos de solución que permitan analizarlos.

Los métodos iterativos de Gauss y Gauss-Seidel que utilizan la matriz de admitancias nodal, han resultado adecuados para resolver el problema de flujo de carga pues ocupan poca memoria para cálculos, pero presentan problemas de convergencia lenta y en varios casos divergencia

Las propiedades de convergencia del método de Newton-Raphson son superiores que las de los métodos iterativos de Gauss, pero presenta la desventaja de requerir más espacio de memoria. Sin embargo, estos métodos numéricos no son inequívocos para resolver el problema de flujo de carga, por lo que la búsqueda de algoritmos alternativos más eficientes y confiables continúa. Pueden mencionarse como métodos especiales los derivados del Newton-Raphson y los tipos de soluciones que se obtienen en estudios de flujo de carga convencionales, entre los que pueden mencionarse los métodos de segundo orden, los que calculan factores de aceleración óptimos de

convergencia, y en este mismo sentido, los métodos de continuación con aplicaciones en la solución del problema de estabilidad de voltaje.

2.3.2.1. MÉTODO ITERATIVO DE GAUSS-SEIDEL

Suponiendo un vector inicial cercano a las posibles soluciones del sistema, el método iterativo de Gauss-Seidel se utiliza para obtener un valor mejorado del vector solución actualizando sus valores en cuanto se procede con su algoritmo. Para explicar éste método se tomará un sistema que contiene únicamente buses del tipo PQ y el bus compensador para posteriormente extenderlo a buses PV. Las ecuaciones de voltaje de bus V_{bus} , se expresan en función de los voltajes de buses vecinos a cada bus y su potencia inyectada.

A partir de la ecuación anterior para el i -ésimo bus se tiene,

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* I_i$$

De lo anteriormente expuesto puede deducirse que:

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \right] \quad i = 2, \dots, n \quad k \neq i \quad k \in i$$

En esta última ecuación es importante notar que existe un término en la sumatoria para cada valor de i , menos para $i=k$, que corresponde al índice del voltaje despejado. Además, se supone que el índice correspondiente al bus de compensación es 1, por lo que se ha sido excluido del rango de dicho índice. También hay que observar que los valores que toma k , corresponden a buses que están conectados al bus i , así aun cuando el rango se especifica como $i=2, \dots, n$, no necesariamente dicho índice incluirá los valores que se muestran.

Secuencialmente para el cálculo de la solución de las variables se usa el valor más reciente de las otras variables (voltajes) en función de las cuales esta expresada cada una, además para el bus compensador la magnitud y el ángulo de voltaje son especificados.

Entonces, el método iterativo de Gauss-Seidel para la r -ésima iteración puede resumirse de la siguiente forma:

$$V_i^{(r+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{(V_i^{(r)})^*} - \sum_{k=1}^{i-1} Y_{ik} V_k^{(r+1)} - \sum_{k=i+1}^n Y_{ik} V_k^{(r)} \right]; \quad i=2, \dots, n; \quad k \neq i; \quad k \in i$$

Tomando en cuenta que de momento únicamente existen buses PQ y compensador, los pasos que caracterizan el algoritmo de Gauss-Seidel para flujo de carga son:

Paso 1: Con la demanda P_{Di} , Q_{Di} conocida, si existen buses con generadores conectados se deben especificar las potencias generadas P_{Gi} , Q_{Gi} , para conocer la inyección de potencia en todos los buses PQ.

Paso 2: Ensamblar la matriz Y_{bus} . En el análisis de flujo de carga se usa solamente la red de secuencia positiva, por lo que no existen elementos acoplados magnéticamente en dicha red.

Paso 3: Cálculo iterativo de los voltajes de bus. Para iniciar el proceso iterativo, suponemos un conjunto inicial de valores de voltajes. Es práctica común suponer lo que se denomina inicio plano, que consiste en suponer un valor inicial de los voltajes de 1.0 por unidad en magnitud y un ángulo de 0° (cero grados). Lo anterior se debe a que la dispersión de voltajes no es significativa puesto que los valores son cercanos al nominal y sus ángulos pequeños.

Paso 4: Cálculo de la potencia del bus de compensación. Con los voltajes obtenidos en el paso 3 y V_1 conocido obtenemos:

$$P_1 - jQ_1 = V_1^* \sum_{k=1}^n Y_{1k} V_k$$

Paso 5: Cálculo del flujo en las líneas. Este es el último y muy importante paso de la solución del flujo de carga, pues además de proporcionar los flujos en todos los elementos de transmisión, permite calcular las pérdidas totales provocadas por dichos elementos.

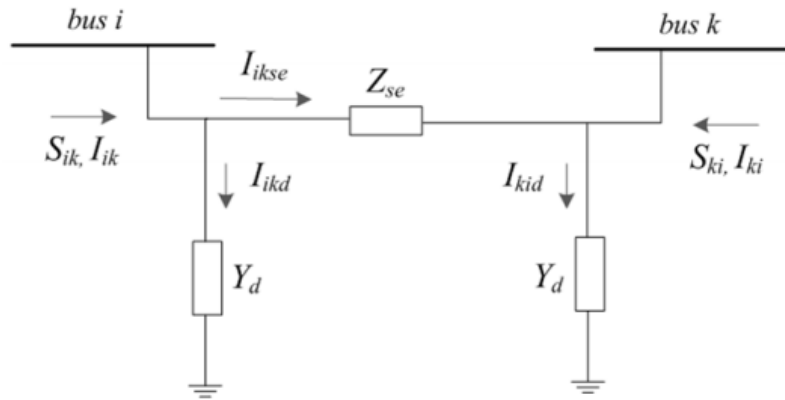


Figura N°11. Flujo de carga en las líneas de transmisión entre buses i, k

Fuente: Modelado y Operación de Líneas de Transmisión

Autor: Lino Coria Cisneros

La corriente alimentada por el bus i para la línea i-k de la Figura 11 está dada por:

$$I_{ik} = I_{ikse} + I_{ikd} = (V_i - V_k)Y_{se} + V_i Y_d$$

la potencia alimentada por el bus i a la línea es,

$$S_{ik} = P_{ik} + jQ_{ik} = V_i I_{ik}^* = V_i (V_i^* - V_k^*) Y_{se} + V_i V_i^* Y_d$$

de forma similar, la potencia alimentada a la línea del bus k, será:

$$S_{ki} = V_k I_{ki}^* = V_k (V_k^* - V_i^*) Y_{se} + V_k V_k^* Y_d$$

Las pérdidas de potencia en el elemento de transmisión i-k equivalen a la suma de las potencias S_{ik} y S_{ki} , de tal manera que las pérdidas totales de transmisión serán igual a la suma de todos los flujos en las líneas

$$\text{pérdidas de línea} = \sum (S_{ik} + S_{ki}) \quad \forall i, k$$

(Coria, 2014, págs. 151-160)

2.3.2.2. MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON

Un sistema de ecuaciones linealizado se escribe en forma compacta:

$$[J]\tilde{C} = \tilde{D}$$

Donde “D” es el vector de desajustes, también llamado vector de residuos y representa la diferencia entre los términos independientes de cada ecuación y los calculados en función de las variables, y “J” la matriz Jacobiana de primeras derivadas parciales cuyos elementos son valores numéricos obtenidos al evaluarlas en los vectores de cada iteración.

Además, el vector “C” denominado vector de correcciones contiene los valores que se agregan a las incógnitas de la r-ésima iteración para mejorar el valor anterior en función del cual se calcularon dichos valores.

La formulación del Método de Newton-Raphson es directa porque en esencia el problema de flujo de carga consiste en calcular los voltajes nodales de la red, tomando en cuenta una serie de restricciones, que en su expresión más simple, consisten en inyecciones de potencia conocidas. Dichas inyecciones constituyen las variables, mientras que las funciones evaluadas en los valores de las incógnitas obtenidas en la r-ésima iteración son las expresiones de las potencias.

En otras palabras, los elementos de dicho vector de desajustes serán:

$$f(P_i) = P_i(\text{especificada}) - P_i(\text{calculada}) = \Delta P_i = 0$$

$$f(Q_i) = Q_i(\text{especificada}) - Q_i(\text{calculada}) = \Delta Q_i = 0$$

donde las expresiones que definen a P_i y Q_i están definidas por:

$$P_i = |V_i| \left| \sum_{k=1}^n |V_k| |Y_{ik}| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \right| \quad i = 1, 2, \dots, n$$

$$Q_i = -|V_i| \left| \sum_{k=1}^n |V_k| |Y_{ik}| \sin(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \right| \quad i = 1, 2, \dots, n$$

Por otro lado, el vector de correcciones está compuesto por $\Delta|V_i|$ y $\Delta\delta_i$. Con lo anterior podemos formular el problema de flujo de carga con el método de Newton-Raphson:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_m} & \frac{\partial P_i}{\partial |V_m|} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_m} & \frac{\partial Q_i}{\partial |V_m|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta |V_m| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix}$$

En la ecuación siguiente se muestran explícitamente los renglones que corresponden al bus i -ésimo en el vector de desajustes y su interacción con el bus m -ésimo en el vector de correcciones. Los elementos de la matriz Jacobiana muestran los elementos correspondientes a dicha interacción.

Si se supone que el número total de buses de un sistema es n , el número de buses PV es n_{pv} , y el número de buses PQ es n_{pq} , es posible observar que en el caso de los buses PQ se asignaran ambos elementos P_i y Q_i en el vector de desajustes ya que se conocen las inyecciones de potencia real y reactiva, al mismo tiempo la magnitud de voltaje y el ángulo aparecerán el vector de correcciones para este tipo de bus. Dado lo anterior nos damos cuenta que habrán dos ecuaciones para cada bus de este tipo; por otro lado en el caso de los buses PV únicamente se conoce la potencia activa inyectada al bus, apareciendo únicamente el desajuste de potencia activa en el vector de desajustes correspondiente. Además en este tipo de bus se conocen los ángulos de voltaje por lo que aparecerá el término correspondiente en el vector de correcciones. Tomando en cuenta lo anterior vemos que existirá únicamente una ecuación para este tipo de bus.

En base a la discusión anterior, el número de ecuaciones que constituyen el modelo matemático de flujo de carga con el método de Newton-Raphson será $2n_{pq}+n_{pv}$. Es obvio que para el bus compensador no es necesario escribir ecuaciones pues no se conocen las inyecciones de potencia y el voltaje de dicho bus no constituye incógnita.

El esquema anterior se conoce como formulación polar ya que las variables se expresan en forma polar. Existe otra enunciación denominada formulación rectangular, que está basada en la expresión de las variables del problema en forma rectangular, de ahí su nombre.

Sin embargo, esta última formulación no es tan popular como la formulación polar debida fundamentalmente a que esta es más eficiente, sin embargo es comúnmente utilizada para la aplicación del algoritmo de Gauss-Seidel.

Los valores que forman el vector de desajustes se obtienen como sigue,

$$\Delta P_i = P_i^{especificada} - \left| V_i \right| \sum_{k=1}^n \left| V_k \right| \left| Y_{ik} \right| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{especificada} - \left[-\left| V_i \right| \sum_{k=1}^n \left| V_k \right| \left| Y_{ik} \right| \sin(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \right]$$

Para definir la matriz Jacobiana se utiliza la ecuación 1.19.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \dots \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [J_1] & \dots & [J_2] \\ \dots & \dots & \dots \\ [J_3] & \dots & [J_4] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \dots \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (1.19)$$

El significado correspondiente de 1.19 es,

$$\begin{aligned} [J_1] &= \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right] \\ [J_2] &= \left[\frac{\partial P}{\partial |V|} \right] \\ [J_3] &= \left[\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right] \\ [J_4] &= \left[\frac{\partial Q}{\partial |V|} \right] \end{aligned} \quad (1.20)$$

La potencia activa se define,

$$\begin{aligned} P_i &= \sum_{k=1}^n \left| V_i \right| \left| V_k \right| \left| Y_{ik} \right| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \\ &= \left| V_i \right|^2 \left| Y_{ii} \right| \cos(\theta_{ii}) + \sum_{k=1, k \neq i}^n \left| V_i \right| \left| V_k \right| \left| Y_{ik} \right| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \\ &= \left| V_i \right|^2 G_{ii} + \sum_{k=1, k \neq i}^n \left| V_i \right| \left| V_k \right| \left| Y_{ik} \right| \cos(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \end{aligned} \quad (1.21)$$

Mientras la potencia reactiva:

$$\begin{aligned}
 Q_i &= - \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \text{Sen}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \\
 &= -|V_i|^2 |Y_{ii}| \text{Sen}(\theta_{ii}) - \sum_{k=1, k \neq i}^n |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \text{Sen}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \\
 &= -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{k=1, k \neq i}^n |V_i| |V_k| |Y_{ik}| \text{Sen}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i)
 \end{aligned} \tag{1.22}$$

Como se podrá observar, se ha separado por conveniencia el término $i=k$, así se tiene:

$$\begin{aligned}
 [J_1] : \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} &= -|V_i V_k Y_{ik}| \text{Sen}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad i \neq k \\
 \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} &= \sum_{k=1, k \neq i}^n |V_i V_k Y_{ik}| \text{Sen}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i)
 \end{aligned} \tag{1.23}$$

Donde los elementos $i \neq k$ son los elementos fuera de la diagonal de la submatriz jacobiana y el elemento $i=k$ es el elemento diagonal.

Los restantes elementos de la matriz jacobiana se calculan mediante las ecuaciones 1.24, 1.25 y 1.26

$$\begin{aligned}
 [J_2] : \frac{\partial P_i}{\partial |V_k|} &= |V_i Y_{ik}| \text{Cos}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad i \neq k \\
 \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} &= 2|V_i Y_{ii}| \text{Cos}(\theta_{ii}) + \sum_{k=1, k \neq i}^n |V_k Y_{ik}| \text{Cos}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i)
 \end{aligned} \tag{1.24}$$

$$\begin{aligned}
 [J_3] : \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} &= -|V_i V_k Y_{ik}| \text{Cos}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad i \neq k \\
 \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} &= \sum_{k=1, k \neq i}^n |V_i V_k Y_{ik}| \text{Cos}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i)
 \end{aligned} \tag{1.25}$$

$$\begin{aligned}
 [J_4] : \frac{\partial Q_i}{\partial |V_k|} &= -|V_i Y_{ik}| \text{Sen}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i) \quad i \neq k \\
 \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} &= -2|V_i Y_{ii}| \text{Sen}(\theta_{ii}) - \sum_{k=1, k \neq i}^n |V_k Y_{ik}| \text{Sen}(\theta_{ik} + \delta_k - \delta_i)
 \end{aligned} \tag{1.26}$$

. El proceso asociado a la r -ésima iteración se puede representar por la ecuación matricial 1.27.

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(r)} \\ \dots \\ \Delta Q^{(r)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [J_1]^{(r)} & \dots & [J_2]^{(r)} \\ \dots & \dots & \dots \\ [J_3]^{(r)} & \dots & [J_4]^{(r)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(r)} \\ \dots \\ \Delta |V|^{(r)} \end{bmatrix} \quad (1.27)$$

Es importante recordar que si se tienen n_{pv} buses PV, entonces el mismo número de ecuaciones que involucran a ΔQ y a ΔV y sus correspondientes $[J_3]$ columnas de la matriz Jacobiana serán eliminadas. Entonces existirán $n-1$ restricciones de potencia reactiva y el orden de la matriz será $(2n-2-n_{pv}) \times (2n-2-n_{pv})$. Además, el orden de $[J_1]$ será $(n-1)(n-1)$, mientras que el orden de $[J_2]$ de $(n-1)(n-1-n_{pv})$. Por otro lado, el orden de $[J_3]$ es de $(n-1-n_{pv})(n-1)$ y finalmente el orden de $[J_4]$ será $(n-1-n_{pv})(n-1-n_{pv})$.

Los términos del vector de ajustes para la r -ésima iteración serán.

$$\begin{aligned} \Delta P_i^{(r)} &= P_i^{\text{especificada}} - P_i^{(r)} \\ \Delta Q_i^{(r)} &= Q_i^{\text{especificada}} - Q_i^{(r)} \end{aligned} \quad (1.28)$$

y los nuevos estimados para los voltajes de bus:

$$\begin{aligned} |V_i^{(r+1)}| &= |V_i^{(r)}| + \Delta |V_i^{(r)}| \\ \delta_i^{(r+1)} &= \delta_i^{(r)} + \Delta \delta_i^{(r)} \end{aligned} \quad (1.29)$$

El Algoritmo de Newton-Raphson puede resumirse como sigue:

Paso 1: Para buses PQ se deben inicializar las magnitudes y algunos de voltaje igual a las del bus de compensación, es decir $|V_i^{(0)}| \angle \delta_i^{(0)} = 1.0 \angle 0.0^\circ$. Para los buses PV, los ángulos de fase se inicializan en $\delta_i^{(0)} = 0.0^\circ$.

Paso 2: Calcular $P_i^{(r)}$, $Q_i^{(r)}$ por medio de las ecuaciones 1.21 y 1.22 y $\Delta P_i^{(r)}$,

Paso 3: Los elementos de la matriz jacobiana se calculan en este punto usando las ecuaciones de $[J_1]$, $[J_2]$, $[J_3]$ y $[J_4]$ para encontrar J.

Paso 4: resolver el sistema de ecuaciones linealizado 1.27.

Paso 5: Los nuevos valores de magnitud y de voltaje y ángulo son calculador por medio de las ecuaciones 1.29.

Paso 6: El proceso continúa hasta que los desajustes de potencia $\Delta P_i^{(r)}$ y $\Delta Q_i^{(r)}$ cumplan con el criterio de convergencia deseado, el cual se especifica como parte de los datos de entrada del algoritmo. (Coria, 2014, págs. 161-165)

2.4. FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

El análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) generalmente involucra la determinación de voltajes y corrientes para ciertas condiciones de operación. Usualmente los cálculos requeridos se organizan de tal forma que es posible inferir el comportamiento de ciertas variables para propósitos determinados.

El análisis de fallas (corto circuito) en SEP se realiza para la determinación de los flujos de corrientes bajo condiciones de falla.

La información obtenida del análisis de fallas se utiliza para determinar:

1. La capacidad y características del equipo de protección (interruptores y fusibles).
2. La coordinación de las protecciones del SEP.

La evolución (crecimiento) de un SEP, usualmente ocasiona un incremento en la magnitud de las corrientes de falla, por lo que se debe verificar que las capacidades de interrupción momentánea y nominal, de los equipos nuevos y existentes son adecuadas para la nueva realidad del SEP.

Cuando se presenta una falla en un SEP, generalmente las subestaciones más cercanas al punto de falla tienen un aumento de corriente y una caída de voltaje en las fases que presentan el problema, que depende de la impedancia en la subestación, lo que conlleva cambios en los flujos de potencia y el ángulo de transferencia entre las dos subestaciones que están interconectadas, además de posibles oscilaciones de frecuencia y presencia de armónicos de voltaje y corriente.

El tipo de falla que se presenta con mayor frecuencia en un SEP es la monofásica a tierra, también existen otras fallas no menos importantes como la bifásica a

tierra, bifásica aislada, trifásica a tierra, y trifásica aislada, todas con diferentes niveles de impedancia de falla, la cual mencionaremos a continuación

De acuerdo con el número de fases involucradas los cortocircuitos se clasifican en:

- **Trifásicos.-** Cuando hay contacto entre las tres fases Características: El sistema se mantiene balanceado. Es el menos frecuente (5% del total). Se utilizan en la selección de interruptores, el cálculo de la estabilidad transitoria y el ajuste de las protecciones
- **Bifásicos.-** Cuando hay contacto entre dos fases sin involucrar la tierra. Características: Se produce un desbalance en el sistema. Producen las menores corrientes de cortocircuito. Frecuencia de ocurrencia 10% del total. Se utilizan en el ajuste de protecciones cuando se busca la corriente mínima.
- **Bifásicos a tierra.-** Cuando hay contacto a tierra de dos fases. Características: Se produce un desbalance en el sistema. Frecuencia de ocurrencia 20% del total. Se utilizan para calcular la estabilidad transitoria en condiciones menos severas, pero más frecuentes que cuando el cortocircuito es trifásico.
- **Monofásico a tierra.-** Cuando hay contacto de una fase a tierra. Características: Se produce un desbalance en el sistema. Frecuencia de ocurrencia 65%. Se utilizan en el ajuste de las protecciones y la selección de interruptores porque producen, junto con los cortocircuitos trifásicos, las mayores corrientes.

De acuerdo con el valor de la impedancia de conexión en el punto de cortocircuito Los cortocircuitos se clasifican en:

- Efectivos, sólidos o metálicos: Si la impedancia en el punto de falla Z_f es cero ($Z_f=0$).
- A través de una impedancia Z_f : Si $Z_f \neq 0$ o sea si existe impedancia entre las fases o a tierra dependiendo del tipo de falla. Por ejemplo, la impedancia de falla en el caso de que ocurra un arco entre el conductor y

la torre de una línea de transmisión a través de un aislador como se muestra en la figura 12 es:

$$Z_f = R_a + R_e + R_t.$$

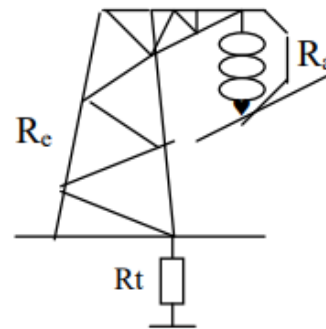


Figura N°12. Componentes de la impedancia de falla.

Fuente: Modelación, simulación y análisis de flujo de carga de la red eléctrica de transporte de Guatemala, utilizando software de libre acceso

Autor: Juan Daniel Carrillo Gálvez

Dónde:

- R_a = Resistencia del arco que es función de la corriente, la velocidad del viento y la longitud del arco). R_e = Resistencia de la estructura.
- R_t = Resistencia de puesta a tierra de la estructura.

2.4.1. FALLA MONOFÁSICA A TIERRA.

Es una falla asimétrica y es el tipo más común de falla en un SEP. Es originada por las descargas atmosféricas o por el contacto del conductor o conductores de una fase al hacer contacto con estructuras aterrizadas.

Es de hacer notar que las fallas asimétricas (monofásica y bifásica a tierra) son las que producen mayores sobretensiones a las fases no falladas, y en general se suele considerar que la falla monofásica a tierra es la que produce las mayores sobretensiones en las fases no falladas, debido a la asimetría de la falla y a que en la fase con falla el voltaje desciende a cero y la corriente se eleva, lo que causa que las otras fases y el sistema en general se desbalancen.

Una falla a tierra ocasionará un flujo de corriente del orden del 75 % de la corriente de falla de fase a fase. Cuando se produce una falla a tierra, el conductor de puesta a tierra del equipo tiene una función muy importante, proporciona una trayectoria de baja impedancia para que la corriente de falla ocasione la operación de los dispositivos de protección, limitando con esto el tiempo de permanencia de la falla.

- **Efectos de los cortocircuitos.**- Los cortocircuitos tienen efectos perjudiciales que tienen que ver con los esfuerzos mecánicos y térmicos que producen cuando las altas corrientes asociadas con ellos circulan por las máquinas eléctricas: Las fuerzas de atracción y repulsión que se generan internamente pueden sacar de sus posiciones a los devanados de las máquinas y las altas temperaturas pueden provocar daños irreversibles en el aislamiento de las mismas. Así, los dispositivos de protección deben ser calculados para evitar esos daños. Hay dos formas de limitar los efectos de los cortocircuitos:

1. Eliminar rápidamente la falla utilizando protecciones rápidas y selectivas.
2. Limitar la corriente de cortocircuito utilizando métodos como la conexión a tierra del neutro de los generadores y los transformadores conectados en estrella a través de una impedancia.

2.4.2. COMPONENTES SIMÉTRICAS DE FASORES DESBALANCEADOS.

Los SEP trifásicos **balanceados** existen sólo teóricamente. Para facilitar su análisis circuital y porque, en la práctica, en muchos casos este desbalance puede ser despreciado. Hay situaciones de emergencia, cuando ocurren fallas asimétricas, hay cargas desbalanceadas, conductores abiertos, etcétera, en que el desbalance no se puede despreciar y en esos casos hay que utilizar una herramienta matemática debida a J. L. Fortescue quien en 1918 presentó un método para descomponer un sistema de “n” fasores desbalanceados en la suma de “n” sistemas de fasores balanceados.

2.4.3. COMPONENTES SIMÉTRICAS.

Según el método de las componentes simétricas un sistema de tres fasores desbalanceados puede descomponerse en la suma de tres sistemas de fasores, dos balanceados de secuencias positiva y negativa y un sistema de fasores del mismo módulo en fase llamado de secuencia cero u homopolar como se muestra en la figura 13. (Carrillo, 2009)

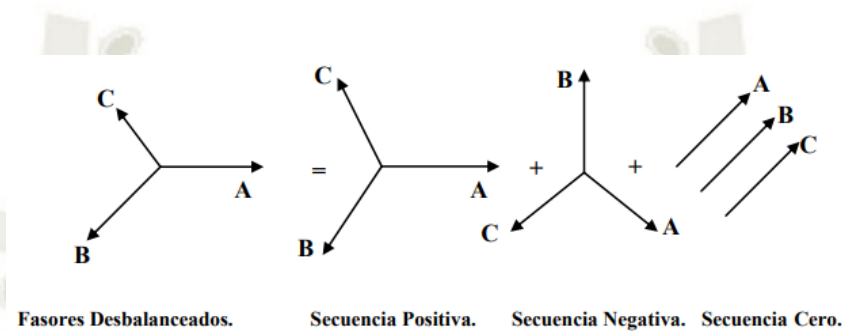


Figura N°13. Sistema de fasores desbalanceados y sus componentes simétricas

Fuente: Modelación, simulación y análisis de flujo de carga de la red eléctrica de transporte de Guatemala, utilizando software de libre acceso

Autor: Juan Daniel Carrillo Gálvez

2.5. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Los objetivos generales de un sistema de protección se resumen así:

- Proteger efectivamente a las personas y los equipos.
- Reducir la influencia de las fallas sobre las líneas y los equipos.
- Cubrir de manera ininterrumpida el Sistema de Potencia (SP), estableciendo vigilancia el 100% del tiempo.
- Detectar condiciones de falla monitoreando continuamente las variables del SP (I, V, P, f, Z)

2.5.1. FUNCION PRINCIPAL

La función principal de un sistema de protección es fundamentalmente la de causar la pronta remoción del servicio cuando algún elemento del sistema de potencia sufre un cortocircuito, o cuando opera de manera anormal. Existe además

una función secundaria la cual consiste en proveer indicación de la localización y tipo de falla

2.5.2. TIPOS DE FALLAS

Se define el término falla como cualquier cambio no planeado en las variables de operación de un sistema de potencia, también es llamada perturbación y es causada por:

Falla en el sistema de potencia (Cortocircuito), Falla extraña al sistema de potencia (En equipo de protección), Falla de la red (Sobrecarga, fluctuación de carga, rayos, contaminación, sabotajes, daños).

Las tasas de fallas en sistemas de baja tensión son mayores que las que se presentan en sistemas de alta tensión por la cantidad de elementos y equipos involucrados.

Fallas tipo derivación: Flameos

- Fallas tipo derivación: Flameos El 72% de las fallas son monofásicas.
- El 22% de las fallas involucran dos fases.
- El 6% de las fallas son trifásicas

Falla tipo serie: Fase abierta. [Polo abierto de interruptor, rotura del conductor de fase].

2.5.3. CAUSAS DE LAS FALLAS.

- Sobre voltajes debido a las descargas atmosféricas.
- Sobre voltajes debido al suitcheo y a la ferorrresonancia.
- Rompimiento de conductores, aisladores y estructuras de soporte debido a vientos, sismos, hielo, árboles, automóviles, equipos de excavación, vandalismo, etc.
- Daño de aislamientos causado por roedores, aves, serpientes, etc.
- Incendio.
- Fallas de equipos y errores de cableado.

2.5.4. CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS.

Al cambiar las condiciones de operación de un sistema eléctrico se presentan consecuencias no deseadas que alteran el equilibrio esperado, ellas son:

- Las corrientes de cortocircuito causan sobrecalentamiento y la quema de conductores y equipos asociados, aumento en las flechas de conductores (Efectos térmicos), movimientos en conductores, cadenas de aisladores y equipos (Efectos dinámicos).
 - Fluctuaciones severas de voltaje.
 - Desbalanceo que ocasionan operación indebida de equipos.
 - Fluctuaciones de Potencia.
 - Inestabilidad del sistema de potencia.
 - Prolongados cortes de energía que causan desde simples incomodidades hasta grandes pérdidas económicas a los usuarios, dependiendo de si este es residencial, comercial o industrial.
 - Daños graves a equipos y personas.
 - Aparición de tensiones peligrosas en diferentes puntos del sistema.

2.5.5. CLASES DE FALLAS

1.- **Fallas temporales:** Son las fallas que pueden ser despejadas antes de que ocurran serios daños, o porque se auto despejan o por la operación de dispositivos de despeje de falla que operan lo suficientemente rápido para prevenir los daños. Algunos ejemplos son: arcos en la superficie de los aisladores iniciados por las descargas atmosféricas, balanceo de conductores y contactos momentáneos de ramas de árboles con los conductores. La mayoría de las fallas en líneas aéreas son de carácter temporal pero pueden convertirse en permanentes si no se despejan rápidamente, o porque se auto despejan o porque actúan las protecciones de sobre corriente.

2.- **Fallas permanentes:** Son aquellas que persisten a pesar de la velocidad a la cual el circuito es desenergizado o el número de veces que el circuito es desenergizado. Algunos ejemplos: cuando dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo entran en contacto debido a rotura de conductores, crucetas o

postes; los arcos entre fases pueden originar fallas permanentes, ramas de árboles sobre la línea, etc.

En sistemas subterráneos la mayoría de las fallas son de naturaleza permanente ya que la desconexión, a pesar de la velocidad de desenergización, no restaurará la fortaleza del aislamiento del equipo fallado (cable, equipo de interrupción, transformadores, etc.) al nivel al cual resista la re-aplicación del voltaje normal de 60 Hz. El aislamiento del cable falla debido a sobre voltajes y roturas mecánicas, los cuales son ejemplos de fallas permanentes en sistemas subterráneos.

2.5.6. PROTECCIÓN PRIMARIA, PROTECCIÓN DE RESPALDO Y PROTECCIÓN DIRECCIONAL.

Todos los elementos de un sistema de potencia deben estar correctamente protegidos de tal forma que los relevadores solamente operen ante la ocurrencia de fallas. Algunos relevadores operan solo para fallas que ocurren dentro de su zona de protección; esto es llamado “protección tipo unitaria”. De otro lado, otros relevadores son capaces de detectar fallas dentro de una zona particular y fuera de ella, usualmente en zonas adyacentes, y pueden usarse como respaldo de la protección primaria como una segunda línea de defensa. Es esencial que cualquier falla sea aislada, aún si la protección principal asociada no opera. Por lo tanto, en lo posible, cada elemento en el sistema de potencia debe estar protegido por los relevadores primarios y de respaldo.

2.5.7. PROTECCIÓN PRIMARIA

Un sistema de protección primaria debe operar cada vez que unos de sus elementos detecten una falla. Ella cubre una zona de protección conformada por uno o más elementos del sistema de potencia, tales como máquinas eléctricas, líneas y barras. Es posible que para un elemento del sistema de potencia se tengan varios dispositivos de protección primaria. Sin embargo, esto no implica que estos no operarán todos para la misma falla.

Debe notarse que la protección primaria de un componente de un equipo del sistema puede no necesariamente estar instalado en el mismo punto de ubicación del equipo del sistema; en algunos casos puede estar ubicado en una subestación adyacente.

2.5.8. PROTECCIÓN DE RESPALDO.

La protección de respaldo es instalada para operar cuando, por cualquier razón, la protección primaria no opera. Para obtener esto, el relevador de protección de respaldo tiene un elemento de detección que puede ser o no similar al usado por el sistema de protección primaria, pero que también incluye un circuito de tiempo diferido que hace lenta la operación del relevador y permite el tiempo necesario para que la protección primaria opere primero. Un relevador puede proporcionar protección de respaldo simultáneamente a diferentes componentes del equipo del sistema, e igualmente el mismo equipo puede tener varios relevadores de protección de respaldo diferentes. En efecto, es muy común que un relevador actúe como protección primaria para un componente de equipo y como respaldo para otro.

2.5.9. PROTECCIÓN DIRECCIONAL.

Una característica importante de algunos tipos de protección es su capacidad para determinar la dirección del flujo de potencia y, por este medio, su capacidad para inhibir la apertura de los interruptores asociados cuando la corriente de falla fluye en la dirección opuesta al ajuste del relevador. Como se verá más adelante, los relevadores que tienen esta característica son importantes en la protección de circuitos enmallados, o donde existen varias fuentes de generación, cuando las corrientes de falla pueden circular en ambas direcciones en torno a la malla. En estos casos, la protección direccional previene la apertura innecesaria del equipo de interrupción y así mejora la seguridad del suministro de electricidad. En los diagramas esquemáticos de protección la protección direccional está usualmente representada por una flecha debajo del símbolo apropiado, indicando la dirección del flujo de corriente para la operación del relevador.

Las funciones de los relevadores de protección han sido identificadas por números, con apropiadas letras cuando es necesario. Los números que anteriormente se mencionaron son listados en el estándar IEEE STD C37.2-1996 y son usados en diagramas, manuales y especificaciones. A continuación, se presenta la tabla con la lista de los relevadores más comunes. (Ramires, 2003)

Tabla N°2. Numeración estandarizada de las funciones de protección más comunes

Relay device function number	Protection function
21	Distance
25	Synchronizing
27	Undervoltage
32	Directional power
40	Loss of excitation (field)
46	Phase balance (current balance, negative-sequence current)
47	Phase-sequence voltage (reverse phase voltage)
49	Thermal (generally thermal overload)
50	Instantaneous overcurrent
51	Time-overcurrent
59	Overvoltage
60	Voltage balance (between two circuits)
67	Directional overcurrent
81	Frequency (under and overfrequency)
86	Lockout
87	Differential

Fuente: Tipos de datos

Autor: IEEE STD C37.2-1996

2.6. ARCO ELÉCTRICO

Se define un arco eléctrico como la liberación repentina de energía eléctrica a través del aire, cuando existe una ruptura en los conductores eléctricos en presencia de alto voltaje. La generación de un arco eléctrico produce una gran radiación térmica (calor) y una luz brillante muy intensa, que puede causar graves quemaduras. En un arco eléctrico se han registrado temperaturas tan altas que van más allá de los 35.000°F. Los arcos eléctricos que se producen en alta tensión también producen ondas de presión por calentamiento rápido del aire creando una explosión. Esta explosión de presión puede golpear a un trabajador con gran fuerza y enviar las gotas del metal fundido de cobre y aluminio y demás componentes eléctricos a grandes distancias y a muy altas velocidades.

El arco eléctrico puede ser originado de manera espontánea cuando de manera accidental desconectamos un interruptor provocando la separación de los

contactos de manera brusca lo cual ocasiona un chispazo entre ellos. La causa más común de generación de arcos eléctricos, son el deterioro de los aislantes de los conductores, lo que provoca que existan fugas de corriente de gran intensidad y los cortocircuitos producidos en los equipos eléctricos instalados.

2.6.1. CONSIDERACIONES

Existen algunas normas de seguridad para minimizar los efectos ante un arco eléctrico, tal es así que la norma de seguridad NFPA 70 E trata temas específicos de protección contra los riesgos del arco eléctrico, donde considera que las empresas tienen la obligación de realizar un análisis de riesgos y a equiparse de manera conveniente y efectiva contra los efectos térmicos de los fenómenos de arcos eléctricos, tratando de este modo de evitar el riesgo de quemaduras de segundo grado, para lo cual sugiere el uso de equipos de protección personal de acuerdo con las normas ASTM, ANSI o CEI.

Esta norma establece algunos métodos para calcular las energías del arco eléctrico y las distancias de seguridad de acuerdo a su intensidad, estableciendo 4 niveles de riesgo:

- Categoría 1 = considera 4 cal/cm²
- Categoría 2 = considera 8 cal/cm²
- Categoría 3 = considera 25 cal/cm²
- Categoría 4 = considera 40 cal/cm²

2.6.2. CAUSAS DEL ARCO ELÉCTRICO

El arco puede ser iniciado por las siguientes causas:

a) Impurezas y Polvo

Las impurezas y polvo en la superficie del aislamiento pueden proporcionar un camino para la corriente, permitiendo un flashover y creando la descarga del arco a través de la superficie. Esto puede desarrollar un mayor arco.

b) Corrosión

La corrosión de los equipos puede proporcionar impurezas en la superficie del aislamiento. La corrosión también debilita el contacto entre las terminales de los conductores incrementando la resistencia de contacto a través de la oxidación u alguna otra contaminación corrosiva.

La condensación del vapor y el goteo del agua pueden crear un camino en la superficie de los materiales aislantes. Esto puede crear un flashover a tierra y la intensificación del potencial del arco de fase a fase.

c) Contactos Accidentales:

El contacto accidental con la exposición de las partes vivas puede iniciar el arco de una falla.

d) Caída de Herramienta

La caída accidental de la herramienta puede causar un cortocircuito momentáneo, produciendo chispas e iniciando el arco.

e) Sobre-Voltajes a través de espacios estrechos:

Cuando el espacio de aire entre conductores de diferentes fases es muy estrecho (debido a la mala calidad o al daño de los conductores), el arco puede ocurrir durante el sobre-voltaje temporal.

f) Falla de los materiales aislantes.

El arco eléctrico también es causado por lo siguiente:

Utilización o diseño inapropiado del equipo.

Procedimientos de trabajo inapropiados.

2.6.3. IMPORTANCIA SOBRE EL ESTUDIO DEL ARCO ELÉCTRICO EN SISTEMAS DE POTENCIA

El estudio del arco eléctrico es de mucha importancia en los sistemas de potencia debido a su frecuente aparición y a los valores de corriente que manejan (en el orden de kA). Las empresas de generación invierten grandes cantidades de dinero para comprar equipo que pueda controlar el fenómeno del

arco eléctrico reduciendo el riesgo para las personas que lo operan o inclusive daños al equipo.

En este capítulo hemos visto a grandes rasgos lo que es un arco eléctrico, el cómo se forma y el por qué la importancia de saber controlarlo para evitar que alcance dimensiones que pueden ser peligrosas.

Hemos visto que los interruptores de potencia juegan un papel importante en un sistema de potencia eléctrico (SEP), por lo que el fenómeno que producen al abrir sus contactos, llamado arco eléctrico, es motivo de investigación a nivel mundial. A continuación, se describen algunos de los modelos utilizados actualmente para el estudio de este fenómeno. (Merma, 2017)



CAPÍTULO III

3. SOFTWARE ETAP 16.1.

3.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SOFTWARE ETAP.

Es una herramienta de análisis y control para el diseño, simulación y operación de sistemas de potencia eléctricos de generación, distribución e industriales. Es una herramienta integrada que ha sido diseñada y desarrollada por ingenieros para ingenieros que se desempeñen en las diversas disciplinas de los sistemas de potencia.

Esta herramienta dispone de una gran cantidad de módulos como son:

- Redes AC – DC.
- Redes de tierra.
- Análisis y coordinación de protecciones.
- Estudio de cortocircuito.
- Estudio de cortocircuito DC.
- Estudio de flujo de carga.
- Estudio de flujo de carga DC.
- Estudio de flujo de carga óptimo.
- Estudio de flujo de carga desbalanceada.
- Estudio de riesgo de arco eléctrico (Arc Flash).
- Estabilidad transigente.
- Estudio de partida de motores.
- Análisis de aceleración de motores.
- Análisis de armónicos.
- Análisis de puesta en marcha de generadores, entre otros.

Es una herramienta de análisis totalmente integrada utilizada por miles de ingenieros de diferentes compañías en todo el mundo para diseñar, mantener y

operar sistemas eléctricos. Dentro del programa existe la opción de ETAP Real-time, la cual utiliza datos en tiempo real para realizar estudios de sistemas de potencia y evaluación de eventos. Dentro de las empresas e industrias, los operadores y gerentes utilizan el ETAP para supervisar, controlar y optimizar, los sistemas de potencia propios de la actividad en la cual se desempeñan.

El Software ETAP permite la creación y edición de manera muy práctica y sencilla de elaborar Diagramas Unifilares como el que se muestra en la Figura N°14. Por mencionar algunos como: Diagramas Unifilares, DataBlock, Red compuestas y motores, visualización en 3 dimensiones de sistemas de conductores, selectividad y coordinación en tiempo real de protecciones y visualización tridimensional de sistemas de puesta a tierra.

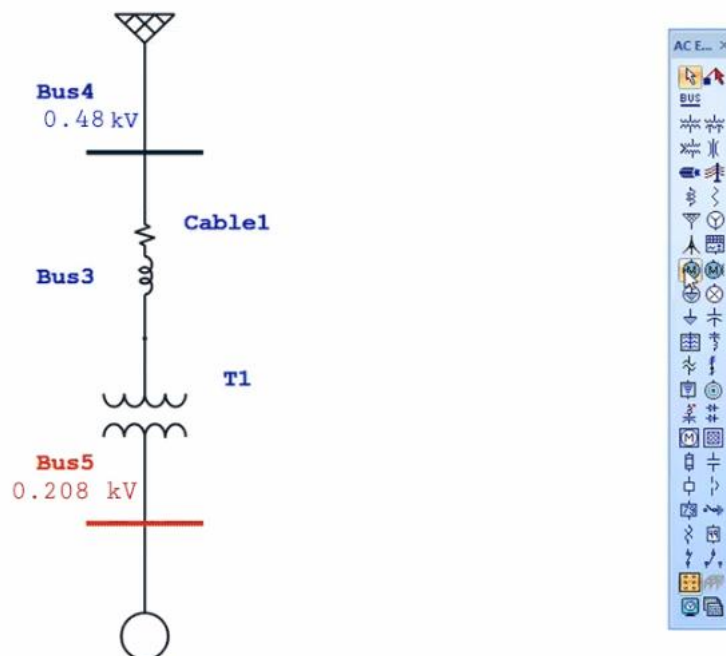


Figura N°14. Ejemplo de topología unilineal básico

Fuente: Modulo de Flujo de Potencia

Autor: ETAP

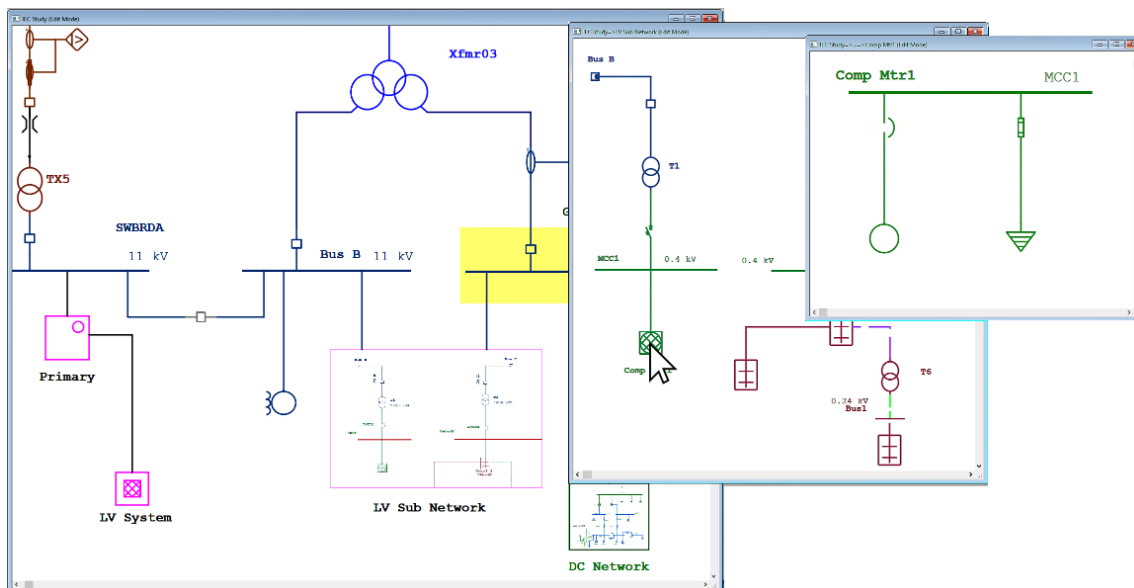


Figura N°15. Red compuesta y motora

Fuente: Modulo de Flujo de Potencia

Autor: ETAP

ETAP puede también simular el funcionamiento de los sistemas reales de manera precisa como, por ejemplo: Aperturas y cierres de interruptores, al cambiar los parámetros de funcionamiento de un motor o colocar elementos de cualquier circuito fuera de servicio. Estas acciones, ETAP las identifica de diferentes maneras y los efectos concretos que ocurrirían son simulados con una gran precisión, tal como ocurriría en la vida real.

3.1.1. INTEGRACIÓN TOTAL DE DATOS.

Una de las mayores ventajas que posee ETAP, radica en que incorpora parámetros en una sola base de datos, es decir, si se simula una línea, esta no solo poseerá parámetros eléctricos, sino también, parámetros mecánicos y de enrutamiento, que el programa incorpora en una única base de datos que se puede utilizar para nuevos proyectos sin la necesidad de crear una nueva base de datos según sea la topología a crear.

3.1.2. SIMPLICIDAD EN LA ENTRADA DE DATOS

ETAP incorpora una detallada base de datos para cada dispositivo o elemento a ingresar. La base de datos puede, además, acelerar el proceso de ingreso de

datos al incorporar editores de parámetros que deben ser configurados de manera lógica para efectuar diferentes tipos de análisis o diseños.

Los diagramas unilineales en ETAP son compatibles con una gran gama de posibilidades para configurar esquemas de diversa complejidad, tales como: orientación, tamaño o símbolo según la normativa ANSI o IEC. Esta particularidad hace que ETAP permita al usuario desenvolverse de manera sencilla, sin mayores complicaciones en la confección de un diagrama unilineal que incorpore diferentes elementos.

3.2. CARACTERÍSTICAS DEL INGRESO DE TOPOLOGÍAS ELÉCTRICAS EN ETAP

El Software ETAP presenta las siguientes características:

- Funcionamiento en realidad virtual.
- Topologías 3 ϕ y 1 ϕ incluyendo paneles y sub-paneles.
- Número ilimitado de subsistemas aislados.
- Integración total de datos (eléctricos, mecánicos, lógicos y atributos físicos).
- No hay limitación en los sistemas de conexión.
- Conexiones de carga múltiple.
- Sistemas en anillos y radiales.
- Múltiples niveles de anidamiento de los subsistemas.
- Avanzadas técnicas de solución de matrices dispersas.
- Base de datos de transición que reduce el riesgo de pérdida de información en un corte de energía.

3.3. CARACTERÍSTICAS DEL ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA

- Newton-Raphson desacoplado rápido y Gauss Seidel acelerado.
- Alarma de sobrecarga para barras, transformadores y cables.

- Técnicas de solución avanzadas para la convergencia rápida.
- Nuevo método de doble precisión de Newton-Raphson de inyección de corrientes.
- Nueva vista de alerta para señalar violaciones en límites y márgenes.
- Factores de diversidad individuales y múltiples para barras.
- Factores de demanda individuales para las condiciones de operación continua o intermitente.
- Desplazamiento de fase de transformadores.
- Compensación de carga reactiva.
- Ajuste de excitación de generadores.
- Ajuste automático de la configuración de transformadores de corriente y reguladores de Tap.

3.4. CARACTERÍSTICAS DEL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

- Cumplimiento completo de la normativa ANSI/IEEE serie C37.
- Cumplimiento completo de la normativa IEC 60056, 60282, 61363, 60781, 60909,60947.
- Normativa IEEE 141 y 399, UL489.
- Información de fabricantes de fusibles e interruptores de baja y alta tensión.
- Módulo de análisis de “Arc Flash” NFPA 70E 2000, para determinación de la energía incidente y barrera de protección de arco ANSI e IEC.
- Vista de alerta para informar de violaciones en límites críticos y marginales.
- Fallas trifásicas, línea-línea, línea a tierra y doble línea a tierra.
- Fallas desde ½ ciclo a 30 ciclos incluyendo 2, 3, 5 y 8 interruptores de ciclo.
- Ajuste de cables según temperatura.

- Fallas en barras seleccionadas por el usuario.
- Interruptor del circuito de generación según estándar IEEE C37.013.
- Función de interrupción con retardo de tiempo
- Simulación de puesta a tierra de motores transformadores y generadores.
- Comprobación de conexión y desconexión de los dispositivos de protección de sobre corriente.
- Selección del usuario de reportes de fallas por niveles.
- Opción de incluir alimentadores y relés de sobrecarga.
- Opción de incluir tensiones de pre-falla (valores fijos o cargar resultados de flujo).
- Opción de incluir diferentes métodos X/R y factores “c”.
- Posibilidad de considerar las contribuciones de los motores basados en las categorías de carga. (Yovino, 2011)

CAPÍTULO IV

4. ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA

4.1. DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

4.1.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE GENERADORES

Tabla N°3. Características técnicas de los generadores eléctricos

Item	Descripción	Unidad	Valor
1	Características generales		
1.1	Tensión Nominal	kV	6.6
1.2	Potencia nominal	MVA	11.22
1.3	Frecuencia nominal	Hz	60
1.4	Factor de potencia		0.9
1.5	Conexión		YN
2	Inercia		
2.1	Constante de tiempo inercial	s	3
3	Características eléctricas no saturadas		
3.1	Reactancia síncrona		
	Eje directo (xd)	p.u.	1.59400
	Eje en cuadratura (xq)	p.u.	1.57200
3.2	Reactancia transitoria		
	Eje directo (xd')	p.u.	0.28500
	Eje en cuadratura (xq')	p.u.	-
3.3	Reactancia subtransitoria		
	Eje directo (xd'')	p.u.	0.19900
	Eje en cuadratura (xq'')	p.u.	0.25300
3.4	Constante de tiempo transitoria		
	Eje directo (Td')	s	0.32000
	Eje en cuadratura (Tq')	s	-
3.5	Constante de tiempo subtransitoria		
	Eje directo (Td'')	s	0.02000
	Eje en cuadratura (Tq'')	s	0.03000
3.6	Impedancia de secuencia cero		
	Reactancia (x0)	p.u.	0.11600
	Resistencia (r0)	p.u.	-
3.7	Impedancia de secuencia negativa		
	Reactancia (x2)	p.u.	0.22300
	Resistencia (r2)	p.u.	-
3.8	Resistencias del estator/ Reactancia de dispersión		
	Resistencia del estator (rstr)	p.u.	0.00292
	Reactancia de dispersión (xl)	p.u.	0.10000

Fuente: Catálogos del Vendors

Autor: ANDRITZ HYDRO / INDAR

4.1.2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO DEL GENERADOR

Tabla N°4. Características técnicas de transformadores de puesta a tierra

Ítem	Descripción	Unidad	Valor
1	Tipo		Sección H
1.1	Numero de Fases		1
1.2	Número de devanados		2
1.3	Potencia nominal (a temperatura ambiente de 40 °C)	KVA	15
1.4	Tipo de ventilación		AN
1.5	Tensión nominal MV/LV	KV	6.6/0.24 kV
1.6	Frecuencia nominal	Hz	60
1.7	Corriente de falla por neutro	A	10
1.8	Duración de falla por neutro	s	60
1.9	Resistencia lado secundario	ohm	0.5

Fuente: Catálogos del Transformador

Autor: WEG

4.1.3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE CABLES DE POTENCIA*

Tabla N°5. Características técnicas de cables de potencia en galerías subterráneas

Ítem	Descripción	Unidad	Valor
1	Características Generales		N2XSY
1.1	Tensión Nominal	KV	20/35 kV
1.2	Capacidad de corriente al aire libre a 30°C	A	769
1.3	Frecuencia Nominal	Hz	60
2	Características de construcción		
2.1	Conductor		
	Sección del conductor	mm ²	400
	Material		Cobre
	Diámetro exterior del conductor	mm	22.4
	Longitud total del conductor	m	-
2.2	Tipo de aislamiento		
	Material		XLPE
	Proceso de fabricación		
	Espesor	mm	8.8
2.3	Pantalla semiconductor sobre el aislamiento		
	Material		Metálica Std.
	Proceso de fabricación		
	Espesor	mm	1.50

Item	Descripción	Unidad	Valor
2.4	Cubierta protectora		
	Material		PVC o HDPE
	Proceso de fabricación		
	Espesor	mm	2.5
2.5	Diámetro exterior del cable	mm	50.6
3	Características eléctricas		
3.1	Resistencia máxima en c.c. del conductor a 20°C, para 1000 m de cable	ohm/km	0.0
3.2	Impedancia de secuencia positiva para 1000 m de cable		
	Parte activa (R')	ohm/km	0.0
	Parte reactiva (X')	ohm/km	0.3
3.3	Impedancia de secuencia cero para 1000 m de cable		
	Parte activa (R0')	ohm/km	0.2
	Parte reactiva (X0')	ohm/km	2.2
4	Disposición física		
	Separación entre fases	m	0.5
	profundidad media de conductores	m	1.5

Fuente: Catálogos del Cables de Potencia

Autor: TKD- Cables

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN SIMPLE TERNA

Tabla N°6. Características técnicas de líneas de transmisión simple terna

Ítem	Descripción	Unidad	Valor
1	Características generales		
1.1	Tensión nominal	kV	33
1.2	Corriente nominal	A	537
1.3	Frecuencia nominal	Hz	60
1.4	Número de conductores por fase		1
1.5	Sección del conductor	mm ²	150
1.6	Material		AAAC
1.7	Longitud total de conductor	km	2.34
2	Características eléctricas		
2.1	Impedancia de secuencia positiva para 1000 m de cable		
	Parte activa (R')	ohm/km	0.2208
	Parte reactiva (X')	ohm/km	0.4139
2.2	Impedancia de secuencia cero para 1000 m de cable		
	Parte activa (R0')	ohm/km	0.5903
	Parte reactiva (X0')	ohm/km	1.9930
2.3	Disposición física		
	Separación entre conductores	m	1.3000
	Altura media de conductores	m	19.500
		m	17.500
		m	15.500

Fuente: Catálogos del Proyecto

Autor: TKD- Cables

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN DOBLE TERNA

Tabla N°7. Características técnicas de líneas de transmisión doble terna

Ítem	Descripción	Unidad	Valor
1	Características generales		
1.1	Tensión nominal	kV	33
1.2	Corriente nominal	A	537
1.3	Frecuencia nominal	Hz	60
1.4	Número de conductores por fase		1
1.5	Sección del conductor	mm ²	150
1.6	Material		AAAC
1.7	Longitud total de conductor	km	2.85
2	Características eléctricas		
2.1	Impedancia de secuencia positiva para 1000 m de cable		
	Parte activa (R')	ohm/km	0.2206
	Parte reactiva (X')	ohm/km	0.3450
2.2	Impedancia de secuencia cero para 1000 m de cable		
	Parte activa (R0')	ohm/km	0.5116
	Parte reactiva (X0')	ohm/km	1.6975
2.3	Disposición física		
	Separación entre conductores	m	1.3
	Altura media de conductores	m	19.5
		m	17.5
		m	15.5

Fuente: Catálogos del Proyecto

Autor: TKD- Cables

4.1.4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.

Tabla N°8. Características técnicas de los transformadores de la C.H.

Ítem	Descripción	Unidad	Valor
1.0	Tipo		Inmerso en aceite
1.1	Numero de fases		3
1.2	Número de devanados		2
1.3	Potencia nominal (a temperatura ambiente de 40 °C)	MVA	25
1.4	Tipo de ventilación		ONAN
1.5	Tensión nominal HV/MV	kV	33/6.6
1.6	Cambiador de tomas		+2/-2x2.5% (en vacío)
1.7	Frecuencia nominal	Hz	60
1.8	Grupo de conexión		YNd11
1.9	Tensión de cortocircuito	%	8

Fuente: Catálogos del Transformador

Autor: WEG

4.1.5. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL BANCO DE TRANSFORMADORES DE LA S.E. ANGEL

Tabla N°9. Características técnicas del transformador monofásico S.E. Ángel

Ítem	Descripción	Unidad	Valor
1.0	Tipo		Inmerso en aceite
1.1	Numero de fases		1
1.2	Número de devanados		3
1.3	Potencia nominal (a temperatura ambiente de 40 °C)	MVA	35/35/11.6
1.4	Tipo de ventilación		ONAN
1.5	Tensión nominal HV/MV/LV	kV	146/33/10
1.6	Cambiador de tomas		+2/-4x2.5% (en vacío)
1.7	Frecuencia nominal	Hz	60
1.8	Grupo de conexión		YNyn0d5
1.9	Tensión de cortocircuito		
	HV – MV (35 MVA)	%	12.1
	MV – LV (11.6 MVA)	%	2.54
	HV – LV (11.6 MVA)	%	7

Fuente: Catálogos de la Subestación

Autor: Siemens

4.2. CRITERIOS DEL ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA

a) Tensión:

Estado Normal: Deberá estar dentro del rango 5 % de las tensiones nominales de los equipos instalados en las subestaciones, principalmente transformadores de potencia. Asimismo, en el caso de las barras del sistema de transmisión, las tensiones en Estado Normal deben estar en el rango de 2.5 % de las tensiones de operación.

Estado de Emergencia: Se debe mantener un nivel de tensión comprendido entre 0,9 y 1,10 p.u. de la tensión de operación, en todas las barras con tensión nominal de 220 y 500 kV. Debe estar en el rango de 0,9 y 1,05 p.u. de la tensión de operación en todas las barras con tensión igual o menor a 138 kV.

b) Sobrecargas:

Estado Normal: No se permiten sobrecargas en líneas de transmisión en condiciones normales.

c) Estado de Alerta (Contingencia N-1) L

Líneas y transformadores: En esta etapa las simulaciones deben arrojar sobrecargas menores o iguales al 20%.

Las tensiones de operación, a la fecha, en las barras principales del SEIN están definidas como consta en la Resolución de la Dirección Ejecutiva del COES COES/D-072-2016 emitido el 10 de febrero del 2016.

Tabla N°10. Tensiones actuales de operación en las barras del área de influencia del proyecto

Subestación	Tensión de Operación(kV)
San Gabán	144
Azángaro	139.0
San Rafael	141.0
Ayaviri	139.0
Juliaca	139.0
Puno	139.0

Fuente: Resolución de la Dirección Ejecutiva del COES COES/D-072-2016

Autor: COES

Las SE.EE. Puerto Maldonado y Mazuco al no ser barras con tensión de operación supervisadas por el COES, se considerará como márgenes los intervalos de +/- 5%.

4.3. ESCENARIOS

- a) Escenario N°1 : Avenida o Crecida de caudal
 - Avenida máxima, media y minina 2018 – Sin Proyecto
 - Avenida máxima, media y minina 2018 –Con Proyecto
- b) Escenario N°2 :Estiaje o Caudal bajo
 - Estiaje máxima, media y minina 2018 – Sin Proyecto
 - Estiaje máxima, media y minina 2018 –Con Proyecto

Tabla N°11. Escenario N°1 - Avenida o Crecida de caudal

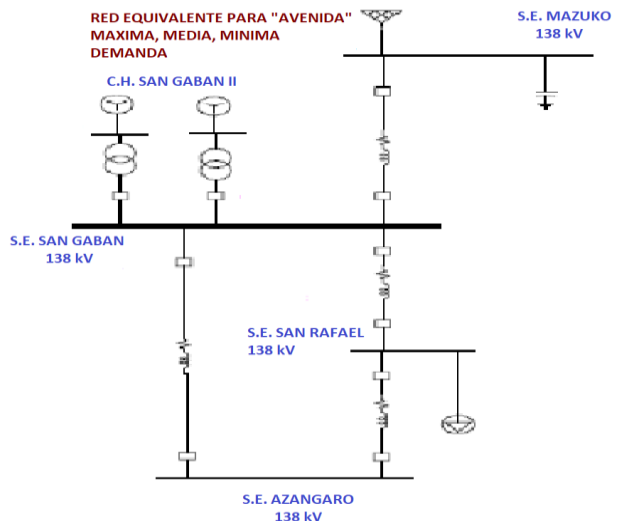
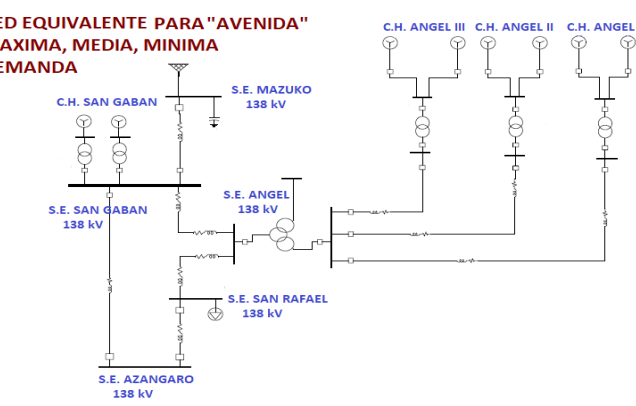
ESCENARIOS PARA ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA AÑO 2018			
Escenario	Condición de Carga	Condición de Red Equivalente	Diagrama de Bloques
Escenario N°1: Avenida	Sin Proyecto	Máxima Media y Mínima demanda	 <p>RED EQUIVALENTE PARA "AVENIDA" MAXIMA, MEDIA, MINIMA DEMANDA</p> <p>C.H. SAN GABAN II</p> <p>S.E. SAN GABAN 138 kV</p> <p>S.E. SAN RAFAEL 138 kV</p> <p>S.E. AZANGARO 138 kV</p> <p>S.E. MAZUKO 138 kV</p>
	Con Proyecto	Máxima Media y Mínima demanda	 <p>RED EQUIVALENTE PARA "AVENIDA" MAXIMA, MEDIA, MINIMA DEMANDA</p> <p>C.H. SAN GABAN</p> <p>S.E. SAN GABAN 138 kV</p> <p>S.E. SAN RAFAEL 138 kV</p> <p>S.E. AZANGARO 138 kV</p> <p>S.E. ANGEL 138 kV</p> <p>S.E. MAZUKO 138 kV</p> <p>C.H. ANGEL III</p> <p>C.H. ANGEL II</p> <p>C.H. ANGEL I</p>

Tabla N°12. Escenario N°1 - Estiaje o Bajo Caudal

ESCENARIOS PARA ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA AÑO 2018			
Escenario	Condición de Carga	Condición de Red Equivalente	Diagrama de Bloques
Escenario N°2: Estiaje	Sin Proyecto	Máxima Media y Mínima demanda	<p>RED EQUIVALENTE PARA "ESTIAJE" MAXIMA, MEDIA, MINIMA DEMANDA</p>
	Con Proyecto	Máxima, Media y Mínima demanda	<p>RED EQUIVALENTE PARA "ESTIAJE" MAXIMA, MEDIA, MINIMA DEMANDA</p>

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

4.4. RESULTADOS

4.4.1. ESCENARIO N°1: AVENIDA O CRECIDA DE CAUDAL

4.4.1.1. AVENIDA MÁXIMA, MEDIA Y MININA 2018 – SIN PROYECTO.

El análisis de este ítem se realiza con objetivo de generar una información base de cómo se encuentra el Sistema antes de la entrada del Proyecto y así poder determinar el grado de influencia que tiene este.

Se monitorea principalmente las tensiones en barras y su cargabilidad en las líneas para los escenarios de máxima, media y mínima de avenida 2018.

Tabla N°13. Tensiones en barras – Año 2018 Avenida Sin Proyecto

Contingencia	Av Max		Av Med		Av Min	
	Voltaje[kV]	Voltaje[pu]	Voltaje[kV]	Voltaje[pu]	Voltaje[kV]	Voltaje[pu]
Caso Base						
Azángaro 138 kV	139.2	1.009	139.2	1.009	139.7	1.012
Mazuco 138 kV	141.9	1.028	141.9	1.028	143.4	1.039
San Gabán 138 kV	139.5	1.011	139.5	1.011	139.9	1.014
San Rafael 138 kV	136.9	0.9918	136.9	0.9918	137.3	0.9949

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

De acuerdo a los resultados que se muestra en la Tabla 13, se observa que ninguna barra opera fuera de los límites establecidos, tanto para operación normal como en contingencias.

Tabla N°14. Cargabilidad en Transformadores– Año 2018 Avenida Sin Proyecto

Contingencia	Av Max	Av Med	Av Min
	Cargabilidad[%]	Cargabilidad[%]	Cargabilidad[%]
Caso Base			
Trafo San gaban 1	43.20	43.20	43.84
Trafo San gaban 2	43.20	43.20	43.84

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Tabla N°15. Cargabilidad en líneas – Año 2018 Avenida Sin Proyecto

Contingencia	Av Max Cargabilidad[%]	Av Med Cargabilidad[%]	Av Min Cargabilidad[%]
Caso Base			
San Gabán - Mazuco 138 kV L-1014	20.44	20.44	21.63
San Rafael - San Gabán 138 kV L-1013	49.35	48.57	48.73
Azángaro-San Rafael 138 kV L-1009	16.78	15.93	15.97
Azángaro-San Gabán 138 kV L-1010	18.19	17.62	17.68

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

En todos los casos, en operación normal y en contingencia, las líneas se encuentran cargadas por debajo de los límites establecidos

Con respecto a los valores máximos de cargabilidad en líneas, estos se registran en la línea L-1013 San Rafael – San Gabán, los cuales son ocasionados por la contingencia de la línea L-1010 Azángaro – San Gabán. El valor máximo registrado es de aproximadamente 49.35 % en el escenario de Máxima Demanda.

4.4.1.2. AVENIDA MÁXIMA, MEDIA Y MININA 2018 –CON PROYECTO.

Se realiza el análisis con el ingreso del proyecto en avenida 2018. Se monitorea principalmente las tensiones en barras y cargabilidad en líneas en los escenarios de máxima, media y mínima de avenida 2018.

Tabla N°16. Tensiones en barras – Año 2018 Avenida con Proyecto

Contingencia	Av Max		Av Med		Av Min	
	Voltaje[kV]	Voltaje[pu]	Voltaje[kV]	Voltaje[pu]	Voltaje[kV]	Voltaje[pu]
Caso Base						
Ángel 138 kV	139.8	1.013	139.8	1.013	138.8	1.006
Ángel 33 kV	137.2	0.995	137.2	0.995	137.0	0.993
Ángel 1 - 33 kV	137.3	0.995	137.3	0.995	137.0	0.993
Ángel 2 - 33 kV	137.5	0.997	137.5	0.997	137.4	0.995
Ángel 3 - 33 kV	137.6	0.997	137.6	0.997	137.4	0.996
Azángaro 138 kV	139.5	1.011	139.5	1.011	138.6	1.004
Mazuco 138 kV	141.7	1.027	141.6	1.026	138.0	1.000
San Gabán 138 kV	139.8	1.013	139.8	1.013	138.8	1.006
San Rafael 138 kV	137.2	0.994	137.1	0.994	136.2	0.987

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

La Tabla 16 permite concluir que todas las barras operan dentro de los rangos permitidos, tanto en operación normal como en contingencia.

Como valores máximos relativos de tensiones, se registra en las SS.EE. de Mazuco en Caso Base; sin embargo, no superan los límites permitidos.

Los valores mínimos de tensión se presentan en la S.E. San Rafael, los cuales son generados por la contingencia de la línea San Rafael – Ángel.

Tabla N°17. Cargabilidad en Transformadores– Año 2018 Avenida Con Proyecto

Contingencia	Av Max Cargabilidad[%]	Av Med Cargabilidad[%]	Av Min Cargabilidad[%]
Caso Base			
Trafo San gaban 1, 13.8/138 kV	37.76	37.76	36.48
Trafo San gaban 2, 13.8/138 kV	37.76	37.76	36.48
Trafo S.E. Angel, 33/146 kV	34.86	34.86	37.71
Trafo S.E. Angel I, 6.6/33 kV	19.64	19.80	21.48
Trafo S.E. Angel II, 6.6/33 kV	15.80	15.88	17.28
Trafo S.E. Angel III, 6.6/33 kV	15.20	15.28	16.64

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Tabla N°18. Cargabilidad en líneas – Año 2018 Avenida con Proyecto

Contingencia	Av Max Cargabilidad[%]	Av Med Cargabilidad[%]	Av Min Cargabilidad[%]
Caso Base			
San Gabán - Mazuco 138 kV L-1014	17.29	17.21	17.31
Ángel - San Gabán 138 kV	39.57	38.90	37.97
San Rafael - Ángel 138 kV	50.66	48.75	48.43
Azángaro-San Rafael 138 kV L-1009	16.70	15.85	15.72
Azángaro-San Gabán 138 kV L-1010	18.15	17.58	17.45

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Todas las líneas operan adecuadamente en operación normal y en contingencias.

Con respecto a los valores máximos y mínimos relativos registrados, se tiene lo siguiente: La contingencia de la línea L-1010 ocasiona el aumento de la cargabilidad de la línea San Rafael – Ángel. Por otro lado, la contingencia de la línea L-1009 Azángaro – San Rafael genera que la línea Ángel – San Gabán disminuya su cargabilidad.

4.4.2. ESCENARIO N°2: ESTIAJE O CAUDAL BAJO

4.4.2.1. ESTIAJE MÁXIMA, MEDIA Y MININA 2018 – SIN PROYECTO.

El análisis de este ítem se realiza con objetivo de generar una información base de cómo se encuentra el Sistema antes de la entrada del Proyecto y así poder determinar el grado de influencia que tiene este.

Se monitorea principalmente las tensiones en barras y cargabilidad en líneas en los escenarios de máxima, media y mínima de estiaje 2018.

Tabla N°19. Tensiones en barras – Año 2018 Estiaje Sin Proyecto

Contingencia	Av Max		Av Med		Av Min	
	Voltaje[kV]	Voltaje[pu]	Voltaje[kV]	Voltaje[pu]	Voltaje[kV]	Voltaje[pu]
Caso Base						
Azángaro 138 kV	138.8	1.006	139.7	1.012	139.8	1.013
Mazuco 138 kV	140.6	1.019	143.2	1.038	143.8	1.042
San Gabán 138 kV	139.2	1.009	139.9	1.014	140.1	1.015
San Rafael 138 kV	136.5	0.989	137.3	0.995	137.4	0.996

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

De manera general, de acuerdo a lo mostrado en la Tabla 19, todas las barras operan adecuadamente, tanto en condición normal como en contingencia.

Tabla N°20. Cargabilidad en líneas – Año 2018 Estiaje Sin Proyecto

Contingencia	Est Max Cargabilidad[%]	Est Med Cargabilidad[%]	Est Min Cargabilidad[%]
Caso Base			
San Gabán - Mazuco 138 kV L-1014	19.86	21.51	22.04
San Rafael - San Gabán 138 kV L-1013	49.23	48.71	48.78
Azángaro-San Rafael 138 kV L-1009	16.74	15.97	15.99
Azángaro-San Gabán 138 kV L-1010	18.15	17.68	17.70

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Las líneas operan dentro de los rangos permitidos, tanto en estado normal como en contingencia.

El valor máximo de cargabilidad registrado corresponde a la línea L-1013 San Rafael - San Gabán, el cual fue influenciado por la contingencia de la línea L-1010 Azángaro-San Gabán en máxima demanda. Dicho valor registrado es de aproximadamente 49.23 %.

Los transformadores están operando a una cargabilidad media, en los rangos permitidos, tanto en sus rangos operaciones normales y en contingencia

Tabla N°21. Cargabilidad en Transformadores – Año 2018 Estiaje Sin Proyecto

Contingencia	Est Max Cargabilidad[%]	Est Med Cargabilidad[%]	Est Min Cargabilidad[%]
Caso Base			
Transformador San gaban 1	42.88	43.68	44.00
Transformador San gaban 2	42.88	43.68	44.00

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

4.4.2.2. ESTIAJE MÁXIMA, MEDIA Y MÍNIMA 2018 – CON PROYECTO.

Se realiza el análisis con el ingreso del proyecto en avenida 2018. Se monitorea principalmente las tensiones en barras y cargabilidad en líneas en los escenarios de máxima, media y mínima de estiaje 2018.

Tabla N°22. Tensiones en barras – Año 2018 Estiaje con Proyecto

Contingencia	Av Max		Av Med		Av Min	
	Voltaje[kV]	Voltaje[pu]	Voltaje[kV]	Voltaje[pu]	Voltaje[kV]	Voltaje[pu]
Caso Base						
Ángel 138 kV	139.7	1.012	140.2	1.016	140.3	1.017
Ángel 33 kV	137.2	0.994	137.4	0.995	137.4	0.995
Ángel 1 - 33 kV	137.2	0.995	137.4	0.995	137.4	0.996
Ángel 2 - 33 kV	137.5	0.996	137.6	0.997	137.6	0.997
Ángel 3 - 33 kV	137.6	0.997	137.7	0.998	137.7	0.998
Azángaro 138 kV	139.4	1.010	140.1	1.015	140.1	1.015
Mazuco 138 kV	141.3	1.024	143.5	1.040	143.7	1.041
San Gabán 138 kV	139.7	1.012	140.3	1.017	140.3	1.017
San Rafael 138 kV	137.1	0.993	137.7	0.998	137.7	0.998

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

De manera general, de acuerdo a lo mostrado en la Tabla 22, todas las barras operan adecuadamente, tanto en condición normal como en contingencia.

Se observa que la contingencia de la línea Ángel – San Gabán, genera los mayores niveles de tensión relativa en la S.E. Mazuco. 141.3 kV, 143.5 kV y 143.7 kV en máxima, media y mínima demanda respectivamente. Sin embargo son valores aceptables.

Por otro lado, la contingencia de la línea L-1051 San Rafael – Ángel, ocasiona la disminución de la tensión en la S.E. San Rafael, con valores de 137.1 kV en máxima, media y mínima demanda respectivamente. Todos estos valores son aceptables.

Tabla N°23. Cargabilidad en líneas – Contingencias Año 2018 Estiaje con Proyecto

Contingencia	Est Max Cargabilidad[%]	Est Med Cargabilidad[%]	Est Min Cargabilidad[%]
Caso Base			
San Gabán - Mazuco 138 kV L-1014	17.06	18.85	19.00
Ángel - San Gabán 138 kV	39.46	39.43	39.45
San Rafael - Ángel 138 kV	50.96	48.61	48.94
Azángaro-San Rafael 138 kV L-1009	16.70	15.91	15.85
Azángaro-San Gabán 138 kV L-1010	18.13	17.64	17.64

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Las líneas operan dentro de los rangos permitidos, tanto en estado normal como en contingencia.

Los valores más altos relativos de cargabilidad se deben a la contingencia de la línea L-1010 Azángaro – San Gabán. Los cuales influyen directamente en la línea San Rafael – Ángel. Se resalta que la máxima cargabilidad registrada en estos escenarios de análisis es de aproximadamente 50.96 %.

Tabla N°24. Cargabilidad en los Transformadores – Contingencias Año 2018 Estiaje con Proyecto

Contingencia	Est Max Cargabilidad[%]	Est Med Cargabilidad[%]	Est Min Cargabilidad[%]
Caso Base			
Trafo San gaban 1, 13.8/138 kV	37.60	39.04	39.04
Trafo San gaban 2, 13.8/138 kV	37.60	39.04	39.04
Trafo S.E. Angel, 33/146 kV	35.14	33.43	33.14
Trafo S.E. Angel I, 6.6/33 kV	19.84	18.76	18.72
Trafo S.E. Angel II, 6.6/33 kV	15.96	15.08	15.04
Trafo S.E. Angel III, 6.6/33 kV	15.36	14.52	14.48

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Los transformadores están operando a una cargabilidad media, en los rangos permitidos, tanto en sus rangos operaciones normales y en contingencia

CAPÍTULO V

5. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

5.1. METODOLOGÍA

Las capacidades de apertura de los interruptores en las subestaciones dentro del área de influencia del proyecto se indican en la siguiente tabla:

Tabla N°25. Capacidades de apertura de interruptores

Subestación	Capacidad (kA)
San Gabán 138 kV	40
Azángaro 138 kV	40
San Rafael 138 kV	31.5
Mazuco 138 kV	25
Ayaviri 138 kV	40
Juliaca 138 kV	40
Puno 138 kV	31.5

Fuente: Catalogo de Interruptores

Autor: C.H. San Gabán, COES

Se calculará con el método completo, con el objetivo de ser utilizado para el estudio de coordinación de las protecciones.

Los cálculos de las corrientes de cortocircuito por falla trifásica, bifásica a tierra y fase a tierra se realizan sobre las barras de las subestaciones de transmisión aledañas al proyecto y se realizan con una resistencia de falla de cero Ohms.

Se realiza el cálculo para el año 2018 con escenarios de avenida y estiaje, y con variación incluyendo con y sin proyecto.

5.2. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS

El objetivo del presente análisis es analizar el impacto sobre los niveles de cortocircuito en la zona del proyecto, debido al ingreso de la CH Ángel I, II y III.

La evaluación del análisis permite determinar los niveles de cortocircuito a fin de identificar los escenarios de máximo y mínimo nivel de cortocircuito para el correcto ajuste de los equipos de protección que conforman las instalaciones del Proyecto.

Para el cálculo de las condiciones de falla por cortocircuito se ha empleado el software el Power Station ETAP con el método completo.

5.3. ESCENARIOS

Para determinar las corrientes de corto circuito máxima se considera cuando el sistema eléctrico contribuye mayor corriente en caso de falla, estos escenarios son los de máxima demanda. A continuación, se describen los escenarios utilizados en el modelamiento matemático para la emisión de resultados de corto circuito.

- Escenario N°1: Operación de Máxima Demanda en Avenida 2018 sin Proyecto
- Escenario N°2: Operación de Máxima Demanda en Avenida 2018 con Proyecto
- Escenario N°3: Operación de Máxima Demanda en Estiaje 2018 sin Proyecto
- Escenario N°4: Operación de Máxima Demanda en Estiaje 2018 con Proyecto

5.4. RESULTADOS

5.4.1. ESCENARIO N°1: OPERACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA EN AVENIDA 2018 - SIN PROYECTO

Este escenario de ingreso del proyecto, se realizan los cálculos de cortocircuito sin proyecto, para tener una base de comparación cuando entre en servicio la C.H. El Ángel I, II y III. Los resultados de las simulaciones de cortocircuito para avenida máxima 2018 Sin proyecto, se presentan en la tabla siguiente:

Tabla N°26. Corrientes de falla Trifásicas, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Sin Proyecto

BARRA	Falla Trifásica o Cortocircuito trifásico		
	$I_{k''}$ Symm. KA rms	I_p Asim. kA Pico	I_k Symm. KA rms
Azángaro 138 kV	1.192	2.707	1.192
Mazuco 138 kV	2.398	5.456	2.398
San Gabán 138 kV	2.85	7.093	1.778
San Rafael 138 kV	1.398	3.212	1.398

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Tabla N°27. Corrientes de Corto Circuito Monofásico, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Sin Proyecto

BARRA	Falla de línea a tierra o Cortocircuito monofásico			
	I_k'' Symm. KA rms	I_p Asim. kA Pico	I_b Symm. KA rms	I_k Symm. KA rms
Azángaro 138 kV	0.893	2.028	0.893	0.893
Mazuco 138 kV	2.017	4.59	2.017	2.017
San Gabán 138 kV	3.517	8.752	3.517	3.517
San Rafael 138 kV	1.101	2.53	1.101	1.101

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Tabla N°28. Corrientes de Corto Circuito Bifásico, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Sin Proyecto

BARRA	Falla de línea a línea o Cortocircuito bifásico			
	I_k'' Symm. KA rms	I_p Asim. kA Pico	I_b Symm. KA rms	I_k Symm. KA rms
Azángaro 138 kV	1.037	2.355	1.037	1.037
Mazuco 138 kV	2.085	4.744	2.085	2.085
San Gabán 138 kV	2.499	6.218	2.499	2.499
San Rafael 138 kV	1.218	2.797	1.218	1.218

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Tabla N°29. Corrientes de Corto Circuito bifásico a Tierra, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Sin Proyecto

BARRA	Falla doble línea a tierra o Cortocircuito bifásico a tierra			
	I_k'' Symm. KA rms	I_p Asim. kA Pico	I_b Symm. KA rms	I_k Symm. KA rms
Azángaro 138 kV	1.101	2.5	1.101	1.101
Mazuco 138 kV	2.258	5.138	2.258	2.258
San Gabán 138 kV	3.396	8.451	3.396	3.396
San Rafael 138 kV	1.303	2.993	1.303	1.303

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Se presentan los mayores valores como: máxima corriente de Corto Circuito es de 3.517 kA; la máxima corriente pico de corto circuito 8.752 kA y la máxima corriente de ruptura de corto circuito 3.517 kA referida al cortocircuito monofásico a tierra.

5.4.2. ESCENARIO N°2: OPERACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA EN AVENIDA 2018 CON PROYECTO

En este escenario se calculan los diferentes tipos de cortocircuitos, con el proyecto interconectado al SEIN. En la siguiente tabla se muestran los valores de las principales barras dentro de la zona de influencia.

Tabla N°30. Corrientes de Corto Circuito Trifásico, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Con Proyecto

BARRA	Falla Trifásica o Cortocircuito trifásico		
	I_k'' Symm. KA rms	I_p Asim. kA Pico	I_k Symm. KA rms
ANGEL I 33KV	5.046	9.714	5.046
ANGEL II 33KV	4.264	8.286	4.264
ANGEL III 33KV	4.105	7.892	4.105
S.E. ANGEL 33KV	5.093	9.805	5.093
S.E. ANGEL 138KV	2.913	7.206	2.913
Azángaro 138 kV	1.230	2.780	1.230
Mazuco 138 kV	2.459	5.573	2.459
San Gabán 138 kV	3.063	7.645	3.063
San Rafael 138 kV	1.452	3.319	1.452

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Tabla N°31. Corrientes de Corto Circuito Monofásico, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Con Proyecto

BARRA	Falla de línea a tierra o Cortocircuito monofásico			
	Ik'' Symm. KA rms	Ip Asim. kA Pico	Ib Symm. KA rms	Ik Symm. KA rms
ANGEL I 33KV	8.557	16.473	8.557	8.557
ANGEL II 33KV	6.408	12.452	6.408	6.408
ANGEL III 33KV	6.257	12.030	6.257	6.257
S.E. ANGEL 33KV	8.696	16.740	8.696	8.696
S.E. ANGEL 138KV	3.623	8.962	3.623	3.623
Azángaro 138 kV	0.924	2.088	0.924	0.924
Mazuco 138 kV	2.072	4.695	2.072	2.072
San Gabán 138 kV	3.985	9.947	3.985	3.985
San Rafael 138 kV	1.151	2.631	1.151	1.151

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Tabla N°32. Corrientes de Corto Circuito Bifásico, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Con Proyecto

BARRA	Falla de línea a línea o Cortocircuito bifásico			
	Ik'' Symm. KA rms	Ip Asim. kA Pico	Ib Symm. KA rms	Ik Symm. KA rms
ANGEL I 33KV	5.683	10.939	5.683	5.683
ANGEL II 33KV	4.743	9.216	4.743	4.743
ANGEL III 33KV	4.560	8.766	4.560	4.560
S.E. ANGEL 33KV	5.741	11.052	5.741	5.741
S.E. ANGEL 138KV	2.713	6.711	2.713	2.713
Azángaro 138 kV	1.095	2.475	1.095	1.095
Mazuco 138 kV	2.178	4.935	2.178	2.178
San Gabán 138 kV	2.844	7.098	2.844	2.844
San Rafael 138 kV	1.301	2.973	1.301	1.301

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Tabla N°33. Corrientes de Corto Circuito bifásico a Tierra, Máxima Demanda en Avenida 2018 - Con Proyecto

BARRA	Falla doble línea a tierra o Cortocircuito bifásico a tierra			
	$I_{k''}$ Symm. KA rms	I_p Asim. kA Pico	I_b Symm. KA rms	I_k Symm. KA rms
ANGEL I 33KV	6.907	13.297	6.907	6.907
ANGEL II 33KV	5.368	10.431	5.368	5.368
ANGEL III 33KV	5.213	10.022	5.213	5.213
S.E. ANGEL 33KV	7.059	13.588	7.059	7.059
S.E. ANGEL 138KV	3.301	8.167	3.301	3.301
Azángaro 138 kV	1.155	2.611	1.155	1.155
Mazuco 138 kV	2.339	5.301	2.339	2.339
San Gabán 138 kV	3.674	9.169	3.674	3.674
San Rafael 138 kV	1.379	3.153	1.379	1.379

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Para la SE San Gabán 138 kV registra una máxima corriente de cortocircuito monofásica de 3.985 kA, lo cual representa 0.5 kA de aumento con la entrada de la CH El Ángel I, II y III.

Para la SE El Ángel 138 kV, toma un valor máximo de 3.623 kA para una falla monofásica a tierra y su máxima corriente pico es de 8.962 kA, se ve también que en la S.E. Ángel 33kv, hay una corriente de pico elevada de 16.740 kA, pero no que está en los rangos permitidos.

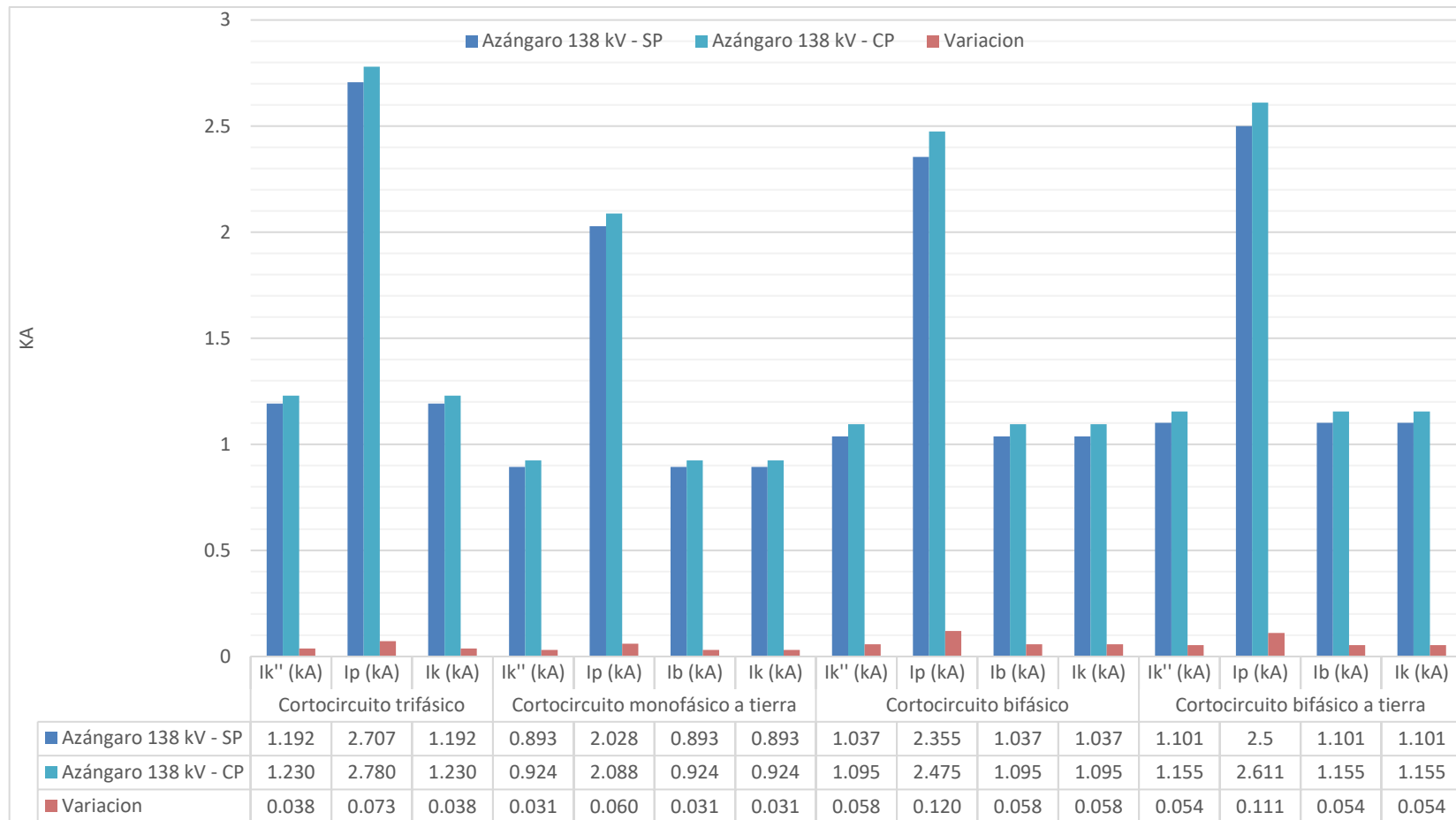


Figura N°16. Comparativa de Barra de Azángaro con y sin Proyecto - Avenida

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick



Figura N°17. Comparativa de Barra de Mazuco con y sin Proyecto - Avenida

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

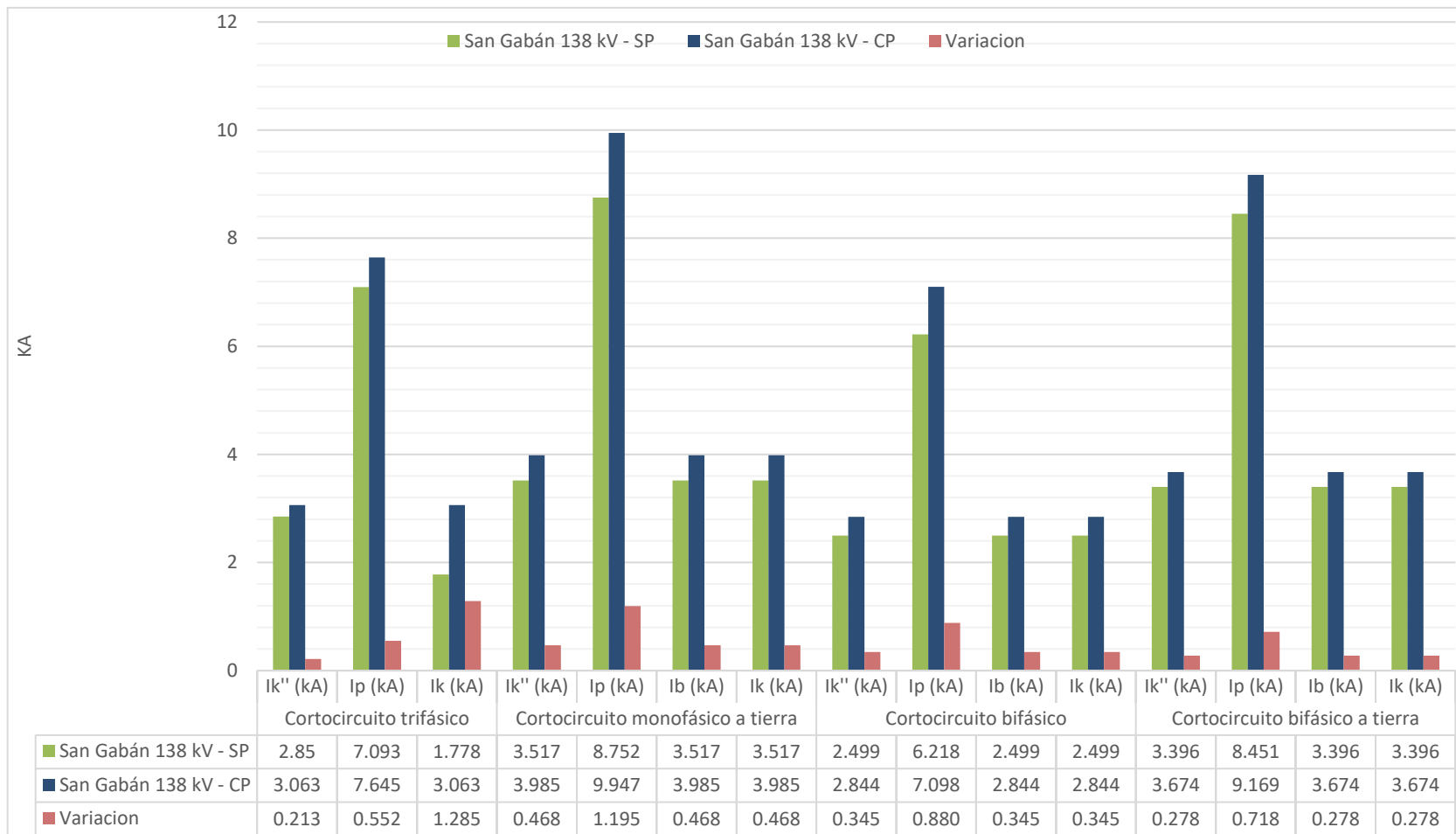


Figura N°18. Comparativa de Barra de San Gabán con y sin Proyecto - Avenida

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

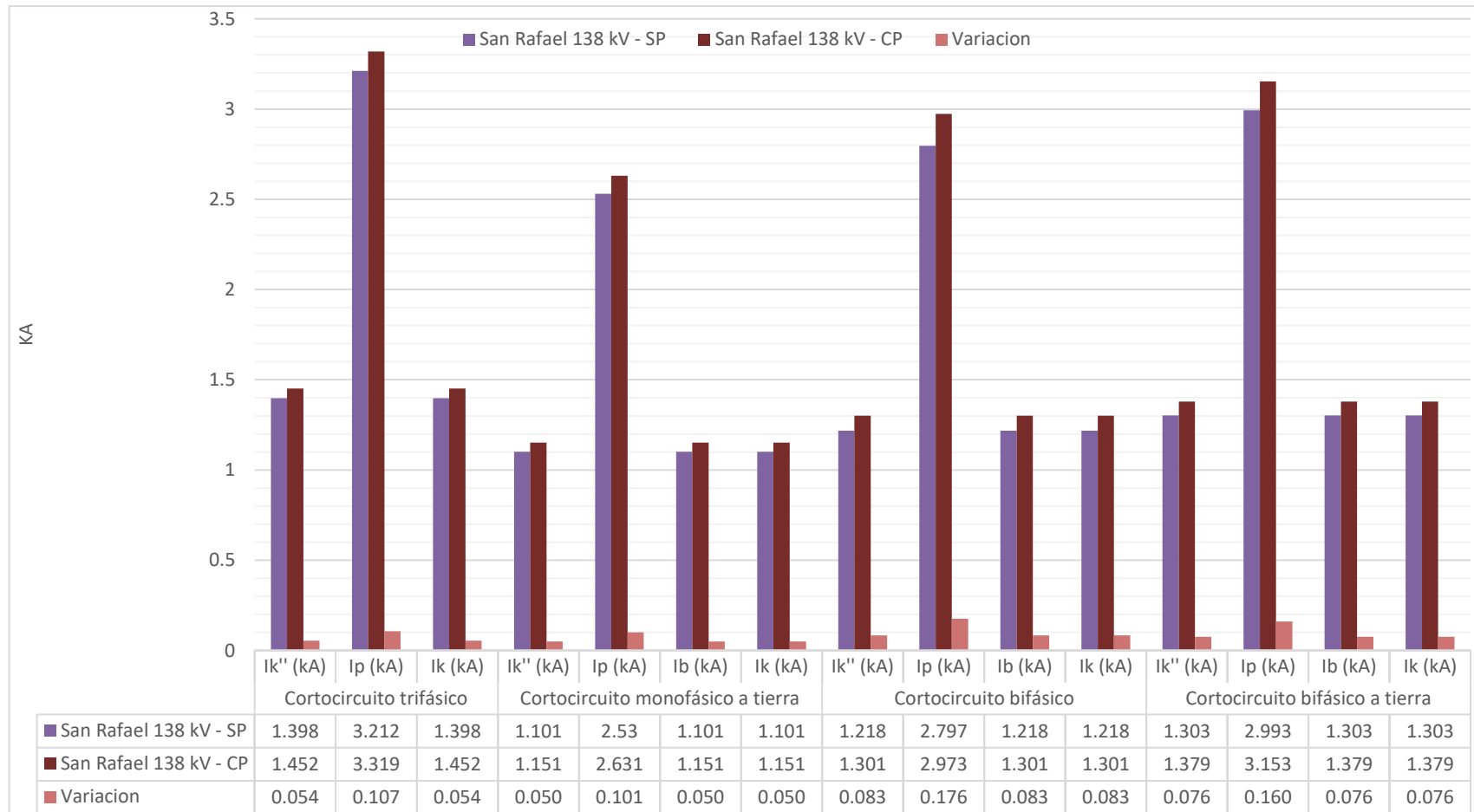


Figura N°19. Comparativa de Barra de San Rafael con y sin Proyecto - Avenida

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

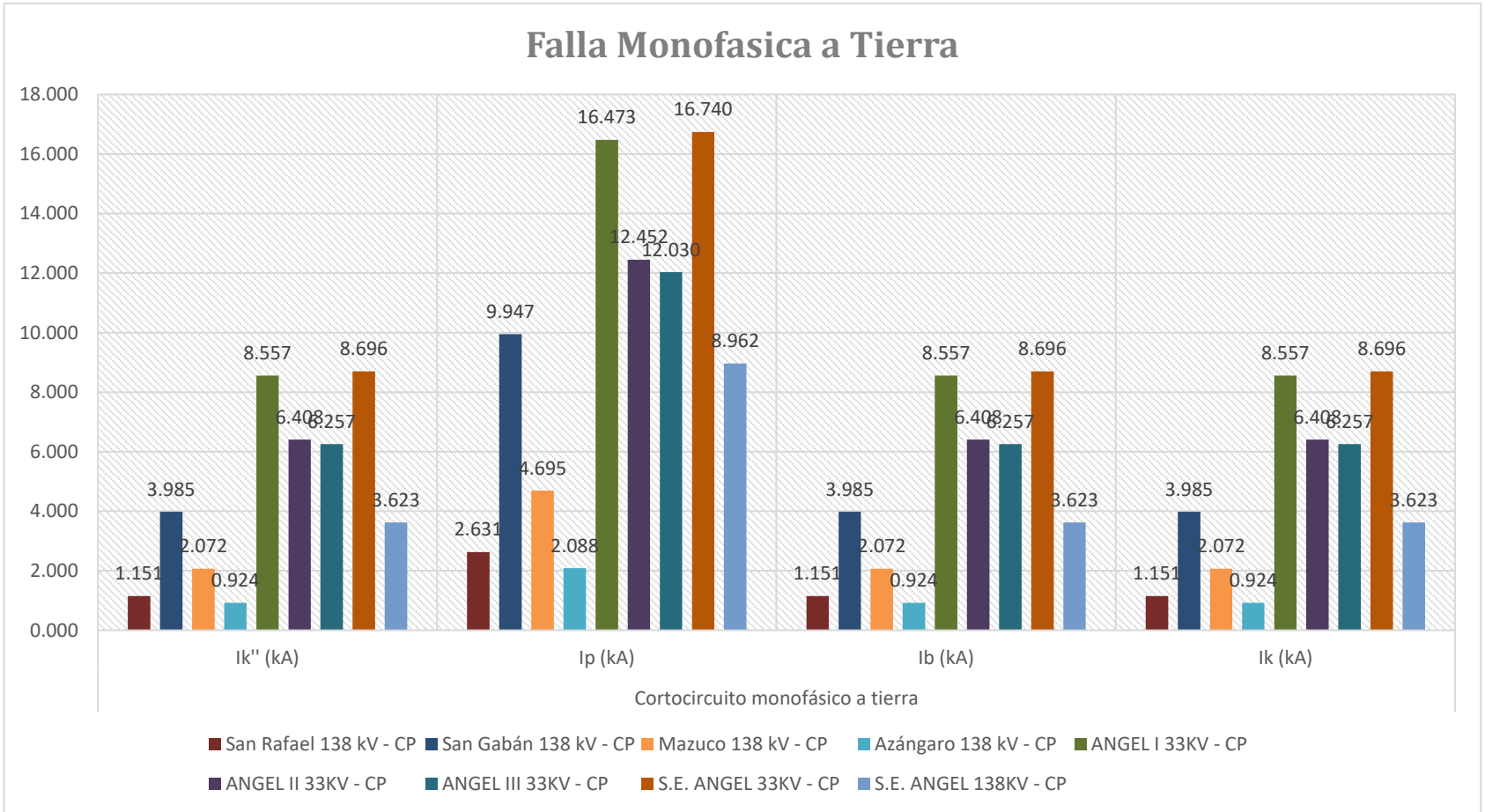


Figura N°20. Niveles de Falla Monofásica a tierra con Proyecto en Avenida

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

5.4.3. ESCENARIO N°3: OPERACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA EN ESTIAJE 2018 SIN PROYECTO

El escenario de ingreso del proyecto, se realizan los cálculos de cortocircuito sin proyecto, para tener una base de comparación cuando entre en servicio el proyecto. Los resultados de las simulaciones de cortocircuito para Avenida máxima 2018 Con proyecto, se presentan en la tabla siguiente:

Tabla N°34. Corrientes de falla Trifásicas, Máxima Demanda en Estiaje 2018 - Sin Proyecto

BARRA	Falla Trifásica o Cortocircuito trifásico		
	I_k'' Symm. KA rms	I_p Asim. kA Pico	I_k Symm. KA rms
Azángaro 138 kV	1.287	2.924	1.192
Mazuco 138 kV	2.454	5.567	2.398
San Gabán 138 kV	3.043	7.615	1.778
San Rafael 138 kV	1.605	3.723	1.399

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Tabla N°35. Corrientes de Corto Circuito Monofásico, Máxima Demanda en Estiaje 2018 - Sin Proyecto

BARRA	Falla de línea a tierra o Cortocircuito monofásico			
	I_k'' Symm. KA rms	I_p Asim. kA Pico	I_b Symm. KA rms	I_k Symm. KA rms
Azángaro 138 kV	0.927	2.107	0.927	0.927
Mazuco 138 kV	2.043	4.635	2.043	2.043
San Gabán 138 kV	3.706	9.273	3.706	3.706
San Rafael 138 kV	1.18	2.738	1.18	1.18

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Tabla N°36. Corrientes de Corto Circuito Bifásico, Máxima Demanda en Estiaje 2018 - Sin Proyecto

BARRA	Falla de línea a línea o Cortocircuito bifásico			
	$I_{k''}$ Symm. KA rms	I_p Asim. kA Pico	I_b Symm. KA rms	I_k Symm. KA rms
Azángaro 138 kV	1.119	2.543	1.119	1.119
Mazuco 138 kV	2.132	4.839	2.132	2.132
San Gabán 138 kV	2.666	6.67	2.666	2.666
San Rafael 138 kV	1.397	3.239	1.397	1.397

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Tabla N°37. Corrientes de Corto Circuito bifásico a Tierra, Máxima Demanda en Estiaje 2018 - Sin Proyecto

BARRA	Falla doble línea a tierra o Cortocircuito bifásico a tierra			
	$I_{k''}$ Symm. KA rms	I_p Asim. kA Pico	I_b Symm. KA rms	I_k Symm. KA rms
Azángaro 138 kV	1.18	2.682	1.18	1.18
Mazuco 138 kV	2.303	5.226	2.303	2.303
San Gabán 138 kV	3.577	8.952	3.577	3.577
San Rafael 138 kV	1.473	3.417	1.473	1.473

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Las SE San Gabán y SE Mazuco de 138 kV presentan las máximas corrientes de cortocircuito monofásico llegando a valores de 3.517 kA y 2.017 kA, respectivamente.

5.4.4. ESCENARIO N°4: OPERACIÓN DE MÁXIMA DEMANDA EN ESTIAJE 2018 CON PROYECTO

Escenario de ingreso del proyecto, se realizan los cálculos de cortocircuito con el proyecto interconectado al SEIN, los resultados de las simulaciones de cortocircuito para estiaje máxima 2018 con proyecto, se presentan en la tabla siguiente:

**Tabla N°38. Corrientes de falla Trifásicas, Máxima Demanda en Estiaje 2018 -
Con Proyecto**

BARRA	Falla Trifasica o Cortocircuito trifásico		
	I_k'' Symm. KA rms	I_p Asim. kA Pico	I_k Symm. KA rms
ANGEL I 33KV	5.116	9.798	5.046
ANGEL II 33KV	4.313	8.344	4.264
ANGEL III 33KV	4.149	7.944	4.105
S.E. ANGEL 33KV	5.165	9.891	5.093
S.E. ANGEL 138KV	3.101	7.664	2.913
Azángaro 138 kV	1.322	2.991	1.230
Mazuco 138 kV	2.510	5.673	2.459
San Gabán 138 kV	3.254	8.112	3.063
San Rafael 138 kV	1.659	3.830	1.452

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

**Tabla N°39. Corrientes de Corto Circuito Monofásico, Máxima Demanda en
Estiaje 2018 - Con Proyecto**

BARRA	Falla de línea a tierra o Cortocircuito monofásico			
	I_k'' Symm. KA rms	I_p Asim. kA Pico	I_b Symm. KA rms	I_k Symm. KA rms
ANGEL I 33KV	8.641	16.550	8.641	8.641
ANGEL II 33KV	6.455	12.489	6.455	6.455
ANGEL III 33KV	6.300	12.063	6.300	6.300
S.E. ANGEL 33KV	8.783	16.820	8.783	8.783
S.E. ANGEL 138KV	3.789	9.363	3.789	3.789
Azángaro 138 kV	0.954	2.160	0.954	0.954
Mazuco 138 kV	2.092	4.730	2.092	2.092
San Gabán 138 kV	4.170	10.396	4.170	4.170
San Rafael 138 kV	1.227	2.833	1.227	1.227

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Tabla N°40. Corrientes de Corto Circuito Bifásico, Máxima Demanda en Estiaje 2018 - Con Proyecto

BARRA	Falla de línea a línea o Cortocircuito bifásico			
	Ik'' Symm. KA rms	Ip Asim. kA Pico	Ib Symm. KA rms	Ik Symm. KA rms
ANGEL I 33KV	5.747	11.007	5.747	5.747
ANGEL II 33KV	4.785	9.259	4.785	4.785
ANGEL III 33KV	4.598	8.803	4.598	4.598
S.E. ANGEL 33KV	5.807	11.122	5.807	5.807
S.E. ANGEL 138KV	2.877	7.109	2.877	2.877
Azángaro 138 kV	1.172	2.653	1.172	1.172
Mazuco 138 kV	2.218	5.014	2.218	2.218
San Gabán 138 kV	3.009	7.501	3.009	3.009
San Rafael 138 kV	1.480	3.416	1.480	1.480

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Tabla N°41. Corrientes de Corto Circuito bifásico a Tierra, Máxima Demanda en Estiaje 2018 - Con Proyecto

BARRA	Falla doble línea a tierra o Cortocircuito bifásico a tierra			
	Ik'' Symm. KA rms	Ip Asim. kA Pico	Ib Symm. KA rms	Ik Symm. KA rms
ANGEL I 33KV	6.981	13.370	6.981	6.981
ANGEL II 33KV	5.427	10.500	5.427	5.427
ANGEL III 33KV	5.266	10.083	5.266	5.266
S.E. ANGEL 33KV	7.135	13.664	7.135	7.135
S.E. ANGEL 138KV	3.468	8.571	3.468	3.468
Azángaro 138 kV	1.230	2.785	1.230	1.230
Mazuco 138 kV	2.379	5.379	2.379	2.379
San Gabán 138 kV	3.854	9.606	3.854	3.854
San Rafael 138 kV	1.551	3.580	1.551	1.551

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Para la SE San Gabán 138 kV la máxima corriente de cortocircuito monofásico a tierra es de 4.170 kA, el cual significa un aumento de 0.5 kA con el ingreso de la CH El Ángel I, II y III, de la misma manera se resalta que la máxima

Corriente Pico tiene un valor de 10.396 kA, la cual está dentro del rango de protección, la cual es hasta 31.5 kA

Para la SE Ángel 138 kV, toma un valor máximo de 3.789 kA para una falla monofásica a tierra y su máxima corriente pico es de 9.363 kA para una falla monofásica a tierra.



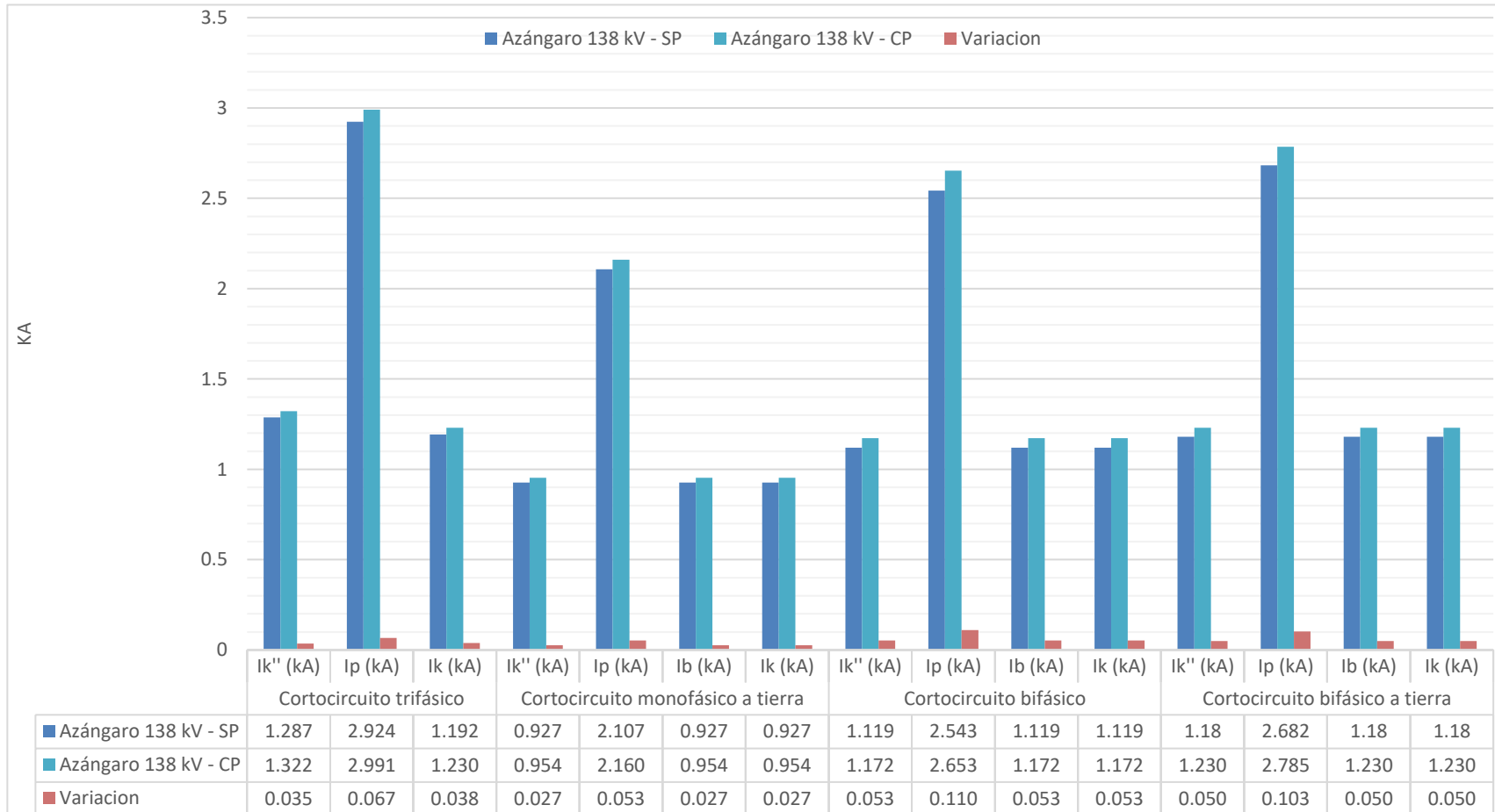


Figura N°21. Comparativa de Barra de Azángaro con y sin Proyecto - Estiaje

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick



Figura N°22. Comparativa de Barra de Mazuco con y sin Proyecto - Estiaje

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

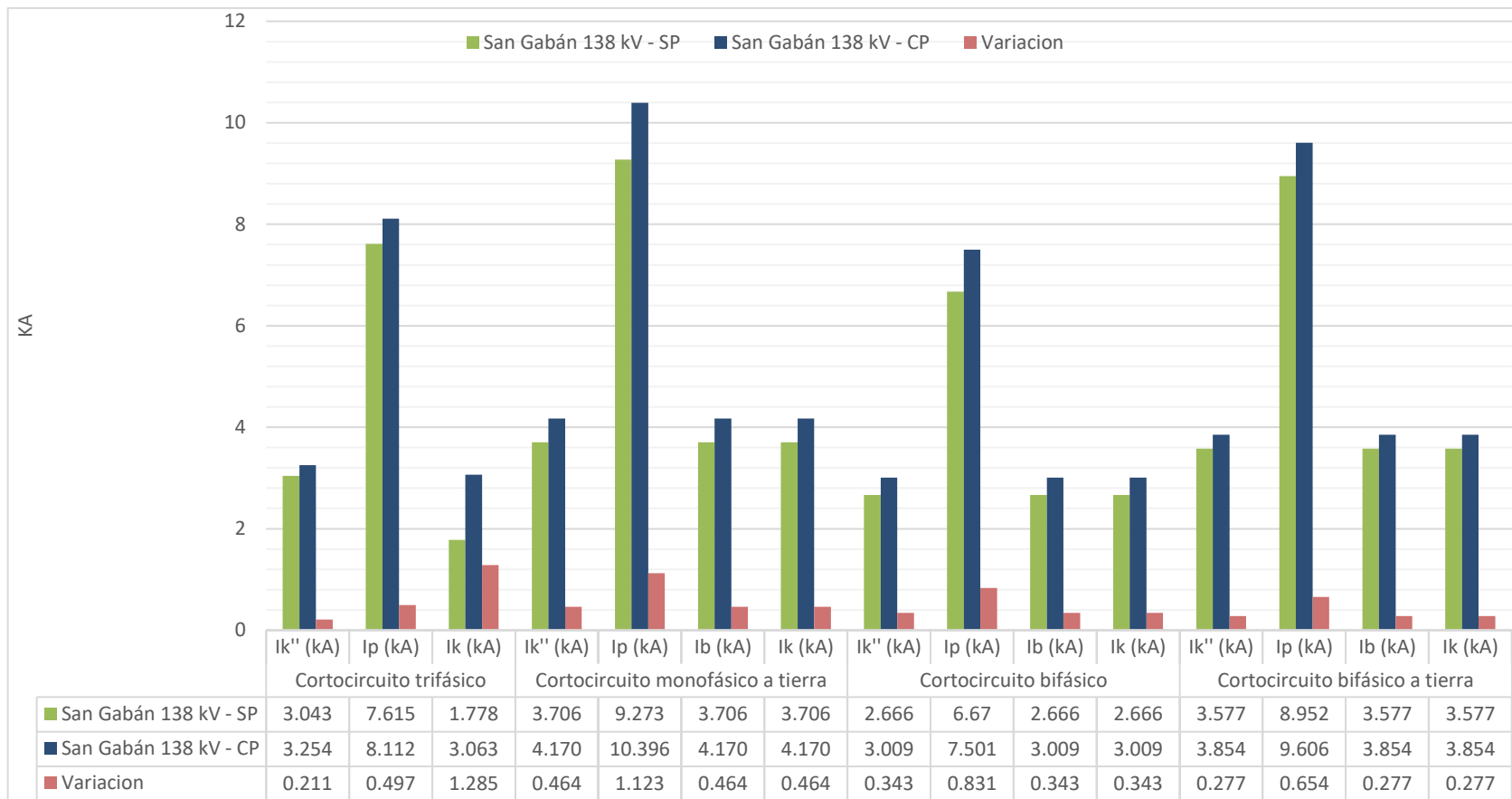


Figura N°23. Comparativa de Barra de San Gabán con y sin Proyecto - Estiaje

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

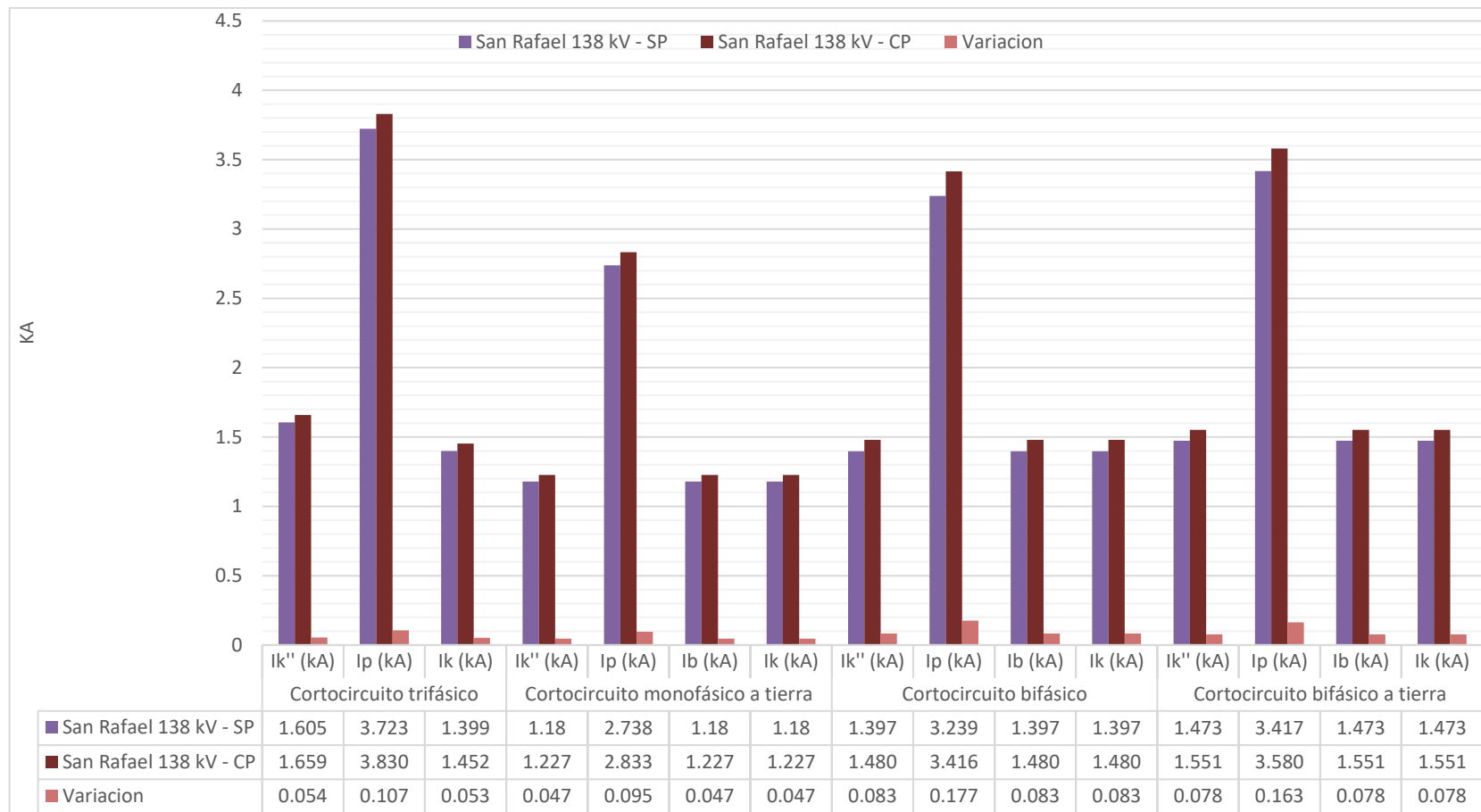


Figura N°24. Comparativa de Barra de San Rafael con y sin Proyecto - Estiaje

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

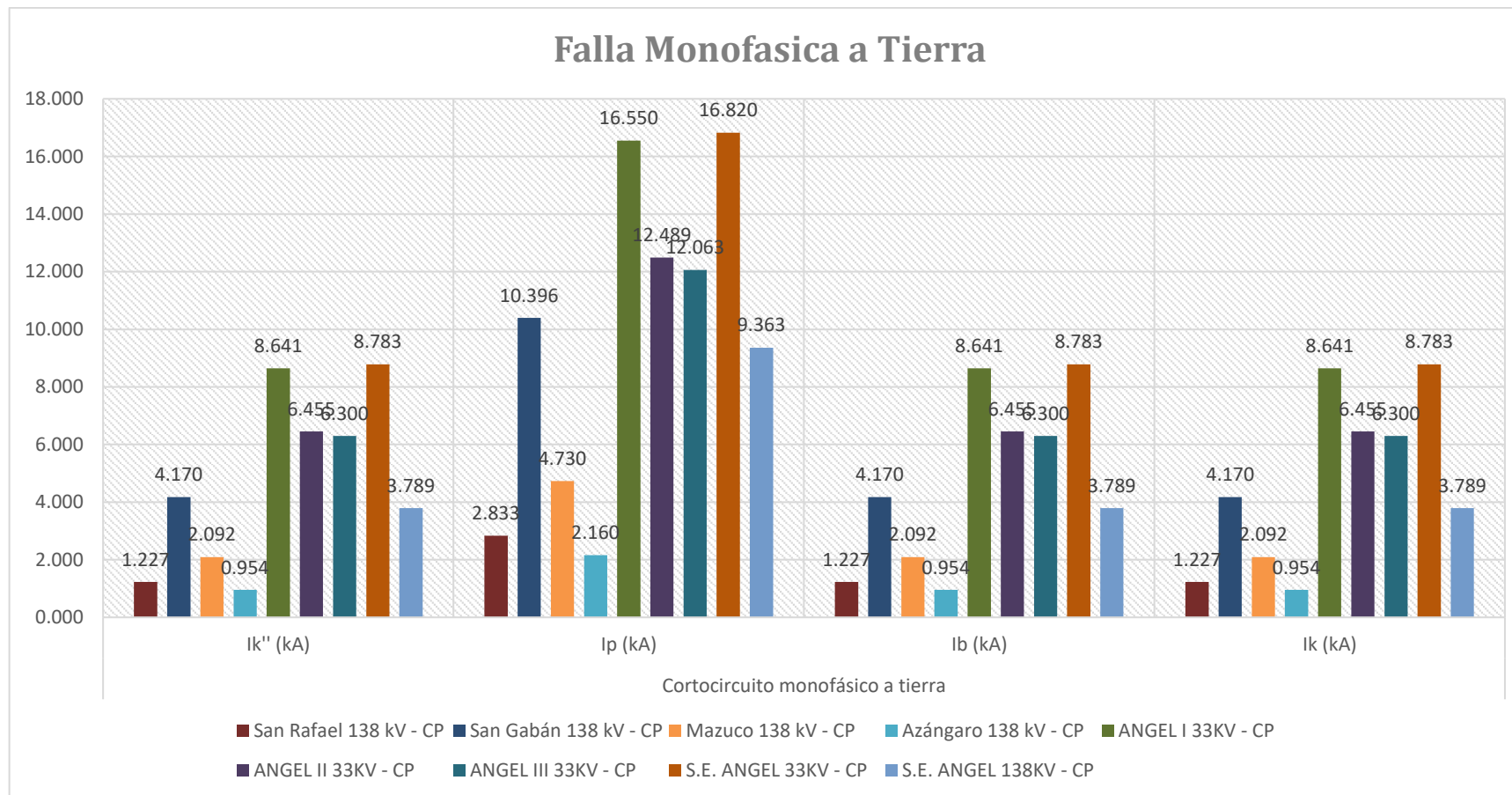


Figura N°25. Niveles de Falla Monofásica a tierra con Proyecto en Estiaje

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

CAPÍTULO VI

6. ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

6.1. METODOLOGÍA

En el estudio de coordinación de protecciones se realiza un proceso de selección de ajustes o curvas características de los dispositivos de protección involucrados, de tal manera que la operación de los mismos se efectúe organizada y selectivamente, en un orden específico y con el mínimo tiempo de operación, para minimizar la interrupción del servicio y aislar adecuadamente la menor porción posible del sistema de potencia como consecuencia de una falla.

6.2. CRITERIOS DE DISEÑO

Se debe de considerar el nivel de energía incidente en cada barra a fin de regular los tiempos de despeje de fallas, con el propósito de obtener una categoría de arco eléctrico aceptable (**Categoría 2**).

- Todos los ajustes se deben verificar, para la condición extrema proyectada al año 2018, que corresponde a las corrientes de falla máxima. Los ajustes de las funciones de sobre corriente de fases se deben calcular para que sean insensibles ante corrientes normales de carga de los equipos y circuitos que protegen.
- Los ajustes de corriente de arranque deben permitir la operación normal de las instalaciones en condiciones nominales de carga y no deben actuar por conexión abrupta de cargas (carga fría), corrientes Inrush de transformadores y las corrientes de arranque de los motores.
- Los ajustes de los relés deben proteger a los equipos (Transformadores, máquinas rotativas, contactores cables, etc.) por lo que sus curvas de operación deberán estar por debajo de sus límites de sobrecarga térmica y dinámica (curva de daño).
- La corriente Inrush de los transformadores fijo en función a lo indicado por el fabricante que considera un valor de 12 veces la corriente nominal. Con un tiempo de duración de 0,1 segundos, según el estándar IEEE Std 242 “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power System”.

- En general para mantener la selectividad es necesario mantener intervalos de tiempos mínimos con el motivo de minimizar el impacto por arco eléctrico en todas las escalas de la protección, como referencia tomaremos las recomendaciones de la Norma IEEE Std242 Tabla 42 (Minimum coordination time interval).

Tabla N°42. Tiempos de intervalos mínimos para Coordinación

Downstream	Upstream		
	Fuse	Low Voltage Circuit Breaker	Static Relay
Fuse	Clear Space	Clear Space	0.12 s
Low Voltage Circuit Breaker	Clear Space	Clear Space	0.12 s
Static Relay (5 cycles)	0.20s	0.20s	0.20 s

Fuente: *Minimum coordination time interval*

Autor: Norma *IEEE Std 242*

6.2.1. DEFINICIONES

Todo sistema de protección debe de considerar y cumplir en la medida de lo posible los siguientes principios:

- **Fiabilidad:** Seguridad de que la protección actuará cuando deba de actuar, tiene dos componentes confianza y seguridad.
- **Selectividad:** Continuidad máxima del servicio, con mínima desconexión del sistema.
- **Sensibilidad:** Requiere que el equipo sea sensible a las corrientes de falla presentes en la red y a su vez insensible a las sobre corrientes de operación normales de arranque de algunos equipos tales como transformadores, motores, etc.
- **Rapidez de Operación:** Duración mínima de una falla, así como un menor daño en los equipos del sistema.
- **Simplicidad:** Menor equipamiento de protección y circuitos asociados para lograr los objetivos de protección y que el sistema de protección no supere el 5% del costo total del equipo protegido

6.3. DESCRIPCIÓN DEL MODELAMIENTO MATEMÁTICO

El estudio de protecciones del Sistema Eléctrico para el Proyecto ANGEL fue diseñado en el software ETAP 16.1 basado en los diagramas unifilares emitidos, este modelo matemático fue conectado a una red equivalente modelada con las corrientes de corto circuito (I_{cc}) y relación X/R trifásica y monofásica correspondiente a la barra principal de MAZUCO.

6.3.1. MODELAMIENTO DE LOS INTERRUPTORES.

Los datos de los interruptores fueron modelados con información de los diagramas unifilares emitidos por el vendedor para media y alta tensión tal como se describe en los siguientes cuadros.

Tabla N°43. Modelamiento de interruptores.

MODELAMIENTO DE INTERRUPTORES MEDIA TENSION					
Ubicación	Marca	Modelo	kV	Icc (Sym)	In
S.E. ANGEL	Siemens	3AH49	38	40.0	1200
	Siemens	3AH49	38	40.0	1200
	Siemens	3AH49	38	40.0	1200
	Siemens	3AH49	38	40.0	1200
	Siemens	3AH49	38	40.0	1200
	Siemens	3AH49	38	40.0	1200
	Siemens	3AH49	38	40.0	1200
	ABB – 169PM40	169PM40	169	40.0	1200

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

6.3.2. MODELAMIENTO DE LA RED EQUIVALENTE

La red equivalente que representa la barra principal de MAZUCO en los escenarios de máxima demanda para el año 2018 tiene los siguientes parámetros para su modelamiento:

Tabla N°44. Parámetros de Modelamiento de Red Equivalente.

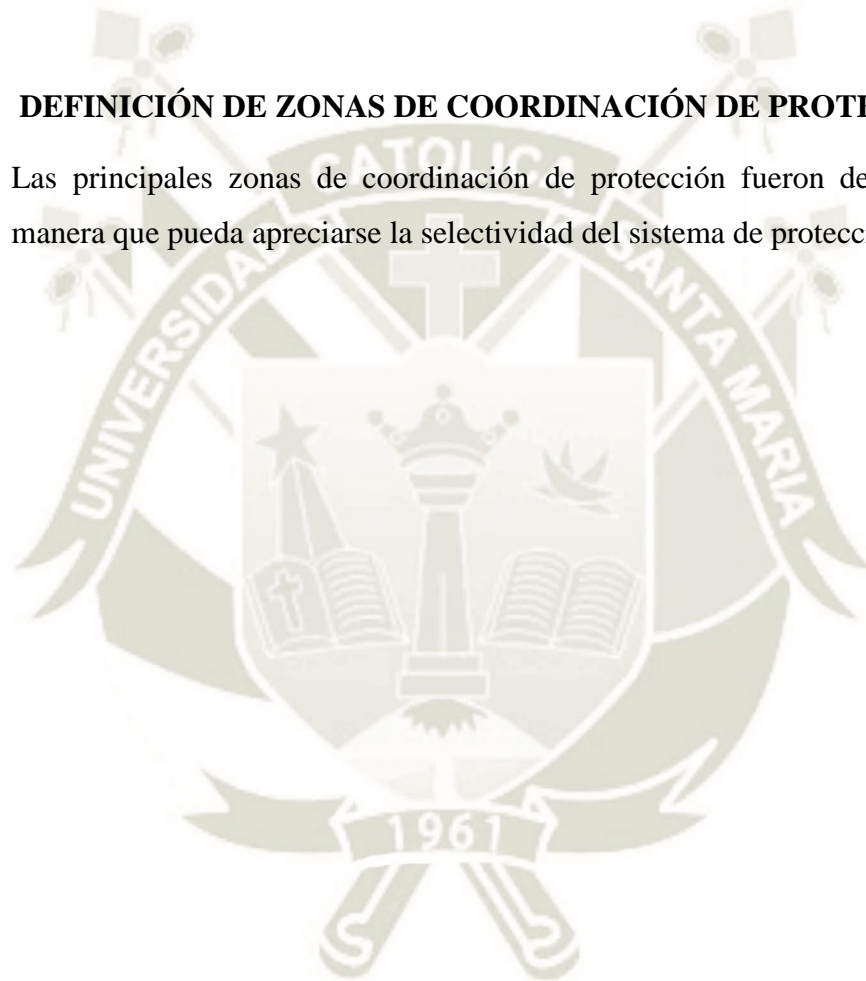
PARAMETROS DE MODELAMIENTO DE RED EQUIVALENTE 2018				
Condición	Trifásica		Monofásica	
	Icc	X/R	Icc	X/R
Máxima Demanda 2018	1.295 kA	4.786	1.092 kA	4.786

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

6.4. DEFINICIÓN DE ZONAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN

Las principales zonas de coordinación de protección fueron definidas de tal manera que pueda apreciarse la selectividad del sistema de protecciones.



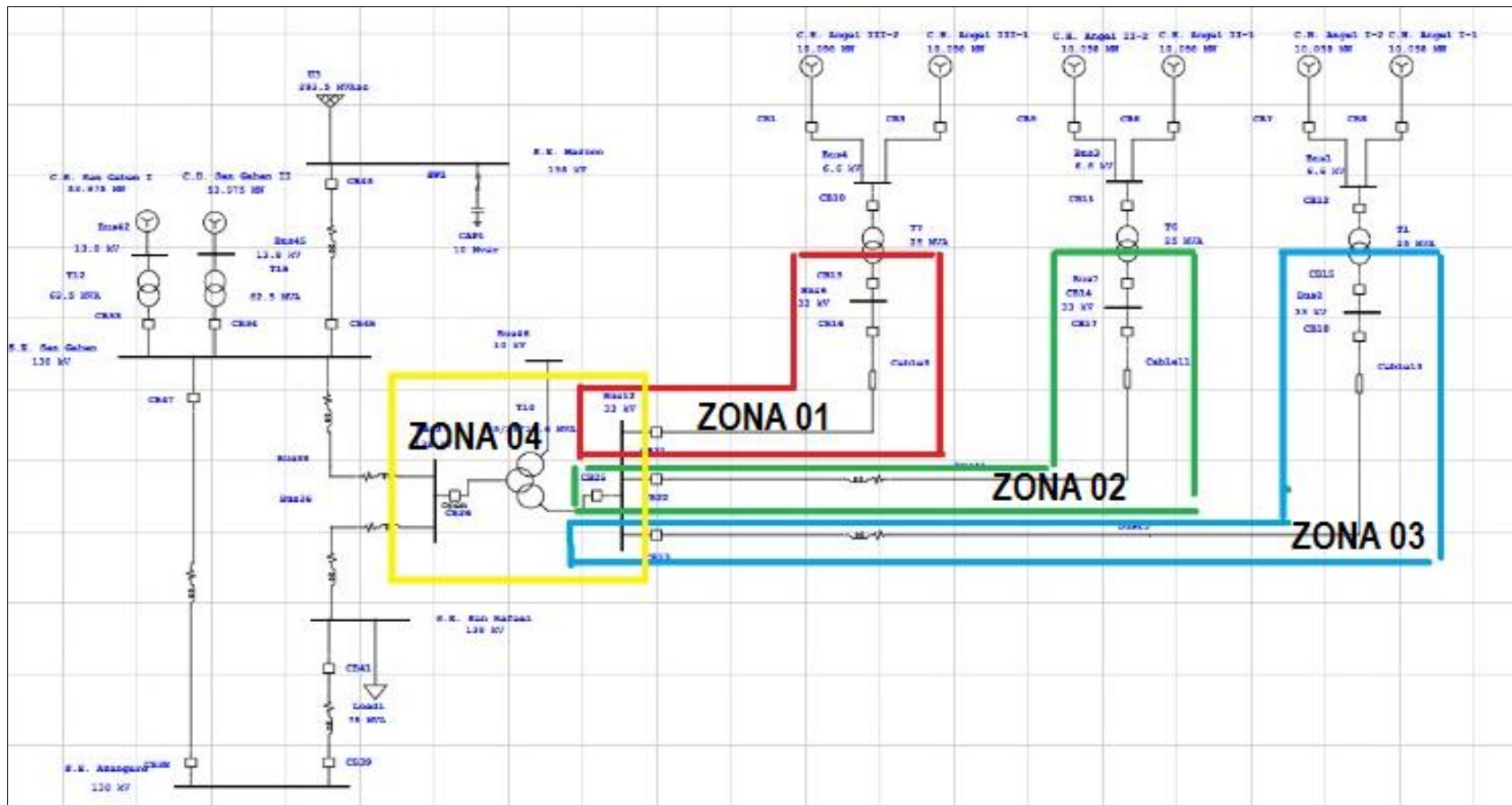


Figura N°26. Zonas de Coordinación de Protección del Proyecto

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

6.5. RESULTADOS

6.5.1. AJUSTES PARA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE FASE

Tabla N°45. Estado de ajustes de relés ante falla de fase.

AJUSTES PARA LA COORDINACION DE PROTECCION DE FASE												
Zona de protección	Elemento	ETAP ID del relé	Modelo	KV	CT	Overcurrent				Instantaneous		
					Ratio	Tipo de Curva	Pickup	Amperios	Time dial	Pickup	Amperios	Time dial
1	Relay	Relay 01	REF 630	6.6	3000:1	IEC Extremely Inverse	0.95	2850	0.25	-	-	-
	Relay	Relay1	REF 630	33	600:1	IEC Extremely Inverse	0.81	486	0.1	1.8	1080	0.02
2	Relay	Relay12	REF 630	6.6	1000:1	IEC Extremely Inverse	0.95	2850	0.25	-	-	-
	Relay	Relay03	REF 630	33	800:1	IEC Extremely Inverse	0.81	486	0.1	1.8	1080	0.02
3	Relay	Relay13	REF 630	6.6	1000:1	IEC Extremely Inverse	0.95	2850	0.25	-	-	-
	Relay	Relay04	REF 630	33	800:1	IEC Extremely Inverse	0.81	486	0.1	1.8	1080	0.02
4	Relay	Relay5	REF 630	33	2000:1	IEC Extremely Inverse	0.40	800	0.35	-	-	-
	Relay	Relay7	REF 630	138	800:1	IEC Extremely Inverse	0.20	160	0.1	-	-	-

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

Los resultados de calibración permitieron que las curvas actuales contemplen corrientes de inserción (Inrush) de 12 Veces la corriente nominal en transformadores, adicionalmente, resguardaron las curvas de daño de los devanados en caliente y frío, curvas de daño de conductores aislados, líneas aéreas, barras, etc. estos ajustes obtenidos obedecen a los criterios de diseño del presente informe. Por ejemplo:

Para la protección por sobre corriente (51P) en los relés REF 630, se consideró la curva tipo IEC extremadamente inversa, mientras que el Pickup de sobre corriente se ajustó con libertad desde 130% de la corriente nominal en ONAF de los transformadores en el lado del primario, mientras que en el lado del secundario se planteó un 100%.

Por otra parte, la protección instantánea (50P) se habilitó para reducir la energía de Arc flash y/o en el caso de que la protección por sobre corriente no permita mantener la selectividad. Los intervalos de tiempo fueron obtenidos de la tabla 42 que hace referencia a la norma IEEE Std 242 Tabla 15-7 (Minimum coordination time interval).

6.5.2. AJUSTES PARA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE TIERRA

Tabla N°46. Estado de ajustes de Relés ante falla a tierra.

AJUSTES PARA LA COORDINACION DE PROTECCION DE TIERRA												
Zona de protección	Elemento	ETAP ID del relé	Modelo	KV	CT	Overcurrent				Instantaneous		
					Ratio	Curve Type	Pickup	Amperios	Time dial	Pickup	Amperios	Time dial
1	Relay	Relay 01	REF 630	6.6	3000:1	IEC Define Time	0.01	6	0.04	-	-	-
	Relay	Relay1	REF 630	33	600:1	IEC Define Time	0.01	30	0.24	-	-	-
2	Relay	Relay12	REF 630	6.6	1000:1	IEC Define Time	0.01	6	0.04	-	-	-
	Relay	Relay03	REF 630	33	800:1	IEC Define Time	0.01	30	0.24	-	-	-
3	Relay	Relay13	REF 630	6.6	1000:1	IEC Define Time	0.01	6	0.04	-	-	-
	Relay	Relay04	REF 630	33	800:1	IEC Define Time	0.01	30	0.24	-	-	-
4	Relay	Relay5	REF 630	33	2000:1	IEC Define Time	0.01	20	0.04	-	-	-
	Relay	Relay7	REF 630	138	800:1	IEC Define Time	0.01	8	0.24	-	-	-

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

La protección por sobre corriente de fase (51N) en los relés REF 630, se consideró la curva tipo IEC de tiempo definido con el Pickup de sobre corriente con un mínimo de 6 Amperios y un máximo de 30 Amperios (Ya que todas las cargas son trifásicas en los niveles de 6.6kV y 33kV, no debería haber desbalances considerables) y un tiempo definido de 40ms con intervalos de 200ms para permitir la selectividad entre circuitos.

CAPITULO VII

7. ESTUDIO DE ARCO ELÉCTRICO

7.1. METODOLOGÍA

El presente estudio determinara el tipo de equipo de protección personal (EPP), requerido para que, en el caso de ser expuesto al arco eléctrico, se eviten los daños al trabajador y, en segundo lugar, determinar la distancia segura desde el equipo energizado para personas sin ropa de protección adecuada.

7.2. CRITERIOS DE DISEÑO

Para evaluar los resultados obtenidos de arco eléctrico, se aplican los criterios que se describirán a continuación:

7.2.1. CONSIDERACIONES DE CORTO CIRCUITO

Los cálculos se han efectuado para fallas trifásicas (por ser las más críticas usualmente), las fallas monofásicas a tierra no han sido consideradas para el cálculo del arco eléctrico por ser de menor intensidad que las anteriores.

El análisis de arco eléctrico ha sido realizado considerando las condiciones de topología obtenidos del estudio de cortocircuito en la S.E. Ángel y el banco de transformadores (Ángel I, Ángel II y Ángel III), en el que se detallan las potencias y corrientes de cortocircuito asociadas al sistema en estudio.

Cabe destacar que las corrientes de arco eléctrico son de menor magnitud que una falla trifásica ya que el arco eléctrico se produce después de una falla franca reduciéndose drásticamente la impedancia de falla al pasar de un medio metálico solido a otro medio de plasma.

7.2.2. CONSIDERACIONES RESPECTO AL ARCO ELECTRICO

Para determinar el equipo de protección personal EPP se tendrá en consideración la norma NFPA 70E ultima versión, la cual determina que un adecuado equipo de protección personal es el que limita la energía incidente del arco a 1.2 Cal/cm^2 , que provoca quemaduras de segundo grado curables. Los equipos de protección eléctrica se han clasificado en 5 categorías:

Tabla N°47. Categorías de Arco Eléctrico

CATEGORIAS DE ARCO SEGÚN LA NORMA NFPA 70E		
Categoría	Energía incidente	Ropa Requerida
0	0 - 1.2 cal/cm ²	4.5-14.0 oz/yd ² untreated cotton.
1	1.2 - 4 cal/cm ²	FR (Fire resistance fabric) shirt and pants.
2	4 - 8 cal/cm ²	Cotton underclothing plus FR shirt and pants.
3	8 - 25 cal/cm ²	Cotton underclothing plus FR shirt, pants, overalls or equivalent
4	25 - 40 cal/cm ²	Cotton underclothing plus FR shirt, pants, plus double layer switching coat and pants or equiv.

Fuente: La Norma NFPA 70E

Autor: La Norma NFPA 70E

- La NEC 2002 en la sección 110-16, establece que todos los tableros y MCC's que requieran pruebas de mantenimiento mientras estén energizados, deben estar marcados visiblemente con el aviso de peligro Arco Eléctrico potencial. Estas etiquetas deberán llevar como información por lo menos la energía incidente calculada en Cal/cm² y el EPP requerido.
- Se considera para el cálculo del FPB (Flash Protection Boundary) 1.2 cal/cm². Distancia límite de protección contra arco eléctrico que podría traer como consecuencia quemaduras de segundo grado para el personal.
- Para determinar el nivel de arco eléctrico se requiere como datos de entrada la corriente de cortocircuito y el tiempo de despeje de falla, para ello se debe tener definidos los ajustes de los equipos de protección.

7.2.3. TERMINOLOGÍA

- **Arco Eléctrico:** Descarga eléctrica que se forma entre dos electrodos sometidos a una diferencia de potencial y colocados en el seno de una atmósfera gaseosa.
- **Bolted Short-circuit current:** Corriente de corto circuito que fluirá en el evento que dos -conductores energizados sean corto-circuitados con una resistencia de cero ohmios entre ellos.

- **Arcing Fault Current (Corriente de arco):** La corriente real que fluye en el circuito durante un evento de falla por arco eléctrico. También denominada corriente de falla por arco eléctrico o corriente de arco.
- **Incident energy (Energía incidente):** Es la cantidad de energía calorífica sobre una superficie a una determinada distancia de la fuente, la cual es producida durante una falla por arco eléctrico. Su unidad de medida es cal/cm².
- **Working distance (Distancia de trabajo):** Es la distancia desde el torso y la cara de una persona hasta los equipos energizados.
- **Flash Protection Boundary or Arc Flash Protection Boundary (FPB):** Es la distancia mínima desde la fuente de arco hasta el punto donde la energía incidente en caso de presentarse una falla de arco eléctrico sería 1.2 cal/cm² (energía suficiente para producir una quemadura curable de segundo grado).
- **Fault Clearing Time (FCT):** El tiempo total requerido para despejar una falla por arco. El FCT incluye el tiempo de disparo del relé más el tiempo de apertura del interruptor.

7.3. DESCRIPCIÓN DEL MODELAMIENTO MATEMÁTICO

El estudio del Sistema Eléctrico para el Proyecto de la S.E. ANGEL fue diseñado en el software ETAP 16.1 basado en los diagramas unifilares, este modelo matemático fue conectado a una red equivalente modelada con las corrientes de corto circuito (I_{cc}) y relación X/R trifásica y monofásica para el escenario de avenida máxima demanda correspondiente a la barra Mazuco 138kV.

7.3.1. MODELAMIENTO DE LA RED EQUIVALENTE

Las corrientes de falla han sido consideradas para la condición de operación de avenida máxima demanda proyectada al año 2018, lo que implica considerar la red equivalente de la barra Mazuco 138kV con las siguientes características:

Tabla N°48. Parámetros de Modelamiento de Red Equivalente.

PARAMETROS DE MODELAMIENTO DE RED EQUIVALENTE 2016				
Condición	Trifásica		Monofásica	
	I _{cc}	X/R	I _{cc}	X/R
Máxima Demanda 2018	1.295 kA	4.786	1.092 kA	4.786

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

7.3.2. MODELAMIENTO DE TABLEROS

Los tableros fueron diseñados en el software ETAP 16.1 como barras considerando lo indicado en los unifilares de diseño y los unifilares en donde se detalla el nivel de tensión, la corriente de corto circuito, la corriente nominal y el tipo de tablero de acuerdo a su construcción, adicionalmente se deberá de considerar los siguientes términos que describen los parámetros de longitud necesarios para afinar el modelamiento de dichas barras según el nivel de tensión de servicio.

Gap between conductor / buses: Para el diseño de la distancia entre conductores o barras para equipos, está definida por el Standard IEEE 1584-2002 sección 9.4, estos valores se muestran en la siguiente tabla:

Tabla N°49. Distancia entre conductores o barras para equipos

Bus Nominal kV Range	Equipment Type*	Typical Gap Range mm.	Gap Default Value (mm)	X Factor Value
Bus Nominal kV <= 1.0 kV*	Open Air	1 to 999	40	2.000
	Cable Bus		13	2.000
	MCC		25	1.641
	Other		13	2.000
	Panelboard		25	1.641
	Switchgear		32	1.473
	Switchboard		32	1.473
	Switchrack		32	1.473
1.0 kV < Bus Nominal kV <= 5.0 kV	Open Air	1 to 999	102	2.000
	Cable Bus		13	2.000
	MCC		102	0.973
	Other		13	2.000
	Panelboard		102	0.973
	Switchgear		102	0.973
	Switchboard		102	0.973
	Switchrack		102	0.973

Fuente: sección 9.4

Autor: Standard IEEE 1584-2002

- Limited approach boundary: La zona de aproximación límite para conductores móviles expuestos o para partes fijas del circuito, según la Norma NFPA 70E se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N°50. Aproximación límite para conductores móviles expuestos o para partes fijas

Bus Nominal kV Range	Restricted and Prohibited Approach Boundaries			
	Restricted Approach Boundary		Prohibited Approach Boundary	
	Default (ft)	Range (ft)	Default (ft)	Range (ft)
0.001 kV to 0.300 kV	10	10 to 30	3.5	3.5 to 30
0.301 kV to 0.750 kV	10	10 to 30	3.5	3.5 to 30
0.751 kV to 15 kV	10	10 to 30	5	5 to 30
15.1 kV to 36 kV	10	10 to 30	6	6 to 30
36.1 kV to 46 kV	10	10 to 30	8	8 to 30
46.1 kV to 72.5 kV	10	10 to 30	8	8 to 30
72.6 kV to 121 kV	10.66	10.66 to 30	8	8 to 30
138 kV to 145 kV	11	11 to 30	10	10 to 30
161 kV to 169 kV	11.66	11.66 to 30	11.66	11.66 to 30
230kV to 242 kV	13	13 to 45	13	13 to 45
345 kV to 362 kV	15.33	15.33 to 45	15.33	15.33 to 45
500 kV to 550 kV	19	19 to 45	19	19 to 45
765 kV to 800 kV	23.75	23.75 to 45	23.75	23.75 to 45

Fuente: Norma (NFPA 70E).

Autor: Norma (NFPA 70E).

- Restricted and prohibited approach boundary: Para el diseño de las etiquetas de seguridad se considera el Límite de aproximación restringida y prohibida de exposición a partes vivas con riesgo a shock debido a un arco eléctrico de acuerdo a la norma NFPA 70E se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N°51. Aproximación restringida y prohibida de exposición a partes vivas con riesgo a shock

Bus Nominal kV Range	Restricted and Prohibited Approach Boundaries			
	Restricted Approach Boundary		Prohibited Approach Boundary	
	Default (ft)	Range (ft)	Default (ft)	Range (ft)
0.001 kV to 0.300 kV	1	1 to 30	0.1	0.1 to 30
0.301 kV to 0.750 kV	1	1 to 30	0.1	0.1 to 30
0.751 kV to 15 kV	2.16	2.16 to 30	0.6	0.6 to 30
15.1 kV to 36 kV	2.58	2.58 to 30	0.8	0.8 to 30
36.1 kV to 46 kV	2.75	2.75 to 30	1.41	1.41 to 30
46.1 kV to 72.5 kV	3.16	3.16 to 30	2.08	2.08 to 30
72.6 kV to 121 kV	3.25	3.25 to 30	2.66	2.66 to 30
138 kV to 145 kV	3.58	3.58 to 30	3.08	3.08 to 30
161 kV to 169 kV	4	4 to 30	3.5	3.5 to 30
230kV to 242 kV	5.25	5.25 to 45	4.75	4.75 to 45
345 kV to 362 kV	8.5	8.5 to 45	8	8 to 45
500 kV to 550 kV	11.25	11.25 to 45	10.75	10.75 to 45
765 kV to 800 kV	14.91	14.91 to 45	14.41	14.41 to 45

Fuente: Norma (NFPA 70E).

Autor: Norma (NFPA 70E).

De las tablas anteriores se seleccionaron los parámetros de longitud de acuerdo al nivel de tensión de servicio de los tableros principales.

7.4. RESULTADOS

Los resultados corresponden a las principales celdas de alta tensión y media tensión. En la siguiente tabla se detallan dichos resultados:



Tabla N°52. Resultados de estudio de Arco Eléctrico.

RESULTADOS DE ESTUDIO DE ARCO ELECTRICO									
Ubicación	TAG	TAG de la Fuente DP	Voltaje (kV)	Corriente de arco (kA)	Tiempo de despeje de falla (seg)	Límite de destello de falla "AFB" (m)	Energía Total (cal/cm ²)	Distancia de Trabajo (m)	Categoría de Peligro
BARRAS EN 33KV									
ANGEL I	PA18-TR-001-33KV	PA18TR00133KV	33.0	6.122	0.053	2.4	8.2	0.914	3
ANGEL II	PA18-TR-002-33KV	PA18TR00233KV	33.0	1.549	0.053	2.1	6.4	0.914	2
ANGEL III	PA18-TR-003-33KV	PA18TR00333KV	33.0	1.549	0.053	2.1	6.3	0.914	2
S.E. ANGEL 33KV	PA18-TR-004-33KV	PA18TR00433KV	33.0	0.814	0.372	6.4	57.8	0.914	>4
BARRAS EN 138KV									
S.E. ANGEL 138KV	PA18-TR-004-138KV	PA18TR004138KV	138.0	0.526	0.867	12.3	121.0	122	>4

Fuente: Proyecto de investigación

Autor: Manchego Melendez Erick

CONCLUSIONES

- Se concluye que para el estudio de Flujo de Potencia los resultados en el escenario de Estiaje 2018 la barra de 138kV de Mazuco se encuentra en alerta marginal al llegar a su límite de +/-5% (Avenida media y avenida de mínima demanda), no siendo perjudicial en la calidad de energía.
- Se concluye que las capacidades de Interrupción de los Interruptores de Potencia fueron dimensionados apropiadamente para soportar el peor escenario de corriente de corto circuito en el escenario de máxima demanda 2018.
- Se concluye que para los ajustes de las protecciones permitieron reducir los niveles de arco en las celdas principales del proyecto a un nivel de categoría 2, es decir, menor a 8 cal/cm², sin embargo, en el lado de baja de la S.E. Principal de ANGEL 33kV no se logró reducir el arco, esto debido a la gran magnitud de corriente de falla en dicha barra.
- Se concluye que, para el estudio de Arco Eléctrico, dio como resultado valores menores a 8 cal/cm² para todas las celdas principales en el nivel de tensión de 33kV (a excepción de la barra del secundario del transformador de Ángel I debido a la gran corriente de corto circuito). Es decir, el tipo de equipo de protección personal (EPP), requerido para que, en el caso de ser expuesto al arco eléctrico, es igual a la categoría 2.

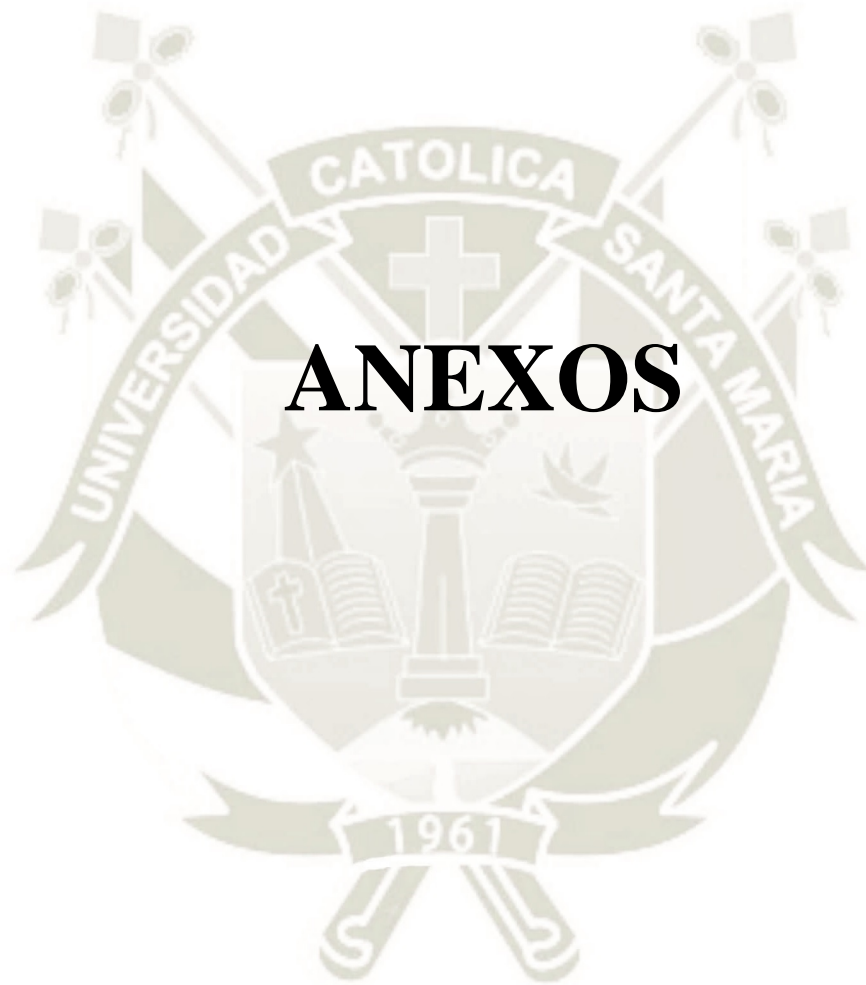
RECOMENDACIONES

- La nueva Central Hidroeléctrica San Gabán III, que se construye cerca de la Central Hidroeléctrica Ángel I, II y III, tendrá que interconectarse al SEIN, de manera independiente y ya no por medio de la línea ya existente de San Gabán II, puesto que después del análisis de Flujo de potencia de la interconexión de Ángel I, II y III, se demuestra que la cargabilidad de las líneas ya están en a más de su 50% y no soportarían el ingreso de San Gabán III.
- Con el propósito de dar una mayor selectividad y confiabilidad al sistema y a los equipos, es necesario darles el ajuste indicado en la simulación, puesto que este factor es importante para garantizar la calidad y operatividad de la Nueva Central
- Para poder obtener un adecuado estudio de Arco Eléctrico es necesario realizar periódicamente el estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones, siempre que exista modificación de la topología, equipos de protección, capacidad de los transformadores, entre otros factores que alteren la magnitud y tiempo de la corriente de corto circuito.
- Para el caso de la barra de 33kV y 138kV de la S.E. Ángel se recomienda que los interruptores sean sobre pedestal y cercados dentro del patio de llaves, además de esto, establecer un control únicamente remoto para evitar la exposición del personal en la operación del sistema.

BIBLIOGRAFÍA

- Alvarado, J. (2001). *NORMA INTERNACIONAL CEI IEC 60909-0*. Obtenido de https://www.academia.edu/26441328/NORMA_INTERNACIONAL_CEI_IEC_60909-0
- Carrillo, J. (2009). *Modelación, Simulación y Análisis de Flujo de Carga de la Red Eléctrica de Transporte de Guatemala, utilizando Software de Libre Acceso*. Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica. Obtenido de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0732_EA.pdf
- Casanella, F. (2019). *Electricidad desde las Plantas Generadoras*. Obtenido de https://www.ecured.cu/Electricidad_desde_las_plantas_generadoras
- Coria, L. (2014). *Slideshare.net*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/fernandopenaalvarez7/flujo-de-carga>
- IAS/ICPS PSE - Power Systems Engineering. (1997). *IEEE 399-1997 - IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis (Brown Book)*. Obtenido de <https://standards.ieee.org/standard/399-1997.html>
- IEEE. (2017). *Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers > 1000 Vac Rated on a Symmetrical Current Basis*. Obtenido de https://www.techstreet.com/standards/ieee-c37-010-2016?product_id=1917033
- International Electrotechnical Commission. (2004). *Low-voltage switchgear and controlgear assemblies – Part 1: Type-tested and partially type-tested assemblies*. Obtenido de https://webstore.iec.ch/p-preview/info_iec60439-1%7Bed4.1%7Den_d.pdf
- International Electrotechnical Commission. (2018). *IEC 60071-2:2018 Insulation co-ordination - Part 2: Application guidelines*. Obtenido de <https://webstore.iec.ch/publication/27072>
- International Electrotechnical Commission. (2018). *IEC 60099-5:2018*. Obtenido de <https://webstore.iec.ch/publication/33842>
- Iparraguirre, J. (2017). *Scribd*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/348629745/Centrales-de-Base>
- Lizana, J. (15 de Septiembre de 2014). *slideshare.net*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/joselizana58/sistemas-de-generacion-y-transmision-electrica>
- Martínez, I. (2009). *Hidro Energía*. Obtenido de <http://profesores.fi-b.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%EDa%20y%20ambiente/HIDRO%20ENERG%CDA.ppt>
- Mataix, C. (1982). *Mecánica de Fluidos y Maquinas Hidraulicas, Segunda Edicion*. Oxford University Press. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica
- Merma, L. (2017). *Arco Eléctrico*. Universidad Nacional de San Agustín, Arequipa, Perú. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/359177099/ARCO-ELECTRICO-docx>

- Ministerio de Energía y Minas. (2002). *Normas Técnicas de los Servicios Eléctricos DGE 2002*.
Obtenido de
https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/95770/RM_091_2002_DM__3_.pdf
- Ministerio de Energía y Minas. (2011). *Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011)*. Obtenido de <http://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2011/Mayo/05/RM-214-2011-MEM-DM.pdf>
- Montes de Oca, R. (2014). *Introducción a la Ingeniería Mecánica Eléctrica*. Universidad Andina Néstor Cáceres Velásquez, Puno.
- National Electrical Code . (2011). *NFPA 70*. Obtenido de
<https://www.nfpa.org/Assets/files/AboutTheCodes/70/Errata70-11-2.pdf>
- Osinerg. (1997). *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (1997-10-11)*. Obtenido de <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS-020-97-EM.pdf>
- Ramires, S. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos*. Universidad Nacional de Colombia Manizales, Colombia. Obtenido de
https://www.researchgate.net/profile/Jose_Ramirez_Castano/publication/281536720_Proteccion_de_Sistemas_Electricos/links/55ed06fd08ae21d099c74544/Proteccion-de-Sistemas-Elctricos.pdf
- Silva, M. (1993). *IEEE Std 141-1993*. Obtenido de
https://www.academia.edu/8516209/IEEE_Std_141-1993_Red_Electric_Power_Distribution_for_Industrial_Plants
- Venegas, A., & Contreras, J. (s.f.). *Técnicas para la Generación de Energía Eléctrica*. Corporación Universitaria Minuto de Dios, Colombia. Obtenido de
<https://es.calameo.com/read/004801554a51a3960cffa>
- Yovino, D. (2011). *Guía N°6 - Análisis de Sistemas de Potencia II*. El Salvador. Obtenido de
<https://es.scribd.com/document/63052012/Guia6ASPII-Manejo-de-Sistema-ETAP>



ANEXOS



ANEXO A
REPORTE DE FLUJO DE
POTENCIA

REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA SP EN ESTIAJE PARA MINIMA DEMANDA

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design
 Generation Category (1): Design
 Load Diversity Factor: None

	Swing	V-Control	Load	Total
Number of Buses:	1	2	6	9

	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	2	0	0	7	0	0	9

Method of Solution: Adaptive Newton-Raphson Method
 Maximum No. of Iteration: 99
 Precision of Solution: 0.0001000

 System Frequency: 60.00 Hz
 Unit System: Metric
 Project Filename: Simulacion SEIN~~
 Output Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usuario\Documents\BACKUP\BACKUP\Untitled.lfr

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename: Simulacion SEIN~~	Study Case: LF	Config.:	SIN PROYECTO

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:	ETAP	Page:	3
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

Bus Input Data

Bus		Initial Voltage		Load								
				Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Bus27	138.000	1	100.0	0.0								
Bus36	138.000	1	100.0	0.0								
Bus38	138.000	1	100.0	0.0								
Bus42	13.800	1	100.0	0.0								
Bus45	13.800	1	100.0	0.0								
S.E. Azangaro	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. Mazuco	138.000	1	102.8	0.0			0.000	-10.000				
S.E. San Gaban	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. San Rafael	138.000	1	100.0	0.0			75.000	0.000				
Total Number of Buses: 9					0.000	0.000	75.000	-10.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus42	13.800	Voltage Control	1	100.0	0.0	0.000			0.000	0.000
Bus45	13.800	Voltage Control	1	100.0	0.0	0.000			0.000	0.000
S.E. Mazuco	138.000	Swing	1	102.8	0.0					
						0.000	0.000			

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename: Simulacion SEIN~~	Study Case: LF	Config.:	SIN PROYECTO

Line/Cable Input Data

ohms or siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable		Library	Size	Length		#/Phase	T (°C)	R	X	Y
ID				Adj. (m)	% Tol.					
Line37			307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line49			307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line51			307	610.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line53			307	75870.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line55			307	89260.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line57			307	159300.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Linea2			307	68850.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:	ETAP	Page:	5
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T12	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000
T15	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000

Project: **ETAP**
 Location: 16.0.0C
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

Study Case: LF

Page: 6
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: EST-MIN
 Config: SIN PROYECTO

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T12	2W XFMR	Bus42	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T15	2W XFMR	Bus45	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
Line37	Line	Bus38	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Line49	Line	Bus36	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Line51	Line	S.E. San Gaban	Bus38	0.04	0.19	0.19	0.0320910
Line53	Line	Bus36	S.E. San Rafael	4.74	23.74	24.21	3.9913830
Line55	Line	S.E. San Rafael	S.E. Azangaro	5.58	27.93	28.48	4.6958070
Line57	Line	S.E. San Gaban	S.E. Azangaro	9.96	49.84	50.83	8.3804850
Linea2	Line	S.E. Mazuco	S.E. San Gaban	4.30	21.54	21.97	3.6220740

Project:	ETAP	Page:	7
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap	
Bus27	138.000	100.025	-9.5	0	0	0	0	Bus38	-55.434	0.743	231.9	100.0		
								Bus36	55.434	-0.743	231.9	100.0		
Bus36	138.000	99.936	-9.7	0	0	0	0	Bus27	-55.381	0.863	231.9	-100.0		
								S.E. San Rafael	55.381	-0.863	231.9	-100.0		
Bus38	138.000	100.114	-9.2	0	0	0	0	Bus27	55.487	-0.623	231.9	100.0		
								S.E. San Gaban	-55.487	0.623	231.9	100.0		
Bus42	13.800	100.134	-9.1	0	0	0	0	S.E. San Gaban	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000	
Bus45	13.800	100.134	-9.1	0	0	0	0	S.E. San Gaban	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000	
S.E. Azangaro	138.000	99.641	-14.5	0	0	0	0	S.E. San Rafael	18.179	0.621	76.4	99.9		
								S.E. San Gaban	-18.179	-0.621	76.4	99.9		
* S.E. Mazuco	138.000	102.800	0.0	76.404	-8.989	0.000	-10.568	S.E. San Gaban	76.404	1.579	311.0	100.0		
S.E. San Gaban	138.000	100.134	-9.1	0	0	0	0	Bus38	55.499	-0.597	231.9	100.0		
								S.E. Azangaro	18.523	-6.018	81.4	-95.1		
								S.E. Mazuco	-74.022	6.615	310.5	-99.6		
								Bus42	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000	
								Bus45	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000	
S.E. San Rafael	138.000	97.920	-17.4	0	0	71.912	0.000	Bus36	-53.924	4.250	231.1	-99.7		
								S.E. Azangaro	-17.988	-4.250	79.0	97.3		

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project:	ETAP	Page:	8
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	EST-MIN
Filename: Simulacion SEIN~~		Config:	SIN PROYECTO

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
Bus27	138.000										55.439	100.0	231.9	
Bus36	138.000										55.388	100.0	231.9	
Bus38	138.000										55.490	100.0	231.9	
Bus42	13.800													
Bus45	13.800													
S.E. Azangaro	138.000										18.190	99.9	76.4	
S.E. Mazuco	138.000										77.131	99.1	313.9	
S.E. San Gaban	138.000										74.317	99.6	310.5	
S.E. San Rafael	138.000										72.038	99.8	307.8	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).
Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project:	ETAP	Page:	9
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Line51	Line	478.20	231.89	48.49					
Line53	Line	464.70	231.87	49.90					
T12	Transformer				62.500				
T15	Transformer				62.500				

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:	ETAP	Page:	10
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Line37	-55.434	0.743	55.487	-0.623	53.0	119.9	100.0	100.1	0.09
Line49	55.434	-0.743	-55.381	0.863	53.0	120.1	100.0	99.9	0.09
Line53	55.381	-0.863	-53.924	4.250	1456.9	3386.2	99.9	97.9	2.02
Line51	-55.487	0.623	55.499	-0.597	11.7	26.5	100.1	100.1	0.02
T12	0.000	0.000	0.000	0.000			100.1	100.1	
T15	0.000	0.000	0.000	0.000			100.1	100.1	
Line55	18.179	0.621	-17.988	-4.250	190.6	-3628.2	99.6	97.9	1.72
Line57	-18.179	-0.621	18.523	-6.018	344.0	-6639.9	99.6	100.1	0.49
Linea2	76.404	1.579	-74.022	6.615	2382.2	8194.2	102.8	100.1	2.67
					4491.4	1578.8			

Project:	ETAP	Page:	11
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

Alert Summary Report

	% Alert Settings	
	Critical	Marginal
<u>Loading</u>		
Bus	100.0	95.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
C.H. San Gaban I	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.000	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban I	Generator	Under Power	0.000	MW	0.00	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.00	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Power	0.000	MW	0.00	0.0	3-Phase

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
S.E. Mazuco	Bus	Over Voltage	138.000	kV	141.864	102.8	3-Phase
S.E. San Rafael	Bus	Under Voltage	138.000	kV	135.13	97.9	3-Phase

Project:	ETAP	Page:	12
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Source (Swing Buses):	76.404	-8.989	76.931	99.32 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	76.404	-8.989	76.931	99.32 Leading
Total Motor Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Static Load:	71.912	-10.568	72.685	98.94 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	4.491	1.579		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 3

ANEXO N°1.2- REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA SP EN ESTIAJE PARA MEDIA DEMANDA

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	EST-MED
Filename: Simulacion SEIN~~		Config.:	SIN PROYECTO

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design
 Generation Category (1): Design
 Load Diversity Factor: None

	Swing	V-Control	Load	Total
Number of Buses:	1	2	6	9

	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	2	0	0	7	0	0	9

Method of Solution: Adaptive Newton-Raphson Method
 Maximum No. of Iteration: 99
 Precision of Solution: 0.0001000
 System Frequency: 60.00 Hz
 Unit System: Metric
 Project Filename: Simulacion SEIN~~
 Output Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usuario\Documents\BACKUP\BACKUP\Untitled.lfr

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config :	SIN PROYECTO

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
16.0.0C

Study Case: LF

Page: 3
Date: 05-02-2019
SN: 4359168
Revision: EST-MED
Config.: SIN PROYECTO

Bus Input Data

Bus			Initial Voltage		Load									
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic			
					MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		
Bus27	138.000	1	100.0	0.0										
Bus36	138.000	1	100.0	0.0										
Bus38	138.000	1	100.0	0.0										
Bus42	13.800	1	100.0	0.0										
Bus45	13.800	1	100.0	0.0										
S.E. Azangaro	138.000	1	100.0	0.0										
S.E. Mazuco	138.000	1	102.8	0.0			0.000	-10.000						
S.E. San Gaban	138.000	1	100.0	0.0										
S.E. San Rafael	138.000	1	100.0	0.0			75.000	0.000						
Total Number of Buses: 9							0.000	0.000	75.000	-10.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus42	13.800	Voltage Control	1	100.0	0.0	0.000			0.000	0.000
Bus45	13.800	Voltage Control	1	100.0	0.0	0.000			0.000	0.000
S.E. Mazuco	138.000	Swing	1	102.8	0.0					
						0.000	0.000			

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO

Line/Cable Input Data

ohms or siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#/Phase	T (°C)	R	X	Y
			Adj. (m)	% Tol.					
Line37		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line49		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line51		307	610.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line53		307	75870.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line55		307	89260.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line57		307	159300.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Linea2		307	68850.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:	ETAP	Page:	5
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN--	Config:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T12	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000
T15	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000

Project:	ETAP	Page:	6
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T12	2W XFMR	Bus42	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T15	2W XFMR	Bus45	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
Line37	Line	Bus38	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Line49	Line	Bus36	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Line51	Line	S.E. San Gaban	Bus38	0.04	0.19	0.19	0.0320910
Line53	Line	Bus36	S.E. San Rafael	4.74	23.74	24.21	3.9913830
Line55	Line	S.E. San Rafael	S.E. Azangaro	5.58	27.93	28.48	4.6958070
Line57	Line	S.E. San Gaban	S.E. Azangaro	9.96	49.84	50.83	8.3804850
Linea2	Line	S.E. Mazuco	S.E. San Gaban	4.30	21.54	21.97	3.6220740

Project:	ETAP	Page:	7
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Bus27	138.000	100.025	-9.5	0	0	0	0	Bus38	-55.434	0.743	231.9	100.0	
								Bus36	55.434	-0.743	231.9	100.0	
Bus36	138.000	99.936	-9.7	0	0	0	0	Bus27	-55.381	0.863	231.9	-100.0	
								S.E. San Rafael	55.381	-0.863	231.9	-100.0	
Bus38	138.000	100.114	-9.2	0	0	0	0	Bus27	55.487	-0.623	231.9	100.0	
								S.E. San Gaban	-55.487	0.623	231.9	100.0	
Bus42	13.800	100.134	-9.1	0	0	0	0	S.E. San Gaban	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
Bus45	13.800	100.134	-9.1	0	0	0	0	S.E. San Gaban	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
S.E. Azangaro	138.000	99.641	-14.5	0	0	0	0	S.E. San Rafael	18.179	0.621	76.4	99.9	
								S.E. San Gaban	-18.179	-0.621	76.4	99.9	
* S.E. Mazuco	138.000	102.800	0.0	76.404	-8.989	0.000	-10.568	S.E. San Gaban	76.404	1.579	311.0	100.0	
S.E. San Gaban	138.000	100.134	-9.1	0	0	0	0	Bus38	55.499	-0.597	231.9	100.0	
								S.E. Azangaro	18.523	-6.018	81.4	-95.1	
								S.E. Mazuco	-74.022	6.615	310.5	-99.6	
								Bus42	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
								Bus45	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
S.E. San Rafael	138.000	97.920	-17.4	0	0	71.912	0.000	Bus36	-53.924	4.250	231.1	-99.7	
								S.E. Azangaro	-17.988	-4.250	79.0	97.3	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project: **ETAP**
 Location: 16.0.0C
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~
 Study Case: LF

Page: 8
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: EST-MED
 Config.: SIN PROYECTO

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
Bus27	138.000										55.439	100.0	231.9	
Bus36	138.000										55.388	100.0	231.9	
Bus38	138.000										55.490	100.0	231.9	
Bus42	13.800													
Bus45	13.800												-	
S.E. Azangaro	138.000										18.190	99.9	76.4	
S.E. Mazuco	138.000										77.131	99.1	313.9	
S.E. San Gaban	138.000										74.317	99.6	310.5	
S.E. San Rafael	138.000										72.038	99.8	307.8	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).
 # Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project:	ETAP	Page:	9
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	SIN PROYECTO

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Line51	Line	478.20	231.89	48.49					
Line53	Line	464.70	231.87	49.90					
T12	Transformer				62.500				
T15	Transformer				62.500				

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:	ETAP	Page:	10
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN--	Config.:	SIN PROYECTO

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Line37	-55.434	0.743	55.487	-0.623	53.0	119.9	100.0	100.1	0.09
Line49	55.434	-0.743	-55.381	0.863	53.0	120.1	100.0	99.9	0.09
Line53	55.381	-0.863	-53.924	4.250	1456.9	3386.2	99.9	97.9	2.02
Line51	-55.487	0.623	55.499	-0.597	11.7	26.5	100.1	100.1	0.02
T12	0.000	0.000	0.000	0.000			100.1	100.1	
T15	0.000	0.000	0.000	0.000			100.1	100.1	
Line55	18.179	0.621	-17.988	-4.250	190.6	-3628.2	99.6	97.9	1.72
Line57	-18.179	-0.621	18.523	-6.018	344.0	-6639.9	99.6	100.1	0.49
Linea2	76.404	1.579	-74.022	6.615	2382.2	8194.2	102.8	100.1	2.67
					4491.4	1578.8			

Project:	ETAP	Page:	11
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN~	Config.:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

Alert Summary Report

% Alert Settings

	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<u>Loading</u>		
Bus	100.0	95.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
C.H. San Gaban I	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.000	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban I	Generator	Under Power	0.000	MW	0.00	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.00	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Power	0.000	MW	0.00	0.0	3-Phase

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
S.E. Mazuco	Bus	Over Voltage	138.000	kV	141.864	102.8	3-Phase
S.E. San Rafael	Bus	Under Voltage	138.000	kV	135.13	97.9	3-Phase

Project:	ETAP	Page:	12
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename: Simulacion SEIN~	Study Case: LF	Config.:	SIN PROYECTO

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Source (Swing Buses):	76.404	-8.989	76.931	99.32 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	76.404	-8.989	76.931	99.32 Leading
Total Motor Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Static Load:	71.912	-10.568	72.685	98.94 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	4.491	1.579		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 3

ANEXO N°1.3 - REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA SP EN ESTIAJE PARA MAXIMA DEMANDA

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~	Config.:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design
 Generation Category (1): Design
 Load Diversity Factor: None

	Swing	V-Control	Load	Total
Number of Buses:	1	2	6	9

	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	2	0	0	7	0	0	9

Method of Solution: Adaptive Newton-Raphson Method
 Maximum No. of Iteration: 99
 Precision of Solution: 0.0001000

 System Frequency: 60.00 Hz
 Unit System: Metric
 Project Filename: Simulacion SEIN~
 Output Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usuario\Documents\BACKUP\BACKUP\Untitled.lfr

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

Adjustments

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		
Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:	ETAP	Page:	3
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

Bus Input Data

Bus			Initial Voltage		Load							
					Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic	
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Bus27	138.000	1	100.0	0.0								
Bus36	138.000	1	100.0	0.0								
Bus38	138.000	1	100.0	0.0								
Bus42	13.800	1	100.0	0.0								
Bus45	13.800	1	100.0	0.0								
S.E. Azangaro	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. Mazuco	138.000	1	102.8	0.0			0.000	-10.000				
S.E. San Gaban	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. San Rafael	138.000	1	100.0	0.0	7.500	0.000	67.500	0.000				
Total Number of Buses: 9					7.500	0.000	67.500	-10.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus42	13.800	Voltage Control	1	100.0	0.0	0.000			0.000	0.000
Bus45	13.800	Voltage Control	1	100.0	0.0	0.000			0.000	0.000
S.E. Mazuco	138.000	Swing	1	102.8	0.0					
						0.000	0.000			

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	SIN PROYECTO

Line/Cable Input Data

ohms or siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#Phase	T (°C)	R	X	Y
			Adj. (m)	% Tol					
Line37		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line49		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line51		307	610.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line53		307	75870.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line55		307	89260.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line57		307	159300.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Linea2		307	68850.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:	ETAP	Page:	5
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T12	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000
T15	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000

Project:	ETAP	Page:	6
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN--	Config:	SIN PROYECTO

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T12	2W XFMR	Bus42	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T15	2W XFMR	Bus45	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
Lme37	Line	Bus38	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Lme49	Line	Bus36	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Lme51	Line	S.E. San Gaban	Bus38	0.04	0.19	0.19	0.0320910
Lme53	Line	Bus36	S.E. San Rafael	4.74	23.74	24.21	3.9913830
Lme55	Line	S.E. San Rafael	S.E. Azangaro	5.58	27.93	28.48	4.6958070
Lme57	Line	S.E. San Gaban	S.E. Azangaro	9.96	49.84	50.83	8.3804850
Lmea2	Line	S.E. Mazuco	S.E. San Gaban	4.30	21.54	21.97	3.6220740

Project:	ETAP	Page:	7
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~	Config:	SIN PROYECTO

Study Case: LF

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Bus27	138.000	99.983	-9.5	0	0	0	0	Bus38	-55.616	0.677	232.7	100.0	
								Bus36	55.616	-0.677	232.7	100.0	
Bus36	138.000	99.893	-9.8	0	0	0	0	Bus27	-55.563	0.800	232.7	-100.0	
								S.E. San Rafael	55.563	-0.800	232.7	-100.0	
Bus38	138.000	100.073	-9.2	0	0	0	0	Bus27	55.670	-0.555	232.7	100.0	
								S.E. San Gaban	-55.670	0.555	232.7	100.0	
Bus42	13.800	100.093	-9.1	0	0	0	0	S.E. San Gaban	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
Bus45	13.800	100.093	-9.1	0	0	0	0	S.E. San Gaban	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
S.E. Azangaro	138.000	99.585	-14.6	0	0	0	0	S.E. San Rafael	18.238	0.629	76.7	99.9	
								S.E. San Gaban	-18.238	-0.629	76.7	99.9	
* S.E. Mazuco	138.000	102.800	0.0	76.665	-8.807	0.000	-10.568	S.E. San Gaban	76.665	1.761	312.1	100.0	
S.E. San Gaban	138.000	100.093	-9.1	0	0	0	0	Bus38	55.682	-0.528	232.7	100.0	
								S.E. Azangaro	18.584	-5.991	81.6	-95.2	
								S.E. Mazuco	-74.266	6.519	311.6	-99.6	
								Bus42	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
								Bus45	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
S.E. San Rafael	138.000	97.859	-17.5	0	0	72.141	0.000	Bus36	-54.095	4.244	232.0	-99.7	
								S.E. Azangaro	-18.046	-4.244	79.3	97.3	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project:	ETAP	Page:	8
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
Bus27	138.000										55.621	100.0	232.7	
Bus36	138.000										55.569	100.0	232.7	
Bus38	138.000										55.673	100.0	232.7	
Bus42	13.800													
Bus45	13.800													-
S.E. Azangaro	138.000										18.248	99.9	76.7	
S.E. Mazuco	138.000										77.389	99.1	315.0	
S.E. San Gaban	138.000										74.551	99.6	311.6	
S.E. San Rafael	138.000		7.500	0.000	64.641						72.265	99.8	309.0	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).

Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project:	ETAP	Page:	9
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Line51	Line	478.20	232.75	48.67					
Line53	Line	464.70	232.73	50.08					
T12	Transformer				62.500				
T15	Transformer				62.500				

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:	ETAP	Page:	10
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	SIN PROYECTO

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Line37	-55.616	0.677	55.670	-0.555	53.4	122.0	100.0	100.1	0.09
Line49	55.616	-0.677	-55.563	0.800	53.4	122.2	100.0	99.9	0.09
Line53	55.563	-0.800	-54.095	4.244	1467.9	3444.9	99.9	97.9	2.03
Line51	-55.670	0.555	55.682	-0.528	11.8	26.9	100.1	100.1	0.02
T12	0.000	0.000	0.000	0.000			100.1	100.1	
T15	0.000	0.000	0.000	0.000			100.1	100.1	
Line55	18.238	0.629	-18.046	-4.244	192.0	-3615.6	99.6	97.9	1.73
Line57	-18.238	-0.629	18.584	-5.991	346.4	-6619.5	99.6	100.1	0.51
Linea2	76.665	1.761	-74.266	6.519	2398.9	8279.7	102.8	100.1	2.71
					4523.9	1760.7			

Project:	ETAP	Page:	11
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

Alert Summary Report

	% Alert Settings	
	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<u>Loading</u>		
Bus	100.0	95.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
C.H. San Gaban I	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.000	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban I	Generator	Under Power	0.000	MW	0.00	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.00	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Power	0.000	MW	0.00	0.0	3-Phase

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
S.E. Mazuco	Bus	Over Voltage	138.000	kV	141.864	102.8	3-Phase
S.E. San Rafael	Bus	Under Voltage	138.000	kV	135.05	97.9	3-Phase

Project:	ETAP	Page:	12
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Source (Swing Buses):	76.665	-8.807	77.169	99.35 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	76.665	-8.807	77.169	99.35 Leading
Total Motor Load:	7.500	0.000	7.500	100.00 Leading
Total Static Load:	64.641	-10.568	65.499	98.69 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	4.524	1.761		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 3

ANEXO N°1.4 - REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA CP EN ESTIAJE PARA MINIMA DEMANDA

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design
 Generation Category (1): Design
 Load Diversity Factor: None

	Swing	V-Control	Load	Total
Number of Buses:	6	0	13	19

	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	5	1	0	12	0	0	18

Method of Solution: Adaptive Newton-Raphson Method
 Maximum No. of Iteration: 99
 Precision of Solution: 0.0001000

 System Frequency: 60.00 Hz
 Unit System: Metric
 Project Filename: Simulacion SEIN~~
 Output Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usuario\Documents\BACKUP\BACKUP\Untitled.lfr

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename: Simulacion SEIN--	Study Case: LF	Config:	CON PROYECTO

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:	ETAP	Page:	3
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

Bus Input Data

Bus			Initial Voltage		Load							
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic	
					MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
ANGEL I	33.000	1	100.0	0.0								
ANGEL II	33.000	1	100.0	0.0								
ANGEL III	33.000	1	100.0	0.0								
Bus1	6.600	1	100.0	0.0								
Bus3	6.600	1	100.0	0.0								
Bus4	6.600	1	100.0	0.0								
Bus12	33.000	1	100.0	0.0								
Bus25	33.000	1	100.0	0.0								
Bus27	138.000	1	100.0	0.0								
Bus36	138.000	1	100.0	0.0								
Bus38	138.000	1	100.0	0.0								
Bus41	33.000	1	100.0	0.0								
Bus42	13.800	1	100.0	0.0								
Bus45	13.800	1	100.0	0.0								
Bus46	10.000	1	100.0	0.0								
S.E. Azangaro	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. Mazuco	138.000	1	102.8	0.0			0.000	-10.000				
S.E. San Gaban	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. San Rafael	138.000	1	100.0	0.0			75.000	0.000				
Total Number of Buses: 19					0.000	0.000	75.000	-10.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus1	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus3	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus4	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus42	13.800	Swing	1	100.0	0.0					
Bus45	13.800	Swing	1	100.0	0.0					
S.E. Mazuco	138.000	Swing	1	102.8	0.0					
						0.000	0.000			

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

Line/Cable Input Data

ohms or siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#Phase	T (°C)	R	X	Y
			Adj. (m)	% Tol					
Cable3	30NCUS3	400	338.0	0.0	1	75	0.059516	0.117480	
Cable11	33MCUS1	400	460.0	0.0	1	75	0.061042	0.139200	0.0001030
Cable13	33MCUS3	400	332.0	0.0	1	75	0.061042	0.122400	0.0001063
Lme24		158	2850.0	0.0	2	75	0.115480	0.414055	0.0000040
Lme37		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Lme46		158	2340.0	0.0	1	75	0.230955	0.510701	0.0000032
Lme49		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Lme51		307	610.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Lme53		307	75870.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Lme55		307	89260.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Lme57		307	159300.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Lmea2		307	68850.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:	ETAP	Page:	5
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN--	Config:	CON PROYECTO

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T6	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T7	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T12	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000
T15	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000

3-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating		Tap	Impedance				Z Variation		Phase Shift		
ID	Winding	MVA	kV	%	% Z1	X1/R1	MVAb	% Tol.	+ 5%	- 5%	Type	Angle	
T10	Primary:	35.000	146.000	0	Z _{ps} =	12.50	1.00	35.000	0	2.50	2.50		
	Secondary:	35.000	33.000	0	Z _{pt} =	20.00	1.00	35.000	0			Std Pos. Seq.	0.000
	Tertiary:	11.600	10.000	0	Z _{st} =	7.50	1.00	35.000	0			Std Pos. Seq.	0.000

Project:	ETAP	Page:	6
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus1	ANGEL III	1.32	31.31	31.34	
T6	2W XFMR	Bus3	ANGEL II	1.32	31.31	31.34	
T7	2W XFMR	Bus4	ANGEL I	1.32	31.31	31.34	
T12	2W XFMR	Bus42	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T15	2W XFMR	Bus45	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T10	3W Xfmr	Bus27	Bus12	28.27	28.26	39.98	
	3W Xfmr	Bus27	Bus46				
	3W Xfmr	Bus12	Bus46	16.96	16.96	23.99	
Cable3	Cable	ANGEL I	Bus12	0.21	0.41	0.46	
Cable11	Cable	ANGEL II	Bus41	0.29	0.66	0.72	0.0460794
Cable13	Cable	ANGEL III	Bus25	0.21	0.42	0.47	0.0343426
Lme24	Line	Bus41	Bus12	3.38	12.13	12.59	0.0109551
Lme37	Line	Bus38	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Lme46	Line	Bus25	Bus12	5.55	12.28	13.48	0.0073930
Lme49	Line	Bus36	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Lme51	Line	S.E. San Gaban	Bus38	0.04	0.19	0.19	0.0320910
Lme53	Line	Bus36	S.E. San Rafael	4.74	23.74	24.21	3.9913830
Lme55	Line	S.E. San Rafael	S.E. Azangaro	5.58	27.93	28.48	4.6958070
Lme57	Line	S.E. San Gaban	S.E. Azangaro	9.96	49.84	50.83	8.3804850
Lmea2	Line	S.E. Mazuco	S.E. San Gaban	4.30	21.54	21.97	3.6220740

Project:	ETAP	Page:	7
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
ANGEL I	33.000	99.498	-0.8	0	0	0	0	Bus12	5.206	1.529	95.4	95.9	
								Bus4	-5.206	-1.529	95.4	95.9	
ANGEL II	33.000	99.711	-0.6	0	0	0	0	Bus41	3.795	0.852	68.2	97.6	
								Bus3	-3.795	-0.852	68.2	97.6	
ANGEL III	33.000	99.760	-0.6	0	0	0	0	Bus25	3.817	0.674	68.0	98.5	
								Bus1	-3.817	-0.674	68.0	98.5	
* Bus1	6.600	100.000	0.0	3.819	0.716	0	0	ANGEL III	3.819	0.716	339.9	98.3	
* Bus3	6.600	100.000	0.0	3.797	0.894	0	0	ANGEL II	3.797	0.894	341.2	97.3	
* Bus4	6.600	100.000	0.0	5.209	1.612	0	0	ANGEL I	5.209	1.612	477.0	95.5	
Bus12	33.000	99.483	-0.8	0	0	0	0	ANGEL I	-5.205	-1.528	95.4	96.0	
								Bus41	-3.790	-0.898	68.5	97.3	
								Bus25	-3.810	-0.703	68.1	98.3	
								Bus46	12.805	3.129	231.8	97.1	
								& Bus27					
Bus25	33.000	99.751	-0.6	0	0	0	0	ANGEL III	-3.817	-0.712	68.1	98.3	
								Bus12	3.817	0.712	68.1	98.3	
Bus27	138.000	101.004	-2.3	0	0	0	0	Bus38	-44.283	3.399	184.0	-99.7	
								Bus36	56.644	-0.714	234.6	100.0	
								Bus12	-12.362	-2.685	52.4	97.7	
								& Bus46					
Bus36	138.000	100.914	-2.6	0	0	0	0	Bus27	-56.590	0.837	234.6	-100.0	
								S.E. San Rafael	56.590	-0.837	234.6	-100.0	
Bus38	138.000	101.051	-2.1	0	0	0	0	Bus27	44.316	-3.380	184.0	-99.7	
								S.E. San Gaban	-44.316	3.380	184.0	-99.7	
Bus41	33.000	99.696	-0.6	0	0	0	0	ANGEL II	-3.795	-0.902	68.5	97.3	
								Bus12	3.795	0.902	68.5	97.3	
* Bus42	13.800	100.000	0.0	22.530	-6.940	0	0	S.E. San Gaban	22.530	-6.940	986.3	-95.6	5.000
* Bus45	13.800	100.000	0.0	22.530	-6.940	0	0	S.E. San Gaban	22.530	-6.940	986.3	-95.6	5.000
Bus46	10.000	99.482	-0.8	0	0	0	0	Bus27	0.000	0.000	0.0	0.0	
								& Bus12					
S.E. Azangaro	138.000	100.592	-7.4	0	0	0	0	S.E. San Rafael	18.402	0.611	76.6	99.9	
								S.E. San Gaban	-18.402	-0.611	76.6	99.9	
* S.E. Mazuco	138.000	102.800	0.0	18.209	-7.513	0.000	-10.568	S.E. San Gaban	18.209	3.055	75.1	98.6	
S.E. San Gaban	138.000	101.061	-2.0	0	0	0	0	Bus38	44.323	-3.376	184.0	-99.7	
								S.E. Azangaro	18.748	-6.176	81.7	-95.0	
								S.E. Mazuco	-18.064	-6.092	78.9	94.8	

Project:	ETAP	Page:	8
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								Bus42	-22.504	7.822	98.6	-94.5	5.000
								Bus45	-22.504	7.822	98.6	-94.5	5.000
S.E. San Rafael	138.000	98.866	-10.3	0	0	73.309	0.000	Bus36	-55.098	4.322	233.9	-99.7	
								S.E. Azangaro	-18.211	-4.322	79.2	97.3	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project:	ETAP	Page:	9
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN--	Config:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

Bus Loading Summary Report

Bus	Directly Connected Load										Total Bus Load				
	ID	kV	Rated Amp	Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
				MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
ANGEL I		33.000	1200.0								5.426	95.9	95.4	8.0	
ANGEL II		33.000	1200.0								3.890	97.6	68.2	5.7	
ANGEL III		33.000	1200.0								3.876	98.5	68.0	5.7	
Bus1		6.600									3.886	98.3	339.9		
Bus3		6.600									3.901	97.3	341.2		
Bus4		6.600									5.453	95.5	477.0		
Bus12		33.000									13.182	97.1	231.8		
Bus25		33.000									3.883	98.3	68.1		
Bus27		138.000									56.746	99.8	235.0		
Bus36		138.000									56.596	100.0	234.6		
Bus38		138.000									44.445	99.7	184.0		
Bus41		33.000									3.901	97.3	68.5		
Bus42		13.800									23.575	95.6	986.3		
Bus45		13.800									23.575	95.6	986.3		
Bus46		10.000											-		
S.E. Azangaro		138.000									18.412	99.9	76.6		
S.E. Mazuco		138.000									21.053	86.5	85.7		
S.E. San Gaban		138.000									64.983	97.1	269.0		
S.E. San Rafael		138.000									73.436	99.8	310.8		

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).
Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project:	ETAP	Page:	10
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Cable3	Cable	545.11	95.40	17.50					
Cable11	Cable	770.23	68.45	8.89					
Cable13	Cable	536.02	68.10	12.71					
Line24	Line	1291.20	68.50	5.31					
Line46	Line	668.00	68.13	10.20					
Line51	Line	478.20	184.02	38.48					
Line53	Line	464.70	234.64	50.49					
T1	Transformer				25.000	3.886	15.5	3.876	15.5
T6	Transformer				25.000	3.901	15.6	3.890	15.6
T7	Transformer				25.000	5.453	21.8	5.426	21.7
T12	Transformer				62.500	23.825	38.1	23.575	37.7
T15	Transformer				62.500	23.825	38.1	23.575	37.7
T10	3W XFMR p				35.000	12.650	36.1		
	3W XFMR s				35.000	13.182	37.7		
	3W XFMR t				11.600	0.000	0.0		

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:	ETAP	Page:	11
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~	Config.:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Cable3	5.206	1.529	-5.205	-1.528	0.5	1.1	99.5	99.5	0.02
T7	-5.206	-1.529	5.209	1.612	3.5	83.2	99.5	100.0	0.50
Cable11	3.795	0.852	-3.795	-0.902	0.4	-50.4	99.7	99.7	0.01
T6	-3.795	-0.852	3.797	0.894	1.8	42.6	99.7	100.0	0.29
Cable13	3.817	0.674	-3.817	-0.712	0.3	-37.7	99.8	99.8	0.01
T1	-3.817	-0.674	3.819	0.716	1.8	42.2	99.8	100.0	0.24
Line24	-3.790	-0.898	3.795	0.902	4.6	4.4	99.5	99.7	0.21
Line46	-3.810	-0.703	3.817	0.712	7.5	8.4	99.5	99.8	0.27
Line37	-44.283	3.399	44.316	-3.380	33.4	18.8	101.0	101.1	0.05
Line49	56.644	-0.714	-56.590	0.837	54.3	123.6	101.0	100.9	0.09
Line53	56.590	-0.837	-55.098	4.322	1492.0	3485.1	100.9	98.9	2.05
Line51	-44.316	3.380	44.323	-3.376	7.4	4.1	101.1	101.1	0.01
T12	22.530	-6.940	-22.504	7.822	25.9	881.9	100.0	101.1	1.06
T15	22.530	-6.940	-22.504	7.822	25.9	881.9	100.0	101.1	1.06
Line55	18.402	0.611	-18.211	-4.322	191.6	-3711.5	100.6	98.9	1.73
Line57	-18.402	-0.611	18.748	-6.176	346.2	-6786.8	100.6	101.1	0.47
Linea2	18.209	3.055	-18.064	-6.092	145.1	-3037.4	102.8	101.1	1.74
T10	-12.362	-2.685	12.805	3.129	443.4	443.4	101.0	99.5	4.25
T10	0.000	0.000	0.000	0.000			101.0	99.5	4.25
					2785.4	-7602.8			

Project:	ETAP	Page:	12
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~	Config.:	CON PROYECTO

Alert Summary Report

	% Alert Settings	
	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<u>Loading</u>		
Bus	100.0	95.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
C.H. San Gaban I	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	-6.940	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	-6.94	0.0	3-Phase

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
S.E. Mazuco	Bus	Over Voltage	138.000	kV	141.864	102.8	3-Phase

Project:	ETAP	Page:	13
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	76.094	-18.171	78.233	97.27 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	76.094	-18.171	78.233	97.27 Leading
Total Motor Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Static Load:	73.309	-10.568	74.066	98.98 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	2.785	-7.603		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 4

ANEXO N°1.5 - REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA CP EN ESTIAJE PARA MEDIA DEMANDA

Project: **ETAP** Page: 1
Location: 16.0.0C Date: 05-02-2019
Contract: SN: 4359168
Engineer: Study Case: LF Revision: EST-MED
Filename: Simulacion SEIN~~ Config.: CON PROYECTO

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design
Generation Category (1): Design
Load Diversity Factor: None

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	6	0	13	19

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	5	1	0	12	0	0	18

Method of Solution: Adaptive Newton-Raphson Method
Maximum No. of Iteration: 99
Precision of Solution: 0.0001000

System Frequency: 60.00 Hz
Unit System: Metric
Project Filename: Simulacion SEIN~~
Output Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usuario\Documents\BACKUP\BACKUP\Untitled.lfr

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 3
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: EST-MED
 Config.: CON PROYECTO

Bus Input Data

Bus			Initial Voltage		Load							
					Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic	
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
ANGEL I	33.000	1	100.0	0.0								
ANGEL II	33.000	1	100.0	0.0								
ANGEL III	33.000	1	100.0	0.0								
Bus1	6.600	1	100.0	0.0								
Bus3	6.600	1	100.0	0.0								
Bus4	6.600	1	100.0	0.0								
Bus12	33.000	1	100.0	0.0								
Bus25	33.000	1	100.0	0.0								
Bus27	138.000	1	100.0	0.0								
Bus36	138.000	1	100.0	0.0								
Bus38	138.000	1	100.0	0.0								
Bus41	33.000	1	100.0	0.0								
Bus42	13.800	1	100.0	0.0								
Bus45	13.800	1	100.0	0.0								
Bus46	10.000	1	100.0	0.0								
S.E. Azangaro	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. Mazuco	138.000	1	102.8	0.0			0.000	-10.000				
S.E. San Gaban	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. San Rafael	138.000	1	100.0	0.0			75.000	0.000				
Total Number of Buses: 19					0.000	0.000	75.000	-10.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus1	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus3	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus4	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus42	13.800	Swing	1	100.0	0.0					
Bus45	13.800	Swing	1	100.0	0.0					
S.E. Mazuco	138.000	Swing	1	102.8	0.0					
							0.000	0.000		

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

Line/Cable Input Data

ohms or siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#Phase	T (°C)	R	X	Y
			Adj. (m)	% Tol					
Cable3	30NCUS3	400	338.0	0.0	1	75	0.059516	0.117480	
Cable11	33MCUS1	400	460.0	0.0	1	75	0.061042	0.139200	0.0001030
Cable13	33MCUS3	400	332.0	0.0	1	75	0.061042	0.122400	0.0001063
Line24		158	2850.0	0.0	2	75	0.115480	0.414055	0.0000040
Line37		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line46		158	2340.0	0.0	1	75	0.230955	0.510701	0.0000032
Line49		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line51		307	610.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line53		307	75870.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line55		307	89260.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line57		307	159300.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Linea2		307	68850.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:	ETAP	Page:	5
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T6	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T7	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T12	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000
T15	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000

3-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating		Tap	Impedance				Z Variation		Phase Shift	
ID	Winding	MVA	kV	%	% Z1	X1/R1	MVAb	% Tol.	+ 5%	- 5%	Type	Angle
T10	Primary:	35.000	146.000	0	Z _{ps} =	12.50	1.00	35.000	0	2.50	2.50	
	Secondary:	35.000	33.000	0	Z _{pt} =	20.00	1.00	35.000	0			Std Pos. Seq. 0.000
	Tertiary:	11.600	10.000	0	Z _{st} =	7.50	1.00	35.000	0			Std Pos. Seq. 0.000

Project:	ETAP	Page:	6
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus1	ANGEL III	1.32	31.31	31.34	
T6	2W XFMR	Bus3	ANGEL II	1.32	31.31	31.34	
T7	2W XFMR	Bus4	ANGEL I	1.32	31.31	31.34	
T12	2W XFMR	Bus42	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T15	2W XFMR	Bus45	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T10	3W Xfnr	Bus27	Bus12	28.27	28.26	39.98	
	3W Xfnr	Bus27	Bus46				
	3W Xfnr	Bus12	Bus46	16.96	16.96	23.99	
Cable3	Cable	ANGEL I	Bus12	0.21	0.41	0.46	
Cable11	Cable	ANGEL II	Bus41	0.29	0.66	0.72	0.0460794
Cable13	Cable	ANGEL III	Bus25	0.21	0.42	0.47	0.0343426
Line24	Line	Bus41	Bus12	3.38	12.13	12.59	0.0109551
Line37	Line	Bus38	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Line46	Line	Bus25	Bus12	5.55	12.28	13.48	0.0073930
Line49	Line	Bus36	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Line51	Line	S.E. San Gaban	Bus38	0.04	0.19	0.19	0.0320910
Line53	Line	Bus36	S.E. San Rafael	4.74	23.74	24.21	3.9913830
Line55	Line	S.E. San Rafael	S.E. Azangaro	5.58	27.93	28.48	4.6958070
Line57	Line	S.E. San Gaban	S.E. Azangaro	9.96	49.84	50.83	8.3804850
Linea2	Line	S.E. Mazuco	S.E. San Gaban	4.30	21.54	21.97	3.6220740

Project:	ETAP	Page:	7
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN~	Config.:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
ANGEL I	33.000	99.498	-0.8	0	0	0	0	Bus12	5.206	1.529	95.4	95.9	
								Bus4	-5.206	-1.529	95.4	95.9	
ANGEL II	33.000	99.711	-0.6	0	0	0	0	Bus41	3.795	0.852	68.2	97.6	
								Bus3	-3.795	-0.852	68.2	97.6	
ANGEL III	33.000	99.760	-0.6	0	0	0	0	Bus25	3.817	0.674	68.0	98.5	
								Bus1	-3.817	-0.674	68.0	98.5	
* Bus1	6.600	100.000	0.0	3.819	0.716	0	0	ANGEL III	3.819	0.716	339.9	98.3	
* Bus3	6.600	100.000	0.0	3.797	0.894	0	0	ANGEL II	3.797	0.894	341.2	97.3	
* Bus4	6.600	100.000	0.0	5.209	1.612	0	0	ANGEL I	5.209	1.612	477.0	95.5	
Bus12	33.000	99.483	-0.8	0	0	0	0	ANGEL I	-5.205	-1.528	95.4	96.0	
								Bus41	-3.790	-0.898	68.5	97.3	
								Bus25	-3.810	-0.703	68.1	98.3	
								Bus46	12.805	3.129	231.8	97.1	
								& Bus27					
Bus25	33.000	99.751	-0.6	0	0	0	0	ANGEL III	-3.817	-0.712	68.1	98.3	
								Bus12	3.817	0.712	68.1	98.3	
Bus27	138.000	101.004	-2.3	0	0	0	0	Bus38	-44.283	3.399	184.0	-99.7	
								Bus36	56.644	-0.714	234.6	100.0	
								Bus12	-12.362	-2.685	52.4	97.7	
								& Bus46					
Bus36	138.000	100.914	-2.6	0	0	0	0	Bus27	-56.590	0.837	234.6	-100.0	
								S.E. San Rafael	56.590	-0.837	234.6	-100.0	
Bus38	138.000	101.051	-2.1	0	0	0	0	Bus27	44.316	-3.380	184.0	-99.7	
								S.E. San Gaban	-44.316	3.380	184.0	-99.7	
Bus41	33.000	99.696	-0.6	0	0	0	0	ANGEL II	-3.795	-0.902	68.5	97.3	
								Bus12	3.795	0.902	68.5	97.3	
* Bus42	13.800	100.000	0.0	22.530	-6.940	0	0	S.E. San Gaban	22.530	-6.940	986.3	-95.6	5.000
* Bus45	13.800	100.000	0.0	22.530	-6.940	0	0	S.E. San Gaban	22.530	-6.940	986.3	-95.6	5.000
Bus46	10.000	99.482	-0.8	0	0	0	0	Bus27	0.000	0.000	0.0	0.0	
								& Bus12					
S.E. Azangaro	138.000	100.592	-7.4	0	0	0	0	S.E. San Rafael	18.402	0.611	76.6	99.9	
								S.E. San Gaban	-18.402	-0.611	76.6	99.9	
* S.E. Mazuco	138.000	102.800	0.0	18.209	-7.513	0.000	-10.568	S.E. San Gaban	18.209	3.055	75.1	98.6	
S.E. San Gaban	138.000	101.061	-2.0	0	0	0	0	Bus38	44.323	-3.376	184.0	-99.7	
								S.E. Azangaro	18.748	-6.176	81.7	-95.0	
								S.E. Mazuco	-18.064	-6.092	78.9	94.8	

Project:	ETAP	Page:	8
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								Bus42	-22.504	7.822	98.6	-94.5	5.000
								Bus45	-22.504	7.822	98.6	-94.5	5.000
S.E. San Rafael	138.000	98.866	-10.3	0	0	73.309	0.000	Bus36	-55.098	4.322	233.9	-99.7	
								S.E. Azangaro	-18.211	-4.322	79.2	97.3	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project:	ETAP	Page:	9
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
ANGEL I	33.000	1200.0									5.426	95.9	95.4	8.0
ANGEL II	33.000	1200.0									3.890	97.6	68.2	5.7
ANGEL III	33.000	1200.0									3.876	98.5	68.0	5.7
Bus1	6.600										3.886	98.3	339.9	
Bus3	6.600										3.901	97.3	341.2	
Bus4	6.600										5.453	95.5	477.0	
Bus12	33.000										13.182	97.1	231.8	
Bus25	33.000										3.883	98.3	68.1	
Bus27	138.000										56.746	99.8	235.0	
Bus36	138.000										56.596	100.0	234.6	
Bus38	138.000										44.445	99.7	184.0	
Bus41	33.000										3.901	97.3	68.5	
Bus42	13.800										23.575	95.6	986.3	
Bus45	13.800										23.575	95.6	986.3	
Bus46	10.000												-	
S.E. Azangaro	138.000										18.412	99.9	76.6	
S.E. Mazuco	138.000										21.053	86.5	85.7	
S.E. San Gaban	138.000										64.983	97.1	269.0	
S.E. San Rafael	138.000										73.436	99.8	310.8	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).
Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 10
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: EST-MED
 Config.: CON PROYECTO

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Cable3	Cable	545.11	95.40	17.50					
Cable11	Cable	770.23	68.45	8.89					
Cable13	Cable	536.02	68.10	12.71					
Line24	Line	1291.20	68.50	5.31					
Line46	Line	668.00	68.13	10.20					
Line51	Line	478.20	184.02	38.48					
Line53	Line	464.70	234.64	50.49					
T1	Transformer				25.000	3.886	15.5	3.876	15.5
T6	Transformer				25.000	3.901	15.6	3.890	15.6
T7	Transformer				25.000	5.453	21.8	5.426	21.7
T12	Transformer				62.500	23.825	38.1	23.575	37.7
T15	Transformer				62.500	23.825	38.1	23.575	37.7
T10	3W XFMR p				35.000	12.650	36.1		
	3W XFMR s				35.000	13.182	37.7		
	3W XFMR t				11.600	0.000	0.0		

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 11
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: EST-MED
 Config.: CON PROYECTO

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Cable3	5.206	1.529	-5.205	-1.528	0.5	1.1	99.5	99.5	0.02
T7	-5.206	-1.529	5.209	1.612	3.5	83.2	99.5	100.0	0.50
Cable11	3.795	0.852	-3.795	-0.902	0.4	-50.4	99.7	99.7	0.01
T6	-3.795	-0.852	3.797	0.894	1.8	42.6	99.7	100.0	0.29
Cable13	3.817	0.674	-3.817	-0.712	0.3	-37.7	99.8	99.8	0.01
T1	-3.817	-0.674	3.819	0.716	1.8	42.2	99.8	100.0	0.24
Line24	-3.790	-0.898	3.795	0.902	4.6	4.4	99.5	99.7	0.21
Line46	-3.810	-0.703	3.817	0.712	7.5	8.4	99.5	99.8	0.27
Line37	-44.283	3.399	44.316	-3.380	33.4	18.8	101.0	101.1	0.05
Line49	56.644	-0.714	-56.590	0.837	54.3	123.6	101.0	100.9	0.09
Line53	56.590	-0.837	-55.098	4.322	1492.0	3485.1	100.9	98.9	2.05
Line51	-44.316	3.380	44.323	-3.376	7.4	4.1	101.1	101.1	0.01
T12	22.530	-6.940	-22.504	7.822	25.9	881.9	100.0	101.1	1.06
T15	22.530	-6.940	-22.504	7.822	25.9	881.9	100.0	101.1	1.06
Line55	18.402	0.611	-18.211	-4.322	191.6	-3711.5	100.6	98.9	1.73
Line57	-18.402	-0.611	18.748	-6.176	346.2	-6786.8	100.6	101.1	0.47
Linea2	18.209	3.055	-18.064	-6.092	145.1	-3037.4	102.8	101.1	1.74
T10	-12.362	-2.685	12.805	3.129	443.4	443.4	101.0	99.5	4.25
T10	0.000	0.000	0.000	0.000			101.0	99.5	4.25
					2785.4	-7602.8			

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 12
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: EST-MED
 Config.: CON PROYECTO

Alert Summary Report

	% Alert Settings	
	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<u>Loading</u>		
Bus	100.0	95.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
C.H. San Gaban I	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	-6.940	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	-6.94	0.0	3-Phase

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
S.E. Mazuco	Bus	Over Voltage	138.000	kV	141.864	102.8	3-Phase

Project:	ETAP	Page:	13
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	76.094	-18.171	78.233	97.27 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	76.094	-18.171	78.233	97.27 Leading
Total Motor Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Static Load:	73.309	-10.568	74.066	98.98 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	2.785	-7.603		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 4

ANEXO N°1.6 – REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA CP EN ESTIAJE PARA MAXIMA DEMANDA

Project: **ETAP** Page: 1
Location: 16.0.0C Date: 05-02-2019
Contract: SN: 4359168
Engineer: Study Case: LF Revision: EST-MAX
Filename: Simulacion SEIN~~ Config.: CON PROYECTO

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design
Generation Category (1): Design
Load Diversity Factor: None

	Swing	V-Control	Load	Total
Number of Buses:	6	0	13	19

	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	5	1	0	12	0	0	18

Method of Solution: Adaptive Newton-Raphson Method
Maximum No. of Iteration: 99
Precision of Solution: 0.0001000

System Frequency: 60.00 Hz
Unit System: Metric
Project Filename: Simulacion SEIN~~
Output Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usuario\Documents\BACKUP\BACKUP\Untitled.lfr

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		
<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 3
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: EST-MAX
 Config.: CON PROYECTO

Bus Input Data

Bus			Initial Voltage		Load							
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic	
					MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
ANGEL I	33.000	1	100.0	0.0								
ANGEL II	33.000	1	100.0	0.0								
ANGEL III	33.000	1	100.0	0.0								
Bus1	6.600	1	100.0	0.0								
Bus3	6.600	1	100.0	0.0								
Bus4	6.600	1	100.0	0.0								
Bus12	33.000	1	100.0	0.0								
Bus25	33.000	1	100.0	0.0								
Bus27	138.000	1	100.0	0.0								
Bus36	138.000	1	100.0	0.0								
Bus38	138.000	1	100.0	0.0								
Bus41	33.000	1	100.0	0.0								
Bus42	13.800	1	100.0	0.0								
Bus45	13.800	1	100.0	0.0								
Bus46	10.000	1	100.0	0.0								
S.E. Azangaro	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. Mazuco	138.000	1	102.8	0.0			0.000	-10.000				
S.E. San Gaban	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. San Rafael	138.000	1	100.0	0.0	7.500	0.000	67.500	0.000				
Total Number of Buses: 19					7.500	0.000	67.500	-10.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus1	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus3	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus4	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus42	13.800	Swing	1	100.0	0.0					
Bus45	13.800	Swing	1	100.0	0.0					
S.E. Mazuco	138.000	Swing	1	102.8	0.0					
							0.000	0.000		

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Line/Cable Input Data

ohms or siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#Phase	T (°C)	R	X	Y
			Adj. (m)	% Tol					
Cable3	30NCUS3	400	338.0	0.0	1	75	0.059516	0.117480	
Cable11	33MCUS1	400	460.0	0.0	1	75	0.061042	0.139200	0.0001030
Cable13	33MCUS3	400	332.0	0.0	1	75	0.061042	0.122400	0.0001063
Line24		158	2850.0	0.0	2	75	0.115480	0.414055	0.0000040
Line37		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line46		158	2340.0	0.0	1	75	0.230955	0.510701	0.0000032
Line49		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line51		307	610.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line53		307	75870.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line55		307	89260.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line57		307	159300.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Linea2		307	68850.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:	ETAP	Page:	5
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T6	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T7	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T12	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000
T15	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000

3-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating		Tap	Impedance				Z Variation		Phase Shift	
ID	Winding	MVA	kV	%	% Z1	X1/R1	MVAb	% Tol.	+ 5%	- 5%	Type	Angle
T10	Primary:	35.000	146.000	0	Z _{ps} =	12.50	1.00	35.000	0	2.50	2.50	
	Secondary:	35.000	33.000	0	Z _{pt} =	20.00	1.00	35.000	0			Std Pos. Seq. 0.000
	Tertiary:	11.600	10.000	0	Z _{st} =	7.50	1.00	35.000	0			Std Pos. Seq. 0.000

Project:	ETAP	Page:	6
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus1	ANGEL III	1.32	31.31	31.34	
T6	2W XFMR	Bus3	ANGEL II	1.32	31.31	31.34	
T7	2W XFMR	Bus4	ANGEL I	1.32	31.31	31.34	
T12	2W XFMR	Bus42	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T15	2W XFMR	Bus45	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T10	3W Xfnr	Bus27	Bus12	28.27	28.26	39.98	
	3W Xfnr	Bus27	Bus46				
	3W Xfnr	Bus12	Bus46	16.96	16.96	23.99	
Cable3	Cable	ANGEL I	Bus12	0.21	0.41	0.46	
Cable11	Cable	ANGEL II	Bus41	0.29	0.66	0.72	0.0460794
Cable13	Cable	ANGEL III	Bus25	0.21	0.42	0.47	0.0343426
Line24	Line	Bus41	Bus12	3.38	12.13	12.59	0.0109551
Line37	Line	Bus38	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Line46	Line	Bus25	Bus12	5.55	12.28	13.48	0.0073930
Line49	Line	Bus36	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Line51	Line	S.E. San Gaban	Bus38	0.04	0.19	0.19	0.0320910
Line53	Line	Bus36	S.E. San Rafael	4.74	23.74	24.21	3.9913830
Line55	Line	S.E. San Rafael	S.E. Azangaro	5.58	27.93	28.48	4.6958070
Line57	Line	S.E. San Gaban	S.E. Azangaro	9.96	49.84	50.83	8.3804850
Linea2	Line	S.E. Mazuco	S.E. San Gaban	4.30	21.54	21.97	3.6220740

Project:	ETAP	Page:	7
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~	Config.:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
ANGEL I	33.000	99.498	-0.8	0	0	0	0	Bus12	5.214	1.528	95.5	96.0	
								Bus4	-5.214	-1.528	95.5	96.0	
ANGEL II	33.000	99.711	-0.6	0	0	0	0	Bus41	3.801	0.851	68.4	97.6	
								Bus3	-3.801	-0.851	68.4	97.6	
ANGEL III	33.000	99.760	-0.6	0	0	0	0	Bus25	3.823	0.673	68.1	98.5	
								Bus1	-3.823	-0.673	68.1	98.5	
* Bus1	6.600	100.000	0.0	3.825	0.715	0	0	ANGEL III	3.825	0.715	340.4	98.3	
* Bus3	6.600	100.000	0.0	3.803	0.893	0	0	ANGEL II	3.803	0.893	341.8	97.4	
* Bus4	6.600	100.000	0.0	5.218	1.612	0	0	ANGEL I	5.218	1.612	477.7	95.5	
Bus12	33.000	99.483	-0.8	0	0	0	0	ANGEL I	-5.214	-1.527	95.5	96.0	
								Bus41	-3.796	-0.897	68.6	97.3	
								Bus25	-3.816	-0.702	68.2	98.3	
								Bus46	12.826	3.126	232.2	97.2	
								& Bus27					
Bus25	33.000	99.751	-0.6	0	0	0	0	ANGEL III	-3.823	-0.710	68.2	98.3	
								Bus12	3.823	0.710	68.2	98.3	
Bus27	138.000	100.999	-2.3	0	0	0	0	Bus38	-44.382	3.359	184.4	-99.7	
								Bus36	56.763	-0.678	235.1	100.0	
								Bus12	-12.381	-2.681	52.5	97.7	
								& Bus46					
Bus36	138.000	100.909	-2.6	0	0	0	0	Bus27	-56.708	0.803	235.1	-100.0	
								S.E. San Rafael	56.708	-0.803	235.1	-100.0	
Bus38	138.000	101.047	-2.1	0	0	0	0	Bus27	44.415	-3.340	184.4	-99.7	
								S.E. San Gaban	-44.415	3.340	184.4	-99.7	
Bus41	33.000	99.696	-0.6	0	0	0	0	ANGEL II	-3.801	-0.901	68.6	97.3	
								Bus12	3.801	0.901	68.6	97.3	
* Bus42	13.800	100.000	0.0	22.580	-6.915	0	0	S.E. San Gaban	22.580	-6.915	988.0	-95.6	5.000
* Bus45	13.800	100.000	0.0	22.580	-6.915	0	0	S.E. San Gaban	22.580	-6.915	988.0	-95.6	5.000
Bus46	10.000	99.482	-0.8	0	0	0	0	Bus27	0.000	0.000	0.0	0.0	
								& Bus12					
S.E. Azangaro	138.000	100.580	-7.4	0	0	0	0	S.E. San Rafael	18.440	0.615	76.7	99.9	
								S.E. San Gaban	-18.440	-0.615	76.7	99.9	
* S.E. Mazuco	138.000	102.800	0.0	18.249	-7.501	0.000	-10.568	S.E. San Gaban	18.249	3.067	75.3	98.6	
S.E. San Gaban	138.000	101.057	-2.1	0	0	0	0	Bus38	44.423	-3.336	184.4	-99.7	
								S.E. Azangaro	18.788	-6.163	81.9	-95.0	
								S.E. Mazuco	-18.103	-6.101	79.1	94.8	

Project:	ETAP	Page:	8
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								Bus42	-22.554	7.800	98.8	-94.5	5.000
								Bus45	-22.554	7.800	98.8	-94.5	5.000
S.E. San Rafael	138.000	98.851	-10.3	0	0	73.458	0.000	Bus36	-55.210	4.321	234.4	-99.7	
								S.E. Azangaro	-18.248	-4.321	79.4	97.3	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project:	ETAP	Page:	9
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
ANGEL I	33.000	1200.0									5.434	96.0	95.5	8.0
ANGEL II	33.000	1200.0									3.895	97.6	68.4	5.7
ANGEL III	33.000	1200.0									3.882	98.5	68.1	5.7
Bus1	6.600										3.892	98.3	340.4	
Bus3	6.600										3.907	97.4	341.8	
Bus4	6.600										5.461	95.5	477.7	
Bus12	33.000										13.201	97.2	232.2	
Bus25	33.000										3.889	98.3	68.2	
Bus27	138.000										56.862	99.8	235.5	
Bus36	138.000										56.714	100.0	235.1	
Bus38	138.000										44.541	99.7	184.4	
Bus41	33.000										3.906	97.3	68.6	
Bus42	13.800										23.615	95.6	988.0	
Bus45	13.800										23.615	95.6	988.0	
Bus46	10.000												-	
S.E. Azangaro	138.000										18.451	99.9	76.7	
S.E. Mazuco	138.000										21.088	86.5	85.8	
S.E. San Gaban	138.000										65.107	97.1	269.5	
S.E. San Rafael	138.000		7.500	0.000	65.958						73.585	99.8	311.4	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).
Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 10
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: EST-MAX
 Config.: CON PROYECTO

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Cable3	Cable	545.11	95.54	17.53					
Cable11	Cable	770.23	68.55	8.90					
Cable13	Cable	536.02	68.20	12.72					
Line24	Line	1291.20	68.60	5.31					
Line46	Line	668.00	68.23	10.21					
Line51	Line	478.20	184.43	38.57					
Line53	Line	464.70	235.14	50.60					
T1	Transformer				25.000	3.892	15.6	3.882	15.5
T6	Transformer				25.000	3.907	15.6	3.895	15.6
T7	Transformer				25.000	5.461	21.8	5.434	21.7
T12	Transformer				62.500	23.865	38.2	23.615	37.8
T15	Transformer				62.500	23.865	38.2	23.615	37.8
T10	3W XFMR p				35.000	12.668	36.2		
	3W XFMR s				35.000	13.201	37.7		
	3W XFMR t				11.600	0.000	0.0		

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 11
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: EST-MAX
 Config.: CON PROYECTO

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Cable3	5.214	1.528	-5.214	-1.527	0.6	1.1	99.5	99.5	0.02
T7	-5.214	-1.528	5.218	1.612	3.5	83.4	99.5	100.0	0.50
Cable11	3.801	0.851	-3.801	-0.901	0.4	-50.4	99.7	99.7	0.01
T6	-3.801	-0.851	3.803	0.893	1.8	42.7	99.7	100.0	0.29
Cable13	3.823	0.673	-3.823	-0.710	0.3	-37.7	99.8	99.8	0.01
T1	-3.823	-0.673	3.825	0.715	1.8	42.4	99.8	100.0	0.24
Line24	-3.796	-0.897	3.801	0.901	4.6	4.5	99.5	99.7	0.21
Line46	-3.816	-0.702	3.823	0.710	7.5	8.5	99.5	99.8	0.27
Line37	-44.382	3.359	44.415	-3.340	33.5	19.6	101.0	101.0	0.05
Line49	56.763	-0.678	-56.708	0.803	54.5	124.8	101.0	100.9	0.09
Line53	56.708	-0.803	-55.210	4.321	1498.4	3518.1	100.9	98.9	2.06
Line51	-44.415	3.340	44.423	-3.336	7.4	4.3	101.0	101.1	0.01
T12	22.580	-6.915	-22.554	7.800	26.0	885.0	100.0	101.1	1.06
T15	22.580	-6.915	-22.554	7.800	26.0	885.0	100.0	101.1	1.06
Line55	18.440	0.615	-18.248	-4.321	192.5	-3706.1	100.6	98.9	1.73
Line57	-18.440	-0.615	18.788	-6.163	347.6	-6778.3	100.6	101.1	0.48
Linea2	18.249	3.067	-18.103	-6.101	145.7	-3034.0	102.8	101.1	1.74
T10	-12.381	-2.681	12.826	3.126	444.7	444.7	101.0	99.5	4.25
T10	0.000	0.000	0.000	0.000			101.0	99.5	4.25
					2796.7	-7542.5			

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 12
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: EST-MAX
 Config.: CON PROYECTO

Alert Summary Report

	% Alert Settings	
	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<u>Loading</u>		
Bus	100.0	95.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
C.H. San Gaban I	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	-6.915	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	-6.92	0.0	3-Phase

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
S.E. Mazuco	Bus	Over Voltage	138.000	kV	141.864	102.8	3-Phase

Project:	ETAP	Page:	13
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	EST-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	76.254	-18.110	78.376	97.29 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	76.254	-18.110	78.376	97.29 Leading
Total Motor Load:	7.500	0.000	7.500	100.00 Lagging
Total Static Load:	65.958	-10.568	66.799	98.74 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	2.797	-7.542		
System Mismatch:	0.000	0.000		
Number of Iterations: 4				

REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA SP EN AVENIDA PARA MINIMA DEMANDA

Project: **ETAP** Page: 1
Location: 16.0.0C Date: 05-02-2019
Contract: SN: 4359168
Engineer: Study Case: LF Revision: AVE-MIN
Filename: Simulacion SEIN~~ Config.: SIN PROYECTO

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design
Generation Category (1): Design
Load Diversity Factor: None

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	1	2	6	9

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	2	0	0	7	0	0	9

Method of Solution: Adaptive Newton-Raphson Method
Maximum No. of Iteration: 99
Precision of Solution: 0.0001000

System Frequency: 60.00 Hz
Unit System: Metric
Project Filename: Simulacion SEIN~~
Output Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usuario\Documents\BACKUP\BACKUP\Untitled.lfr

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 3
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MIN
 Config.: SIN PROYECTO

Bus Input Data

Bus					Load							
					Initial Voltage		Constant kVA		Constant Z		Constant I	
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Bus27	138.000	1	100.0	0.0								
Bus36	138.000	1	100.0	0.0								
Bus38	138.000	1	100.0	0.0								
Bus42	13.800	1	100.0	0.0								
Bus45	13.800	1	100.0	0.0								
S.E. Azangaro	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. Mazuco	138.000	1	102.8	0.0			0.000	-10.000				
S.E. San Gaban	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. San Rafael	138.000	1	100.0	0.0			75.000	0.000				
Total Number of Buses: 9					0.000	0.000	75.000	-10.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus42	13.800	Voltage Control	1	100.0	0.0	0.000			0.000	0.000
Bus45	13.800	Voltage Control	1	100.0	0.0	0.000			0.000	0.000
S.E. Mazuco	138.000	Swing	1	102.8	0.0					
						0.000	0.000			

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Study Case:	LF
		Config.:	SIN PROYECTO

Line/Cable Input Data

ohms or siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#Phase	T (°C)	R	X	Y
			Adj. (m)	% Tol					
Line37		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line49		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line51		307	610.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line53		307	75870.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line55		307	89260.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line57		307	159300.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Linea2		307	68850.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 5
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MIN
 Config.: SIN PROYECTO

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+5%	-5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T12	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000
T15	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000

Project:	ETAP	Page:	6
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~	Config.:	SIN PROYECTO

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T12	2W XFMR	Bus42	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T15	2W XFMR	Bus45	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
Lme37	Line	Bus38	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Lme49	Line	Bus36	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Lme51	Line	S.E. San Gaban	Bus38	0.04	0.19	0.19	0.0320910
Lme53	Line	Bus36	S.E. San Rafael	4.74	23.74	24.21	3.9913830
Lme55	Line	S.E. San Rafael	S.E. Azangaro	5.58	27.93	28.48	4.6958070
Lme57	Line	S.E. San Gaban	S.E. Azangaro	9.96	49.84	50.83	8.3804850
Linea2	Line	S.E. Mazuco	S.E. San Gaban	4.30	21.54	21.97	3.6220740

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 7
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MIN
 Config.: SIN PROYECTO

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Bus27	138.000	100.025	-9.5	0	0	0	0	Bus38	-55.434	0.743	231.9	100.0	
								Bus36	55.434	-0.743	231.9	100.0	
Bus36	138.000	99.936	-9.7	0	0	0	0	Bus27	-55.381	0.863	231.9	-100.0	
								S.E. San Rafael	55.381	-0.863	231.9	-100.0	
Bus38	138.000	100.114	-9.2	0	0	0	0	Bus27	55.487	-0.623	231.9	100.0	
								S.E. San Gaban	-55.487	0.623	231.9	100.0	
Bus42	13.800	100.134	-9.1	0	0	0	0	S.E. San Gaban	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
Bus45	13.800	100.134	-9.1	0	0	0	0	S.E. San Gaban	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
S.E. Azangaro	138.000	99.641	-14.5	0	0	0	0	S.E. San Rafael	18.179	0.621	76.4	99.9	
								S.E. San Gaban	-18.179	-0.621	76.4	99.9	
* S.E. Mazuco	138.000	102.800	0.0	76.404	-8.989	0.000	-10.568	S.E. San Gaban	76.404	1.579	311.0	100.0	
S.E. San Gaban	138.000	100.134	-9.1	0	0	0	0	Bus38	55.499	-0.597	231.9	100.0	
								S.E. Azangaro	18.523	-6.018	81.4	-95.1	
								S.E. Mazuco	-74.022	6.615	310.5	-99.6	
								Bus42	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
								Bus45	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
S.E. San Rafael	138.000	97.920	-17.4	0	0	71.912	0.000	Bus36	-53.924	4.250	231.1	-99.7	
								S.E. Azangaro	-17.988	-4.250	79.0	97.3	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project: **ETAP**
 Location: 16.0.0C
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

Study Case: LF

Page: 8
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MIN
 Config.: SIN PROYECTO

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
Bus27	138.000										55.439	100.0	231.9	
Bus36	138.000										55.388	100.0	231.9	
Bus38	138.000										55.490	100.0	231.9	
Bus42	13.800													
Bus45	13.800												-	
S.E. Azangaro	138.000										18.190	99.9	76.4	
S.E. Mazuco	138.000										77.131	99.1	313.9	
S.E. San Gaban	138.000										74.317	99.6	310.5	
S.E. San Rafael	138.000										72.038	99.8	307.8	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).
 # Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project:	ETAP	Page:	9
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Line51	Line	478.20	231.89	48.49					
Line53	Line	464.70	231.87	49.90					
T12	Transformer				62.500				
T15	Transformer				62.500				

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 10
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MIN
 Config.: SIN PROYECTO

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Line37	-55.434	0.743	55.487	-0.623	53.0	119.9	100.0	100.1	0.09
Line49	55.434	-0.743	-55.381	0.863	53.0	120.1	100.0	99.9	0.09
Line53	55.381	-0.863	-53.924	4.250	1456.9	3386.2	99.9	97.9	2.02
Line51	-55.487	0.623	55.499	-0.597	11.7	26.5	100.1	100.1	0.02
T12	0.000	0.000	0.000	0.000			100.1	100.1	
T15	0.000	0.000	0.000	0.000			100.1	100.1	
Line55	18.179	0.621	-17.988	-4.250	190.6	-3628.2	99.6	97.9	1.72
Line57	-18.179	-0.621	18.523	-6.018	344.0	-6639.9	99.6	100.1	0.49
Linea2	76.404	1.579	-74.022	6.615	2382.2	8194.2	102.8	100.1	2.67
					4491.4	1578.8			

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 11
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MIN
 Config.: SIN PROYECTO

Alert Summary Report

% Alert Settings

	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<u>Loading</u>		
Bus	100.0	95.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
C.H. San Gaban I	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.000	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban I	Generator	Under Power	0.000	MW	0.00	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.00	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Power	0.000	MW	0.00	0.0	3-Phase

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
S.E. Mazuco	Bus	Over Voltage	138.000	kV	141.864	102.8	3-Phase
S.E. San Rafael	Bus	Under Voltage	138.000	kV	135.13	97.9	3-Phase

Project:	ETAP	Page:	12
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	76.404	-8.989	76.931	99.32 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	76.404	-8.989	76.931	99.32 Leading
Total Motor Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Static Load:	71.912	-10.568	72.685	98.94 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	4.491	1.579		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 3

REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA SP EN AVENIDA PARA MEDIA DEMANDA

Project: **ETAP** Page: 1
Location: 16.0.0C Date: 05-02-2019
Contract: SN: 4359168
Engineer: Study Case: LF Revision: AVE-MED
Filename: Simulacion SEIN~~ Config: SIN PROYECTO

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design
Generation Category (1): Design
Load Diversity Factor: None

	Swing	V-Control	Load	Total
Number of Buses:	1	2	6	9

	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	2	0	0	7	0	0	9

Method of Solution: Adaptive Newton-Raphson Method
Maximum No. of Iteration: 99
Precision of Solution: 0.0001000

System Frequency: 60.00 Hz
Unit System: Metric
Project Filename: Simulacion SEIN~~
Output Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usuario\Documents\BACKUP\BACKUP\Untitled.lfr

Project: **ETAP**
 Location: 16.0.0C
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~

Study Case: LF

Page: 2
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MED
 Config.: SIN PROYECTO

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		
<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 3
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MED
 Config.: SIN PROYECTO

Bus Input Data

Bus		Initial Voltage			Load							
					Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic	
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Bus27	138.000	1	100.0	0.0								
Bus36	138.000	1	100.0	0.0								
Bus38	138.000	1	100.0	0.0								
Bus42	13.800	1	100.0	0.0								
Bus45	13.800	1	100.0	0.0								
S.E. Azangaro	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. Mazuco	138.000	1	102.8	0.0			0.000	-10.000				
S.E. San Gaban	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. San Rafael	138.000	1	100.0	0.0			75.000	0.000				
Total Number of Buses: 9					0.000	0.000	75.000	-10.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus42	13.800	Voltage Control	1	100.0	0.0	0.000			0.000	0.000
Bus45	13.800	Voltage Control	1	100.0	0.0	0.000			0.000	0.000
S.E. Mazuco	138.000	Swing	1	102.8	0.0					
						0.000	0.000			

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO
	Study Case: LF		

Line/Cable Input Data

ohms or siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#Phase	T (°C)	R	X	Y
			Adj. (m)	% Tol					
Line37		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line49		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line51		307	610.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line53		307	75870.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line55		307	89260.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Line57		307	159300.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028
Linea2		307	68850.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.000028

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 5
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MED
 Config.: SIN PROYECTO

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+5%	-5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T12	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000
T15	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000

Project:	ETAP	Page:	6
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T12	2W XFMR	Bus42	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T15	2W XFMR	Bus45	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
Lme37	Line	Bus38	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Lme49	Line	Bus36	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Lme51	Line	S.E. San Gaban	Bus38	0.04	0.19	0.19	0.0320910
Lme53	Line	Bus36	S.E. San Rafael	4.74	23.74	24.21	3.9913830
Lme55	Line	S.E. San Rafael	S.E. Azangaro	5.58	27.93	28.48	4.6958070
Lme57	Line	S.E. San Gaban	S.E. Azangaro	9.96	49.84	50.83	8.3804850
Linea2	Line	S.E. Mazuco	S.E. San Gaban	4.30	21.54	21.97	3.6220740

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 7
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MED
 Config.: SIN PROYECTO

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage			Generation		Load		Load Flow				XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Bus27	138.000	100.025	-9.5	0	0	0	0	Bus38	-55.434	0.743	231.9	100.0	
								Bus36	55.434	-0.743	231.9	100.0	
Bus36	138.000	99.936	-9.7	0	0	0	0	Bus27	-55.381	0.863	231.9	-100.0	
								S.E. San Rafael	55.381	-0.863	231.9	-100.0	
Bus38	138.000	100.114	-9.2	0	0	0	0	Bus27	55.487	-0.623	231.9	100.0	
								S.E. San Gaban	-55.487	0.623	231.9	100.0	
Bus42	13.800	100.134	-9.1	0	0	0	0	S.E. San Gaban	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
Bus45	13.800	100.134	-9.1	0	0	0	0	S.E. San Gaban	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
S.E. Azangaro	138.000	99.641	-14.5	0	0	0	0	S.E. San Rafael	18.179	0.621	76.4	99.9	
								S.E. San Gaban	-18.179	-0.621	76.4	99.9	
* S.E. Mazuco	138.000	102.800	0.0	76.404	-8.989	0.000	-10.568	S.E. San Gaban	76.404	1.579	311.0	100.0	
S.E. San Gaban	138.000	100.134	-9.1	0	0	0	0	Bus38	55.499	-0.597	231.9	100.0	
								S.E. Azangaro	18.523	-6.018	81.4	-95.1	
								S.E. Mazuco	-74.022	6.615	310.5	-99.6	
								Bus42	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
								Bus45	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
S.E. San Rafael	138.000	97.920	-17.4	0	0	71.912	0.000	Bus36	-53.924	4.250	231.1	-99.7	
								S.E. Azangaro	-17.988	-4.250	79.0	97.3	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project: **ETAP**
 Location: 16.0.0C
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

Study Case: LF

Page: 8
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MED
 Config.: SIN PROYECTO

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
Bus27	138.000										55.439	100.0	231.9	
Bus36	138.000										55.388	100.0	231.9	
Bus38	138.000										55.490	100.0	231.9	
Bus42	13.800													
Bus45	13.800												-	
S.E. Azangaro	138.000										18.190	99.9	76.4	
S.E. Mazuco	138.000										77.131	99.1	313.9	
S.E. San Gaban	138.000										74.317	99.6	310.5	
S.E. San Rafael	138.000										72.038	99.8	307.8	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).
 # Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project:	ETAP	Page:	9
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Line51	Line	478.20	231.89	48.49					
Line53	Line	464.70	231.87	49.90					
T12	Transformer				62.500				
T15	Transformer				62.500				

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 10
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MED
 Config.: SIN PROYECTO

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Line37	-55.434	0.743	55.487	-0.623	53.0	119.9	100.0	100.1	0.09
Line49	55.434	-0.743	-55.381	0.863	53.0	120.1	100.0	99.9	0.09
Line53	55.381	-0.863	-53.924	4.250	1456.9	3386.2	99.9	97.9	2.02
Line51	-55.487	0.623	55.499	-0.597	11.7	26.5	100.1	100.1	0.02
T12	0.000	0.000	0.000	0.000			100.1	100.1	
T15	0.000	0.000	0.000	0.000			100.1	100.1	
Line55	18.179	0.621	-17.988	-4.250	190.6	-3628.2	99.6	97.9	1.72
Line57	-18.179	-0.621	18.523	-6.018	344.0	-6639.9	99.6	100.1	0.49
Linea2	76.404	1.579	-74.022	6.615	2382.2	8194.2	102.8	100.1	2.67
					4491.4	1578.8			

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 11
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MED
 Config.: SIN PROYECTO

Alert Summary Report

% Alert Settings

	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<u>Loading</u>		
Bus	100.0	95.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
C.H. San Gaban I	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.000	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban I	Generator	Under Power	0.000	MW	0.00	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.00	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Power	0.000	MW	0.00	0.0	3-Phase

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
S.E. Mazuco	Bus	Over Voltage	138.000	kV	141.864	102.8	3-Phase
S.E. San Rafael	Bus	Under Voltage	138.000	kV	135.13	97.9	3-Phase

Project:	ETAP	Page:	12
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	AVE-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	76.404	-8.989	76.931	99.32 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	76.404	-8.989	76.931	99.32 Leading
Total Motor Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Static Load:	71.912	-10.568	72.685	98.94 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	4.491	1.579		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 3

REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA SP EN AVENIDA PARA MAXIMA DEMANDA

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design
 Generation Category (1): Design
 Load Diversity Factor: None

	Swing	V-Control	Load	Total
Number of Buses:	1	2	6	9

	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	2	0	0	7	0	0	9

Method of Solution:	Adaptive Newton-Raphson Method
Maximum No. of Iteration:	99
Precision of Solution:	0.0001000
System Frequency:	60.00 Hz
Unit System:	Metric
Project Filename:	Simulacion SEIN~~
Output Filename:	C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usuario\Documents\BACKUP\BACKUP\Untitled.lfr

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 3
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MAX
 Config.: SIN PROYECTO

Bus Input Data

Bus		Initial Voltage			Load							
					Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic	
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Bus27	138.000	1	100.0	0.0								
Bus36	138.000	1	100.0	0.0								
Bus38	138.000	1	100.0	0.0								
Bus42	13.800	1	100.0	0.0								
Bus45	13.800	1	100.0	0.0								
S.E. Azangaro	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. Mazuco	138.000	1	102.8	0.0			0.000	-10.000				
S.E. San Gaban	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. San Rafael	138.000	1	100.0	0.0			75.000	0.000				
Total Number of Buses: 9					0.000	0.000	75.000	-10.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus42	13.800	Voltage Control	1	100.0	0.0	0.000			0.000	0.000
Bus45	13.800	Voltage Control	1	100.0	0.0	0.000			0.000	0.000
S.E. Mazuco	138.000	Swing	1	102.8	0.0					
						0.000	0.000			

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO

Line/Cable Input Data

ohms or siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#Phase	T (°C)	R	X	Y
			Adj. (m)	% Tol					
Line37		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line49		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line51		307	610.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line53		307	75870.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line55		307	89260.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line57		307	159300.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Linea2		307	68850.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 5
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MAX
 Config.: SIN PROYECTO

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+5%	-5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T12	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000
T15	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000

Project:	ETAP	Page:	6
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T12	2W XFMR	Bus42	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T15	2W XFMR	Bus45	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
Lme37	Line	Bus38	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Lme49	Line	Bus36	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Lme51	Line	S.E. San Gaban	Bus38	0.04	0.19	0.19	0.0320910
Lme53	Line	Bus36	S.E. San Rafael	4.74	23.74	24.21	3.9913830
Lme55	Line	S.E. San Rafael	S.E. Azangaro	5.58	27.93	28.48	4.6958070
Lme57	Line	S.E. San Gaban	S.E. Azangaro	9.96	49.84	50.83	8.3804850
Linea2	Line	S.E. Mazuco	S.E. San Gaban	4.30	21.54	21.97	3.6220740

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 7
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MAX
 Config.: SIN PROYECTO

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage			Generation		Load		Load Flow				XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Bus27	138.000	100.025	-9.5	0	0	0	0	Bus38	-55.434	0.743	231.9	100.0	
								Bus36	55.434	-0.743	231.9	100.0	
Bus36	138.000	99.936	-9.7	0	0	0	0	Bus27	-55.381	0.863	231.9	-100.0	
								S.E. San Rafael	55.381	-0.863	231.9	-100.0	
Bus38	138.000	100.114	-9.2	0	0	0	0	Bus27	55.487	-0.623	231.9	100.0	
								S.E. San Gaban	-55.487	0.623	231.9	100.0	
Bus42	13.800	100.134	-9.1	0	0	0	0	S.E. San Gaban	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
Bus45	13.800	100.134	-9.1	0	0	0	0	S.E. San Gaban	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
S.E. Azangaro	138.000	99.641	-14.5	0	0	0	0	S.E. San Rafael	18.179	0.621	76.4	99.9	
								S.E. San Gaban	-18.179	-0.621	76.4	99.9	
* S.E. Mazuco	138.000	102.800	0.0	76.404	-8.989	0.000	-10.568	S.E. San Gaban	76.404	1.579	311.0	100.0	
S.E. San Gaban	138.000	100.134	-9.1	0	0	0	0	Bus38	55.499	-0.597	231.9	100.0	
								S.E. Azangaro	18.523	-6.018	81.4	-95.1	
								S.E. Mazuco	-74.022	6.615	310.5	-99.6	
								Bus42	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
								Bus45	0.000	0.000	0.0	0.0	5.000
S.E. San Rafael	138.000	97.920	-17.4	0	0	71.912	0.000	Bus36	-53.924	4.250	231.1	-99.7	
								S.E. Azangaro	-17.988	-4.250	79.0	97.3	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project: **ETAP**
 Location: 16.0.0C
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

Study Case: LF

Page: 8
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MAX
 Config.: SIN PROYECTO

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
Bus27	138.000										55.439	100.0	231.9	
Bus36	138.000										55.388	100.0	231.9	
Bus38	138.000										55.490	100.0	231.9	
Bus42	13.800													
Bus45	13.800													
S.E. Azangaro	138.000										18.190	99.9	76.4	
S.E. Mazuco	138.000	1200.0									77.131	99.1	313.9	26.2
S.E. San Gaban	138.000										74.317	99.6	310.5	
S.E. San Rafael	138.000										72.038	99.8	307.8	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).
 # Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project:	ETAP	Page:	9
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Line51	Line	478.20	231.89	48.49					
Line53	Line	464.70	231.87	49.90					
T12	Transformer				62.500				
T15	Transformer				62.500				

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 10
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MAX
 Config.: SIN PROYECTO

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Line37	-55.434	0.743	55.487	-0.623	53.0	119.9	100.0	100.1	0.09
Line49	55.434	-0.743	-55.381	0.863	53.0	120.1	100.0	99.9	0.09
Line53	55.381	-0.863	-53.924	4.250	1456.9	3386.2	99.9	97.9	2.02
Line51	-55.487	0.623	55.499	-0.597	11.7	26.5	100.1	100.1	0.02
T12	0.000	0.000	0.000	0.000			100.1	100.1	
T15	0.000	0.000	0.000	0.000			100.1	100.1	
Line55	18.179	0.621	-17.988	-4.250	190.6	-3628.2	99.6	97.9	1.72
Line57	-18.179	-0.621	18.523	-6.018	344.0	-6639.9	99.6	100.1	0.49
Linea2	76.404	1.579	-74.022	6.615	2382.2	8194.2	102.8	100.1	2.67
					4491.4	1578.8			

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 11
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MAX
 Config.: SIN PROYECTO

Alert Summary Report

% Alert Settings

	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<u>Loading</u>		
Bus	100.0	95.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

Critical Report

<u>Device ID</u>	<u>Type</u>	<u>Condition</u>	<u>Rating/Limit</u>	<u>Unit</u>	<u>Operating</u>	<u>% Operating</u>	<u>Phase Type</u>
C.H. San Gaban I	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.000	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban I	Generator	Under Power	0.000	MW	0.00	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	0.00	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Power	0.000	MW	0.00	0.0	3-Phase

Marginal Report

<u>Device ID</u>	<u>Type</u>	<u>Condition</u>	<u>Rating/Limit</u>	<u>Unit</u>	<u>Operating</u>	<u>% Operating</u>	<u>Phase Type</u>
S.E. Mazuco	Bus	Over Voltage	138.000	kV	141.864	102.8	3-Phase
S.E. San Rafael	Bus	Under Voltage	138.000	kV	135.13	97.9	3-Phase

Project:	ETAP	Page:	12
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	SIN PROYECTO

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	76.404	-8.989	76.931	99.32 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	76.404	-8.989	76.931	99.32 Leading
Total Motor Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Static Load:	71.912	-10.568	72.685	98.94 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	4.491	1.579		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 3

REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA CP EN AVENIDA PARA MINIMA DEMANDA

Project: **ETAP** Page: 1
Location: 16.0.0C Date: 05-02-2019
Contract: SN: 4359168
Engineer: Study Case: LF Revision: AVE-MIN
Filename: Simulacion SEIN~~ Config.: CON PROYECTO

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design
Generation Category (1): Design
Load Diversity Factor: None

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	6	0	13	19

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	5	1	0	12	0	0	18

Method of Solution: Adaptive Newton-Raphson Method
Maximum No. of Iteration: 99
Precision of Solution: 0.0001000
System Frequency: 60.00 Hz
Unit System: Metric
Project Filename: Simulacion SEIN~~
Output Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usuario\Documents\BACKUP\BACKUP\Untitled.lfr

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~	Config.:	CON PROYECTO

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 3
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MIN
 Config.: CON PROYECTO

Bus Input Data

Bus			Initial Voltage		Load							
					Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic	
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
ANGEL I	33.000	1	100.0	0.0								
ANGEL II	33.000	1	100.0	0.0								
ANGEL III	33.000	1	100.0	0.0								
Bus1	6.600	1	100.0	0.0								
Bus3	6.600	1	100.0	0.0								
Bus4	6.600	1	100.0	0.0								
Bus12	33.000	1	100.0	0.0								
Bus25	33.000	1	100.0	0.0								
Bus27	138.000	1	100.0	0.0								
Bus36	138.000	1	100.0	0.0								
Bus38	138.000	1	100.0	0.0								
Bus41	33.000	1	100.0	0.0								
Bus42	13.800	1	100.0	0.0								
Bus45	13.800	1	100.0	0.0								
Bus46	10.000	1	100.0	0.0								
S.E. Azangaro	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. Mazuco	138.000	1	102.8	0.0			0.000	-10.000				
S.E. San Gaban	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. San Rafael	138.000	1	100.0	0.0			75.000	0.000				
Total Number of Buses: 19					0.000	0.000	75.000	-10.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus1	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus3	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus4	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus42	13.800	Swing	1	100.0	0.0					
Bus45	13.800	Swing	1	100.0	0.0					
S.E. Mazuco	138.000	Swing	1	102.8	0.0					
							0.000	0.000		

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Line/Cable Input Data

ohms or siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#Phase	T (°C)	R	X	Y
			Adj. (m)	% Tol					
Cable3	30NCUS3	400	338.0	0.0	1	75	0.059516	0.117480	
Cable11	33MCUS1	400	460.0	0.0	1	75	0.061042	0.139200	0.0001030
Cable13	33MCUS3	400	332.0	0.0	1	75	0.061042	0.122400	0.0001063
Line24		158	2850.0	0.0	2	75	0.115480	0.414055	0.0000040
Line37		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line46		158	2340.0	0.0	1	75	0.230955	0.510701	0.0000032
Line49		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line51		307	610.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line53		307	75870.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line55		307	89260.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line57		307	159300.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Linea2		307	68850.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:	ETAP	Page:	5
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T6	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T7	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T12	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000
T15	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000

3-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating		Tap	Impedance				Z Variation		Phase Shift	
ID	Winding	MVA	kV	%	% Z1	X1/R1	MVAb	% Tol.	+ 5%	- 5%	Type	Angle
T10	Primary:	35.000	146.000	0	Z _{ps} =	12.50	1.00	35.000	0	2.50	2.50	
	Secondary:	35.000	33.000	0	Z _{pt} =	20.00	1.00	35.000	0			Std Pos. Seq. 0.000
	Tertiary:	11.600	10.000	0	Z _{st} =	7.50	1.00	35.000	0			Std Pos. Seq. 0.000

Project:	ETAP	Page:	6
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus1	ANGEL III	1.32	31.31	31.34	
T6	2W XFMR	Bus3	ANGEL II	1.32	31.31	31.34	
T7	2W XFMR	Bus4	ANGEL I	1.32	31.31	31.34	
T12	2W XFMR	Bus42	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T15	2W XFMR	Bus45	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T10	3W Xfmr	Bus27	Bus12	28.27	28.26	39.98	
	3W Xfmr	Bus27	Bus46				
	3W Xfmr	Bus12	Bus46	16.96	16.96	23.99	
Cable3	Cable	ANGEL I	Bus12	0.21	0.41	0.46	
Cable11	Cable	ANGEL II	Bus41	0.29	0.66	0.72	0.0460794
Cable13	Cable	ANGEL III	Bus25	0.21	0.42	0.47	0.0343426
Line24	Line	Bus41	Bus12	3.38	12.13	12.59	0.0109551
Line37	Line	Bus38	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Line46	Line	Bus25	Bus12	5.55	12.28	13.48	0.0073930
Line49	Line	Bus36	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Line51	Line	S.E. San Gaban	Bus38	0.04	0.19	0.19	0.0320910
Line53	Line	Bus36	S.E. San Rafael	4.74	23.74	24.21	3.9913830
Line55	Line	S.E. San Rafael	S.E. Azangaro	5.58	27.93	28.48	4.6958070
Line57	Line	S.E. San Gaban	S.E. Azangaro	9.96	49.84	50.83	8.3804850
Linea2	Line	S.E. Mazuco	S.E. San Gaban	4.30	21.54	21.97	3.6220740

Project:	ETAP	Page:	7
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~	Config.:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage			Generation		Load		Load Flow				XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
ANGEL I	33.000	99.498	-0.8	0	0	0	0	Bus12	5.206	1.529	95.4	95.9	
								Bus4	-5.206	-1.529	95.4	95.9	
ANGEL II	33.000	99.711	-0.6	0	0	0	0	Bus41	3.795	0.852	68.2	97.6	
								Bus3	-3.795	-0.852	68.2	97.6	
ANGEL III	33.000	99.760	-0.6	0	0	0	0	Bus25	3.817	0.674	68.0	98.5	
								Bus1	-3.817	-0.674	68.0	98.5	
* Bus1	6.600	100.000	0.0	3.819	0.716	0	0	ANGEL III	3.819	0.716	339.9	98.3	
* Bus3	6.600	100.000	0.0	3.797	0.894	0	0	ANGEL II	3.797	0.894	341.2	97.3	
* Bus4	6.600	100.000	0.0	5.209	1.612	0	0	ANGEL I	5.209	1.612	477.0	95.5	
Bus12	33.000	99.483	-0.8	0	0	0	0	ANGEL I	-5.205	-1.528	95.4	96.0	
								Bus41	-3.790	-0.898	68.5	97.3	
								Bus25	-3.810	-0.703	68.1	98.3	
								Bus46	12.805	3.129	231.8	97.1	
								& Bus27					
Bus25	33.000	99.751	-0.6	0	0	0	0	ANGEL III	-3.817	-0.712	68.1	98.3	
								Bus12	3.817	0.712	68.1	98.3	
Bus27	138.000	101.004	-2.3	0	0	0	0	Bus38	-44.283	3.399	184.0	-99.7	
								Bus36	56.644	-0.714	234.6	100.0	
								Bus12	-12.362	-2.685	52.4	97.7	
								& Bus46					
Bus36	138.000	100.914	-2.6	0	0	0	0	Bus27	-56.590	0.837	234.6	-100.0	
								S.E. San Rafael	56.590	-0.837	234.6	-100.0	
Bus38	138.000	101.051	-2.1	0	0	0	0	Bus27	44.316	-3.380	184.0	-99.7	
								S.E. San Gaban	-44.316	3.380	184.0	-99.7	
Bus41	33.000	99.696	-0.6	0	0	0	0	ANGEL II	-3.795	-0.902	68.5	97.3	
								Bus12	3.795	0.902	68.5	97.3	
* Bus42	13.800	100.000	0.0	22.530	-6.940	0	0	S.E. San Gaban	22.530	-6.940	986.3	-95.6	5.000
* Bus45	13.800	100.000	0.0	22.530	-6.940	0	0	S.E. San Gaban	22.530	-6.940	986.3	-95.6	5.000
Bus46	10.000	99.482	-0.8	0	0	0	0	Bus27	0.000	0.000	0.0	0.0	
								& Bus12					
S.E. Azangaro	138.000	100.592	-7.4	0	0	0	0	S.E. San Rafael	18.402	0.611	76.6	99.9	
								S.E. San Gaban	-18.402	-0.611	76.6	99.9	
* S.E. Mazuco	138.000	102.800	0.0	18.209	-7.513	0.000	-10.568	S.E. San Gaban	18.209	3.055	75.1	98.6	
S.E. San Gaban	138.000	101.061	-2.0	0	0	0	0	Bus38	44.323	-3.376	184.0	-99.7	
								S.E. Azangaro	18.748	-6.176	81.7	-95.0	
								S.E. Mazuco	-18.064	-6.092	78.9	94.8	

Project:	ETAP	Page:	8
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								Bus42	-22.504	7.822	98.6	-94.5	5.000
								Bus45	-22.504	7.822	98.6	-94.5	5.000
S.E. San Rafael	138.000	98.866	-10.3	0	0	73.309	0.000	Bus36	-55.098	4.322	233.9	-99.7	
								S.E. Azangaro	-18.211	-4.322	79.2	97.3	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project:	ETAP	Page:	9
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
ANGEL I	33.000	1200.0									5.426	95.9	95.4	8.0
ANGEL II	33.000	1200.0									3.890	97.6	68.2	5.7
ANGEL III	33.000	1200.0									3.876	98.5	68.0	5.7
Bus1	6.600										3.886	98.3	339.9	
Bus3	6.600										3.901	97.3	341.2	
Bus4	6.600										5.453	95.5	477.0	
Bus12	33.000										13.182	97.1	231.8	
Bus25	33.000										3.883	98.3	68.1	
Bus27	138.000										56.746	99.8	235.0	
Bus36	138.000										56.596	100.0	234.6	
Bus38	138.000										44.445	99.7	184.0	
Bus41	33.000										3.901	97.3	68.5	
Bus42	13.800										23.575	95.6	986.3	
Bus45	13.800										23.575	95.6	986.3	
Bus46	10.000												-	
S.E. Azangaro	138.000										18.412	99.9	76.6	
S.E. Mazuco	138.000										21.053	86.5	85.7	
S.E. San Gaban	138.000										64.983	97.1	269.0	
S.E. San Rafael	138.000										73.436	99.8	310.8	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).
Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 10
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MIN
 Config.: CON PROYECTO

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Cable3	Cable	545.11	95.40	17.50					
Cable11	Cable	770.23	68.45	8.89					
Cable13	Cable	536.02	68.10	12.71					
Line24	Line	1291.20	68.50	5.31					
Line46	Line	668.00	68.13	10.20					
Line51	Line	478.20	184.02	38.48					
Line53	Line	464.70	234.64	50.49					
T1	Transformer				25.000	3.886	15.5	3.876	15.5
T6	Transformer				25.000	3.901	15.6	3.890	15.6
T7	Transformer				25.000	5.453	21.8	5.426	21.7
T12	Transformer				62.500	23.825	38.1	23.575	37.7
T15	Transformer				62.500	23.825	38.1	23.575	37.7
T10	3W XFMR p				35.000	12.650	36.1		
	3W XFMR s				35.000	13.182	37.7		
	3W XFMR t				11.600	0.000	0.0		

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 11
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MIN
 Config.: CON PROYECTO

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Cable3	5.206	1.529	-5.205	-1.528	0.5	1.1	99.5	99.5	0.02
T7	-5.206	-1.529	5.209	1.612	3.5	83.2	99.5	100.0	0.50
Cable11	3.795	0.852	-3.795	-0.902	0.4	-50.4	99.7	99.7	0.01
T6	-3.795	-0.852	3.797	0.894	1.8	42.6	99.7	100.0	0.29
Cable13	3.817	0.674	-3.817	-0.712	0.3	-37.7	99.8	99.8	0.01
T1	-3.817	-0.674	3.819	0.716	1.8	42.2	99.8	100.0	0.24
Line24	-3.790	-0.898	3.795	0.902	4.6	4.4	99.5	99.7	0.21
Line46	-3.810	-0.703	3.817	0.712	7.5	8.4	99.5	99.8	0.27
Line37	-44.283	3.399	44.316	-3.380	33.4	18.8	101.0	101.1	0.05
Line49	56.644	-0.714	-56.590	0.837	54.3	123.6	101.0	100.9	0.09
Line53	56.590	-0.837	-55.098	4.322	1492.0	3485.1	100.9	98.9	2.05
Line51	-44.316	3.380	44.323	-3.376	7.4	4.1	101.1	101.1	0.01
T12	22.530	-6.940	-22.504	7.822	25.9	881.9	100.0	101.1	1.06
T15	22.530	-6.940	-22.504	7.822	25.9	881.9	100.0	101.1	1.06
Line55	18.402	0.611	-18.211	-4.322	191.6	-3711.5	100.6	98.9	1.73
Line57	-18.402	-0.611	18.748	-6.176	346.2	-6786.8	100.6	101.1	0.47
Linea2	18.209	3.055	-18.064	-6.092	145.1	-3037.4	102.8	101.1	1.74
T10	-12.362	-2.685	12.805	3.129	443.4	443.4	101.0	99.5	4.25
T10	0.000	0.000	0.000	0.000			101.0	99.5	4.25
					2785.4	-7602.8			

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 12
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MIN
 Config.: CON PROYECTO

Alert Summary Report

	% Alert Settings	
	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<u>Loading</u>		
Bus	100.0	95.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
C.H. San Gaban I	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	-6.940	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	-6.94	0.0	3-Phase

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
S.E. Mazuco	Bus	Over Voltage	138.000	kV	141.864	102.8	3-Phase

Project:	ETAP	Page:	13
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MIN
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	76.094	-18.171	78.233	97.27 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	76.094	-18.171	78.233	97.27 Leading
Total Motor Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Static Load:	73.309	-10.568	74.066	98.98 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	2.785	-7.603		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 4

REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA CP EN AVENIDA PARA MEDIA DEMANDA

Project: **ETAP** Page: 1
Location: 16.0.0C Date: 05-02-2019
Contract: SN: 4359168
Engineer: Study Case: LF Revision: AVE-MED
Filename: Simulacion SEIN~~ Config.: CON PROYECTO

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design
Generation Category (1): Design
Load Diversity Factor: None

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	6	0	13	19

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	5	1	0	12	0	0	18

Method of Solution: Adaptive Newton-Raphson Method
Maximum No. of Iteration: 99
Precision of Solution: 0.0001000

System Frequency: 60.00 Hz
Unit System: Metric
Project Filename: Simulacion SEIN~~
Output Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usuario\Documents\BACKUP\BACKUP\Untitled.lfr

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		
<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 3
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MED
 Config.: CON PROYECTO

Bus Input Data

Bus			Initial Voltage		Load							
					Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic	
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
ANGEL I	33.000	1	100.0	0.0								
ANGEL II	33.000	1	100.0	0.0								
ANGEL III	33.000	1	100.0	0.0								
Bus1	6.600	1	100.0	0.0								
Bus3	6.600	1	100.0	0.0								
Bus4	6.600	1	100.0	0.0								
Bus12	33.000	1	100.0	0.0								
Bus25	33.000	1	100.0	0.0								
Bus27	138.000	1	100.0	0.0								
Bus36	138.000	1	100.0	0.0								
Bus38	138.000	1	100.0	0.0								
Bus41	33.000	1	100.0	0.0								
Bus42	13.800	1	100.0	0.0								
Bus45	13.800	1	100.0	0.0								
Bus46	10.000	1	100.0	0.0								
S.E. Azangaro	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. Mazuco	138.000	1	102.8	0.0			0.000	-10.000				
S.E. San Gaban	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. San Rafael	138.000	1	100.0	0.0			75.000	0.000				
Total Number of Buses: 19					0.000	0.000	75.000	-10.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus1	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus3	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus4	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus42	13.800	Swing	1	100.0	0.0					
Bus45	13.800	Swing	1	100.0	0.0					
S.E. Mazuco	138.000	Swing	1	102.8	0.0					
							0.000	0.000		

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

Line/Cable Input Data

ohms or siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#Phase	T (°C)	R	X	Y
			Adj. (m)	% Tol					
Cable3	30NCUS3	400	338.0	0.0	1	75	0.059516	0.117480	
Cable11	33MCUS1	400	460.0	0.0	1	75	0.061042	0.139200	0.0001030
Cable13	33MCUS3	400	332.0	0.0	1	75	0.061042	0.122400	0.0001063
Line24		158	2850.0	0.0	2	75	0.115480	0.414055	0.0000040
Line37		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line46		158	2340.0	0.0	1	75	0.230955	0.510701	0.0000032
Line49		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line51		307	610.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line53		307	75870.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line55		307	89260.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line57		307	159300.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Linea2		307	68850.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 5
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MED
 Config.: CON PROYECTO

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T6	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T7	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T12	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000
T15	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000

3-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating		Tap	Impedance				Z Variation		Phase Shift	
ID	Winding	MVA	kV	%	% Z1	X1/R1	MVAb	% Tol.	+ 5%	- 5%	Type	Angle
T10	Primary:	35.000	146.000	0	Z _{ps} =	12.50	1.00	35.000	0	2.50	2.50	
	Secondary:	35.000	33.000	0	Z _{pt} =	20.00	1.00	35.000	0			Std Pos. Seq. 0.000
	Tertiary:	11.600	10.000	0	Z _{st} =	7.50	1.00	35.000	0			Std Pos. Seq. 0.000

Project:	ETAP	Page:	6
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus1	ANGEL III	1.32	31.31	31.34	
T6	2W XFMR	Bus3	ANGEL II	1.32	31.31	31.34	
T7	2W XFMR	Bus4	ANGEL I	1.32	31.31	31.34	
T12	2W XFMR	Bus42	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T15	2W XFMR	Bus45	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T10	3W Xfnr	Bus27	Bus12	28.27	28.26	39.98	
	3W Xfnr	Bus27	Bus46				
	3W Xfnr	Bus12	Bus46	16.96	16.96	23.99	
Cable3	Cable	ANGEL I	Bus12	0.21	0.41	0.46	
Cable11	Cable	ANGEL II	Bus41	0.29	0.66	0.72	0.0460794
Cable13	Cable	ANGEL III	Bus25	0.21	0.42	0.47	0.0343426
Line24	Line	Bus41	Bus12	3.38	12.13	12.59	0.0109551
Line37	Line	Bus38	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Line46	Line	Bus25	Bus12	5.55	12.28	13.48	0.0073930
Line49	Line	Bus36	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Line51	Line	S.E. San Gaban	Bus38	0.04	0.19	0.19	0.0320910
Line53	Line	Bus36	S.E. San Rafael	4.74	23.74	24.21	3.9913830
Line55	Line	S.E. San Rafael	S.E. Azangaro	5.58	27.93	28.48	4.6958070
Line57	Line	S.E. San Gaban	S.E. Azangaro	9.96	49.84	50.83	8.3804850
Linea2	Line	S.E. Mazuco	S.E. San Gaban	4.30	21.54	21.97	3.6220740

Project:	ETAP	Page:	7
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MED
Filename:	Simulacion SEIN~	Config.:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
ANGEL I	33.000	99.498	-0.8	0	0	0	0	Bus12	5.206	1.529	95.4	95.9	
								Bus4	-5.206	-1.529	95.4	95.9	
ANGEL II	33.000	99.711	-0.6	0	0	0	0	Bus41	3.795	0.852	68.2	97.6	
								Bus3	-3.795	-0.852	68.2	97.6	
ANGEL III	33.000	99.760	-0.6	0	0	0	0	Bus25	3.817	0.674	68.0	98.5	
								Bus1	-3.817	-0.674	68.0	98.5	
* Bus1	6.600	100.000	0.0	3.819	0.716	0	0	ANGEL III	3.819	0.716	339.9	98.3	
* Bus3	6.600	100.000	0.0	3.797	0.894	0	0	ANGEL II	3.797	0.894	341.2	97.3	
* Bus4	6.600	100.000	0.0	5.209	1.612	0	0	ANGEL I	5.209	1.612	477.0	95.5	
Bus12	33.000	99.483	-0.8	0	0	0	0	ANGEL I	-5.205	-1.528	95.4	96.0	
								Bus41	-3.790	-0.898	68.5	97.3	
								Bus25	-3.810	-0.703	68.1	98.3	
								Bus46	12.805	3.129	231.8	97.1	
								& Bus27					
Bus25	33.000	99.751	-0.6	0	0	0	0	ANGEL III	-3.817	-0.712	68.1	98.3	
								Bus12	3.817	0.712	68.1	98.3	
Bus27	138.000	101.004	-2.3	0	0	0	0	Bus38	-44.283	3.399	184.0	-99.7	
								Bus36	56.644	-0.714	234.6	100.0	
								Bus12	-12.362	-2.685	52.4	97.7	
								& Bus46					
Bus36	138.000	100.914	-2.6	0	0	0	0	Bus27	-56.590	0.837	234.6	-100.0	
								S.E. San Rafael	56.590	-0.837	234.6	-100.0	
Bus38	138.000	101.051	-2.1	0	0	0	0	Bus27	44.316	-3.380	184.0	-99.7	
								S.E. San Gaban	-44.316	3.380	184.0	-99.7	
Bus41	33.000	99.696	-0.6	0	0	0	0	ANGEL II	-3.795	-0.902	68.5	97.3	
								Bus12	3.795	0.902	68.5	97.3	
* Bus42	13.800	100.000	0.0	22.530	-6.940	0	0	S.E. San Gaban	22.530	-6.940	986.3	-95.6	5.000
* Bus45	13.800	100.000	0.0	22.530	-6.940	0	0	S.E. San Gaban	22.530	-6.940	986.3	-95.6	5.000
Bus46	10.000	99.482	-0.8	0	0	0	0	Bus27	0.000	0.000	0.0	0.0	
								& Bus12					
S.E. Azangaro	138.000	100.592	-7.4	0	0	0	0	S.E. San Rafael	18.402	0.611	76.6	99.9	
								S.E. San Gaban	-18.402	-0.611	76.6	99.9	
* S.E. Mazuco	138.000	102.800	0.0	18.209	-7.513	0.000	-10.568	S.E. San Gaban	18.209	3.055	75.1	98.6	
S.E. San Gaban	138.000	101.061	-2.0	0	0	0	0	Bus38	44.323	-3.376	184.0	-99.7	
								S.E. Azangaro	18.748	-6.176	81.7	-95.0	
								S.E. Mazuco	-18.064	-6.092	78.9	94.8	

Project:	ETAP	Page:	8
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								Bus42	-22.504	7.822	98.6	-94.5	5.000
								Bus45	-22.504	7.822	98.6	-94.5	5.000
S.E. San Rafael	138.000	98.866	-10.3	0	0	73.309	0.000	Bus36	-55.098	4.322	233.9	-99.7	
								S.E. Azangaro	-18.211	-4.322	79.2	97.3	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project: **ETAP**
 Location: 16.0.0C
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

Study Case: LF

Page: 9
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MED
 Config.: CON PROYECTO

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
ANGEL I	33.000	1200.0									5.426	95.9	95.4	8.0
ANGEL II	33.000	1200.0									3.890	97.6	68.2	5.7
ANGEL III	33.000	1200.0									3.876	98.5	68.0	5.7
Bus1	6.600										3.886	98.3	339.9	
Bus3	6.600										3.901	97.3	341.2	
Bus4	6.600										5.453	95.5	477.0	
Bus12	33.000										13.182	97.1	231.8	
Bus25	33.000										3.883	98.3	68.1	
Bus27	138.000										56.746	99.8	235.0	
Bus36	138.000										56.596	100.0	234.6	
Bus38	138.000										44.445	99.7	184.0	
Bus41	33.000										3.901	97.3	68.5	
Bus42	13.800										23.575	95.6	986.3	
Bus45	13.800										23.575	95.6	986.3	
Bus46	10.000												-	
S.E. Azangaro	138.000										18.412	99.9	76.6	
S.E. Mazuco	138.000										21.053	86.5	85.7	
S.E. San Gaban	138.000										64.983	97.1	269.0	
S.E. San Rafael	138.000										73.436	99.8	310.8	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).
 # Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project:	ETAP	Page:	10
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Cable3	Cable	545.11	95.40	17.50					
Cable11	Cable	770.23	68.45	8.89					
Cable13	Cable	536.02	68.10	12.71					
Line24	Line	1291.20	68.50	5.31					
Line46	Line	668.00	68.13	10.20					
Line51	Line	478.20	184.02	38.48					
Line53	Line	464.70	234.64	50.49					
T1	Transformer				25.000	3.886	15.5	3.876	15.5
T6	Transformer				25.000	3.901	15.6	3.890	15.6
T7	Transformer				25.000	5.453	21.8	5.426	21.7
T12	Transformer				62.500	23.825	38.1	23.575	37.7
T15	Transformer				62.500	23.825	38.1	23.575	37.7
T10	3W XFMR p				35.000	12.650	36.1		
	3W XFMR s				35.000	13.182	37.7		
	3W XFMR t				11.600	0.000	0.0		

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 11
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MED
 Config.: CON PROYECTO

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Cable3	5.206	1.529	-5.205	-1.528	0.5	1.1	99.5	99.5	0.02
T7	-5.206	-1.529	5.209	1.612	3.5	83.2	99.5	100.0	0.50
Cable11	3.795	0.852	-3.795	-0.902	0.4	-50.4	99.7	99.7	0.01
T6	-3.795	-0.852	3.797	0.894	1.8	42.6	99.7	100.0	0.29
Cable13	3.817	0.674	-3.817	-0.712	0.3	-37.7	99.8	99.8	0.01
T1	-3.817	-0.674	3.819	0.716	1.8	42.2	99.8	100.0	0.24
Line24	-3.790	-0.898	3.795	0.902	4.6	4.4	99.5	99.7	0.21
Line46	-3.810	-0.703	3.817	0.712	7.5	8.4	99.5	99.8	0.27
Line37	-44.283	3.399	44.316	-3.380	33.4	18.8	101.0	101.1	0.05
Line49	56.644	-0.714	-56.590	0.837	54.3	123.6	101.0	100.9	0.09
Line53	56.590	-0.837	-55.098	4.322	1492.0	3485.1	100.9	98.9	2.05
Line51	-44.316	3.380	44.323	-3.376	7.4	4.1	101.1	101.1	0.01
T12	22.530	-6.940	-22.504	7.822	25.9	881.9	100.0	101.1	1.06
T15	22.530	-6.940	-22.504	7.822	25.9	881.9	100.0	101.1	1.06
Line55	18.402	0.611	-18.211	-4.322	191.6	-3711.5	100.6	98.9	1.73
Line57	-18.402	-0.611	18.748	-6.176	346.2	-6786.8	100.6	101.1	0.47
Linea2	18.209	3.055	-18.064	-6.092	145.1	-3037.4	102.8	101.1	1.74
T10	-12.362	-2.685	12.805	3.129	443.4	443.4	101.0	99.5	4.25
T10	0.000	0.000	0.000	0.000			101.0	99.5	4.25
					2785.4	-7602.8			

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 12
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MED
 Config.: CON PROYECTO

Alert Summary Report

	% Alert Settings	
	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<u>Loading</u>		
Bus	100.0	95.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
C.H. San Gaban I	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	-6.940	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	-6.94	0.0	3-Phase

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
S.E. Mazuco	Bus	Over Voltage	138.000	kV	141.864	102.8	3-Phase

Project:	ETAP	Page:	13
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MED
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	76.094	-18.171	78.233	97.27 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	76.094	-18.171	78.233	97.27 Leading
Total Motor Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Static Load:	73.309	-10.568	74.066	98.98 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	2.785	-7.603		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 4

REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA CP EN AVENIDA PARA MAXIMA DEMANDA

Project: **ETAP** Page: 1
Location: 16.0.0C Date: 05-02-2019
Contract: SN: 4359168
Engineer: Revision: AVE-MAX
Filename: Simulacion SEIN~~ Study Case: LF Config.: CON PROYECTO

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design
Generation Category (1): Design
Load Diversity Factor: None

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	6	0	13	19

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	5	1	0	12	0	0	18

Method of Solution: Adaptive Newton-Raphson Method
Maximum No. of Iteration: 99
Precision of Solution: 0.0001000
System Frequency: 60.00 Hz
Unit System: Metric
Project Filename: Simulacion SEIN~~
Output Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usuario\Documents\BACKUP\BACKUP\Untitled.lfr

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable Length:	No		
<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable Resistance:	Yes	Individual	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 3
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MAX
 Config.: CON PROYECTO

Bus Input Data

Bus			Initial Voltage		Load							
					Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic	
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
ANGEL I	33.000	1	100.0	0.0								
ANGEL II	33.000	1	100.0	0.0								
ANGEL III	33.000	1	100.0	0.0								
Bus1	6.600	1	100.0	0.0								
Bus3	6.600	1	100.0	0.0								
Bus4	6.600	1	100.0	0.0								
Bus12	33.000	1	100.0	0.0								
Bus25	33.000	1	100.0	0.0								
Bus27	138.000	1	100.0	0.0								
Bus36	138.000	1	100.0	0.0								
Bus38	138.000	1	100.0	0.0								
Bus41	33.000	1	100.0	0.0								
Bus42	13.800	1	100.0	0.0								
Bus45	13.800	1	100.0	0.0								
Bus46	10.000	1	100.0	0.0								
S.E. Azangaro	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. Mazuco	138.000	1	102.8	0.0			0.000	-10.000				
S.E. San Gaban	138.000	1	100.0	0.0								
S.E. San Rafael	138.000	1	100.0	0.0			75.000	0.000				
Total Number of Buses: 19					0.000	0.000	75.000	-10.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus1	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus3	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus4	6.600	Swing	1	100.0	0.0					
Bus42	13.800	Swing	1	100.0	0.0					
Bus45	13.800	Swing	1	100.0	0.0					
S.E. Mazuco	138.000	Swing	1	102.8	0.0					
							0.000	0.000		

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

Line/Cable Input Data

ohms or siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#Phase	T (°C)	R	X	Y
			Adj. (m)	% Tol					
Cable3	30NCUS3	400	338.0	0.0	1	75	0.059516	0.117480	
Cable11	33MCUS1	400	460.0	0.0	1	75	0.061042	0.139200	0.0001030
Cable13	33MCUS3	400	332.0	0.0	1	75	0.061042	0.122400	0.0001063
Line24		158	2850.0	0.0	2	75	0.115480	0.414055	0.0000040
Line37		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line46		158	2340.0	0.0	1	75	0.230955	0.510701	0.0000032
Line49		307	2760.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line51		307	610.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line53		307	75870.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line55		307	89260.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Line57		307	159300.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028
Linea2		307	68850.0	0.0	1	75	0.119035	0.595836	0.0000028

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 5
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MAX
 Config.: CON PROYECTO

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T6	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T7	3-Phase	25.000	6.600	33.000	7.00	23.70	0	0	0	0	0	7.0000	YNd	0.000
T12	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000
T15	3-Phase	62.500	13.800	138.000	9.00	34.10	0	0	0	5.000	5.000	9.0000	YNd	0.000

3-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating		Tap	Impedance				Z Variation		Phase Shift	
ID	Winding	MVA	kV	%	% Z1	X1/R1	MVAb	% Tol.	+ 5%	- 5%	Type	Angle
T10	Primary:	35.000	146.000	0	Z _{ps} =	12.50	1.00	35.000	0	2.50	2.50	
	Secondary:	35.000	33.000	0	Z _{pt} =	20.00	1.00	35.000	0			Std Pos. Seq. 0.000
	Tertiary:	11.600	10.000	0	Z _{st} =	7.50	1.00	35.000	0			Std Pos. Seq. 0.000

Project:	ETAP	Page:	6
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus1	ANGEL III	1.32	31.31	31.34	
T6	2W XFMR	Bus3	ANGEL II	1.32	31.31	31.34	
T7	2W XFMR	Bus4	ANGEL I	1.32	31.31	31.34	
T12	2W XFMR	Bus42	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T15	2W XFMR	Bus45	S.E. San Gaban	0.47	15.87	15.88	
T10	3W Xfnr	Bus27	Bus12	28.27	28.26	39.98	
	3W Xfnr	Bus27	Bus46				
	3W Xfnr	Bus12	Bus46	16.96	16.96	23.99	
Cable3	Cable	ANGEL I	Bus12	0.21	0.41	0.46	
Cable11	Cable	ANGEL II	Bus41	0.29	0.66	0.72	0.0460794
Cable13	Cable	ANGEL III	Bus25	0.21	0.42	0.47	0.0343426
Line24	Line	Bus41	Bus12	3.38	12.13	12.59	0.0109551
Line37	Line	Bus38	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Line46	Line	Bus25	Bus12	5.55	12.28	13.48	0.0073930
Line49	Line	Bus36	Bus27	0.17	0.86	0.88	0.1451986
Line51	Line	S.E. San Gaban	Bus38	0.04	0.19	0.19	0.0320910
Line53	Line	Bus36	S.E. San Rafael	4.74	23.74	24.21	3.9913830
Line55	Line	S.E. San Rafael	S.E. Azangaro	5.58	27.93	28.48	4.6958070
Line57	Line	S.E. San Gaban	S.E. Azangaro	9.96	49.84	50.83	8.3804850
Linea2	Line	S.E. Mazuco	S.E. San Gaban	4.30	21.54	21.97	3.6220740

Project:	ETAP	Page:	7
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~	Config.:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
ANGEL I	33.000	99.498	-0.8	0	0	0	0	Bus12	5.206	1.529	95.4	95.9	
								Bus4	-5.206	-1.529	95.4	95.9	
ANGEL II	33.000	99.711	-0.6	0	0	0	0	Bus41	3.795	0.852	68.2	97.6	
								Bus3	-3.795	-0.852	68.2	97.6	
ANGEL III	33.000	99.760	-0.6	0	0	0	0	Bus25	3.817	0.674	68.0	98.5	
								Bus1	-3.817	-0.674	68.0	98.5	
* Bus1	6.600	100.000	0.0	3.819	0.716	0	0	ANGEL III	3.819	0.716	339.9	98.3	
* Bus3	6.600	100.000	0.0	3.797	0.894	0	0	ANGEL II	3.797	0.894	341.2	97.3	
* Bus4	6.600	100.000	0.0	5.209	1.612	0	0	ANGEL I	5.209	1.612	477.0	95.5	
Bus12	33.000	99.483	-0.8	0	0	0	0	ANGEL I	-5.205	-1.528	95.4	96.0	
								Bus41	-3.790	-0.898	68.5	97.3	
								Bus25	-3.810	-0.703	68.1	98.3	
								Bus46	12.805	3.129	231.8	97.1	
								& Bus27					
Bus25	33.000	99.751	-0.6	0	0	0	0	ANGEL III	-3.817	-0.712	68.1	98.3	
								Bus12	3.817	0.712	68.1	98.3	
Bus27	138.000	101.004	-2.3	0	0	0	0	Bus38	-44.283	3.399	184.0	-99.7	
								Bus36	56.644	-0.714	234.6	100.0	
								Bus12	-12.362	-2.685	52.4	97.7	
								& Bus46					
Bus36	138.000	100.914	-2.6	0	0	0	0	Bus27	-56.590	0.837	234.6	-100.0	
								S.E. San Rafael	56.590	-0.837	234.6	-100.0	
Bus38	138.000	101.051	-2.1	0	0	0	0	Bus27	44.316	-3.380	184.0	-99.7	
								S.E. San Gaban	-44.316	3.380	184.0	-99.7	
Bus41	33.000	99.696	-0.6	0	0	0	0	ANGEL II	-3.795	-0.902	68.5	97.3	
								Bus12	3.795	0.902	68.5	97.3	
* Bus42	13.800	100.000	0.0	22.530	-6.940	0	0	S.E. San Gaban	22.530	-6.940	986.3	-95.6	5.000
* Bus45	13.800	100.000	0.0	22.530	-6.940	0	0	S.E. San Gaban	22.530	-6.940	986.3	-95.6	5.000
Bus46	10.000	99.482	-0.8	0	0	0	0	Bus27	0.000	0.000	0.0	0.0	
								& Bus12					
S.E. Azangaro	138.000	100.592	-7.4	0	0	0	0	S.E. San Rafael	18.402	0.611	76.6	99.9	
								S.E. San Gaban	-18.402	-0.611	76.6	99.9	
* S.E. Mazuco	138.000	102.800	0.0	18.209	-7.513	0.000	-10.568	S.E. San Gaban	18.209	3.055	75.1	98.6	
S.E. San Gaban	138.000	101.061	-2.0	0	0	0	0	Bus38	44.323	-3.376	184.0	-99.7	
								S.E. Azangaro	18.748	-6.176	81.7	-95.0	
								S.E. Mazuco	-18.064	-6.092	78.9	94.8	

Project:	ETAP	Page:	8
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								Bus42	-22.504	7.822	98.6	-94.5	5.000
								Bus45	-22.504	7.822	98.6	-94.5	5.000
S.E. San Rafael	138.000	98.866	-10.3	0	0	73.309	0.000	Bus36	-55.098	4.322	233.9	-99.7	
								S.E. Azangaro	-18.211	-4.322	79.2	97.3	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project:	ETAP	Page:	9
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO
	Study Case: LF		

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
ANGEL I	33.000	1200.0									5.426	95.9	95.4	8.0
ANGEL II	33.000	1200.0									3.890	97.6	68.2	5.7
ANGEL III	33.000	1200.0									3.876	98.5	68.0	5.7
Bus1	6.600										3.886	98.3	339.9	
Bus3	6.600										3.901	97.3	341.2	
Bus4	6.600										5.453	95.5	477.0	
Bus12	33.000										13.182	97.1	231.8	
Bus25	33.000										3.883	98.3	68.1	
Bus27	138.000										56.746	99.8	235.0	
Bus36	138.000										56.596	100.0	234.6	
Bus38	138.000										44.445	99.7	184.0	
Bus41	33.000										3.901	97.3	68.5	
Bus42	13.800										23.575	95.6	986.3	
Bus45	13.800										23.575	95.6	986.3	
Bus46	10.000												-	
S.E. Azangaro	138.000										18.412	99.9	76.6	
S.E. Mazuco	138.000	1200.0									21.053	86.5	85.7	7.1
S.E. San Gaban	138.000										64.983	97.1	269.0	
S.E. San Rafael	138.000										73.436	99.8	310.8	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).
Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project:	ETAP	Page:	10
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

Study Case: LF

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Cable3	Cable	545.11	95.40	17.50					
Cable11	Cable	770.23	68.45	8.89					
Cable13	Cable	536.02	68.10	12.71					
Line24	Line	1291.20	68.50	5.31					
Line46	Line	668.00	68.13	10.20					
Line51	Line	478.20	184.02	38.48					
Line53	Line	464.70	234.64	50.49					
T1	Transformer				25.000	3.886	15.5	3.876	15.5
T6	Transformer				25.000	3.901	15.6	3.890	15.6
T7	Transformer				25.000	5.453	21.8	5.426	21.7
T12	Transformer				62.500	23.825	38.1	23.575	37.7
T15	Transformer				62.500	23.825	38.1	23.575	37.7
T10	3W XFMR p				35.000	12.650	36.1		
	3W XFMR s				35.000	13.182	37.7		
	3W XFMR t				11.600	0.000	0.0		

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 11
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MAX
 Config.: CON PROYECTO

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Cable3	5.206	1.529	-5.205	-1.528	0.5	1.1	99.5	99.5	0.02
T7	-5.206	-1.529	5.209	1.612	3.5	83.2	99.5	100.0	0.50
Cable11	3.795	0.852	-3.795	-0.902	0.4	-50.4	99.7	99.7	0.01
T6	-3.795	-0.852	3.797	0.894	1.8	42.6	99.7	100.0	0.29
Cable13	3.817	0.674	-3.817	-0.712	0.3	-37.7	99.8	99.8	0.01
T1	-3.817	-0.674	3.819	0.716	1.8	42.2	99.8	100.0	0.24
Line24	-3.790	-0.898	3.795	0.902	4.6	4.4	99.5	99.7	0.21
Line46	-3.810	-0.703	3.817	0.712	7.5	8.4	99.5	99.8	0.27
Line37	-44.283	3.399	44.316	-3.380	33.4	18.8	101.0	101.1	0.05
Line49	56.644	-0.714	-56.590	0.837	54.3	123.6	101.0	100.9	0.09
Line53	56.590	-0.837	-55.098	4.322	1492.0	3485.1	100.9	98.9	2.05
Line51	-44.316	3.380	44.323	-3.376	7.4	4.1	101.1	101.1	0.01
T12	22.530	-6.940	-22.504	7.822	25.9	881.9	100.0	101.1	1.06
T15	22.530	-6.940	-22.504	7.822	25.9	881.9	100.0	101.1	1.06
Line55	18.402	0.611	-18.211	-4.322	191.6	-3711.5	100.6	98.9	1.73
Line57	-18.402	-0.611	18.748	-6.176	346.2	-6786.8	100.6	101.1	0.47
Linea2	18.209	3.055	-18.064	-6.092	145.1	-3037.4	102.8	101.1	1.74
T10	-12.362	-2.685	12.805	3.129	443.4	443.4	101.0	99.5	4.25
T10	0.000	0.000	0.000	0.000			101.0	99.5	4.25
					2785.4	-7602.8			

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~~

ETAP
 16.0.0C
 Study Case: LF

Page: 12
 Date: 05-02-2019
 SN: 4359168
 Revision: AVE-MAX
 Config.: CON PROYECTO

Alert Summary Report

	% Alert Settings	
	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<u>Loading</u>		
Bus	100.0	95.0
Cable	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
C.H. San Gaban I	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	-6.940	0.0	3-Phase
C.H. San Gaban II	Generator	Under Excited	0.000	Mvar	-6.94	0.0	3-Phase

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
S.E. Mazuco	Bus	Over Voltage	138.000	kV	141.864	102.8	3-Phase

Project:	ETAP	Page:	13
Location:	16.0.0C	Date:	05-02-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	AVE-MAX
Filename:	Simulacion SEIN~~	Config.:	CON PROYECTO

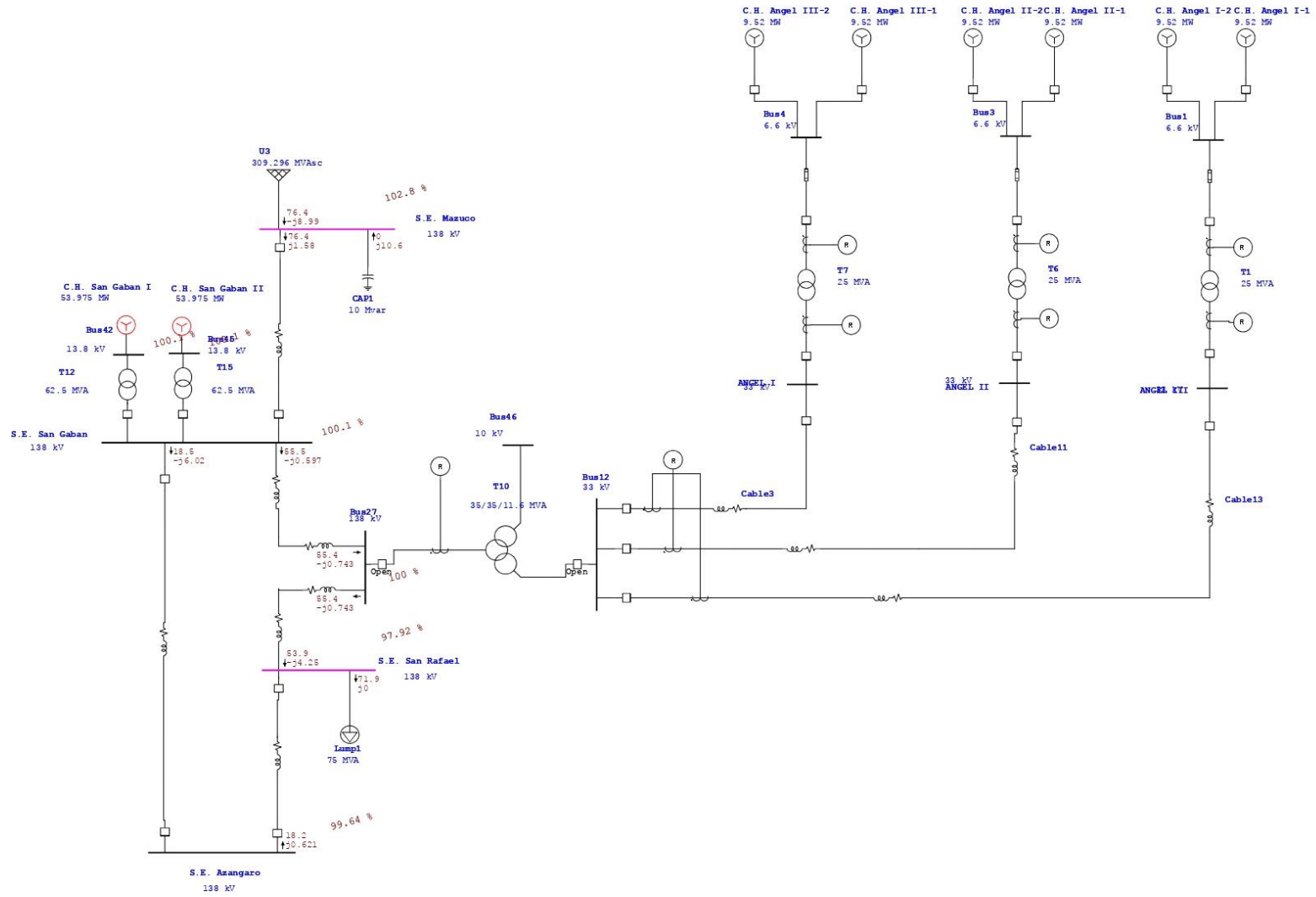
SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	76.094	-18.171	78.233	97.27 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	76.094	-18.171	78.233	97.27 Leading
Total Motor Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Static Load:	73.309	-10.568	74.066	98.98 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	2.785	-7.603		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 4

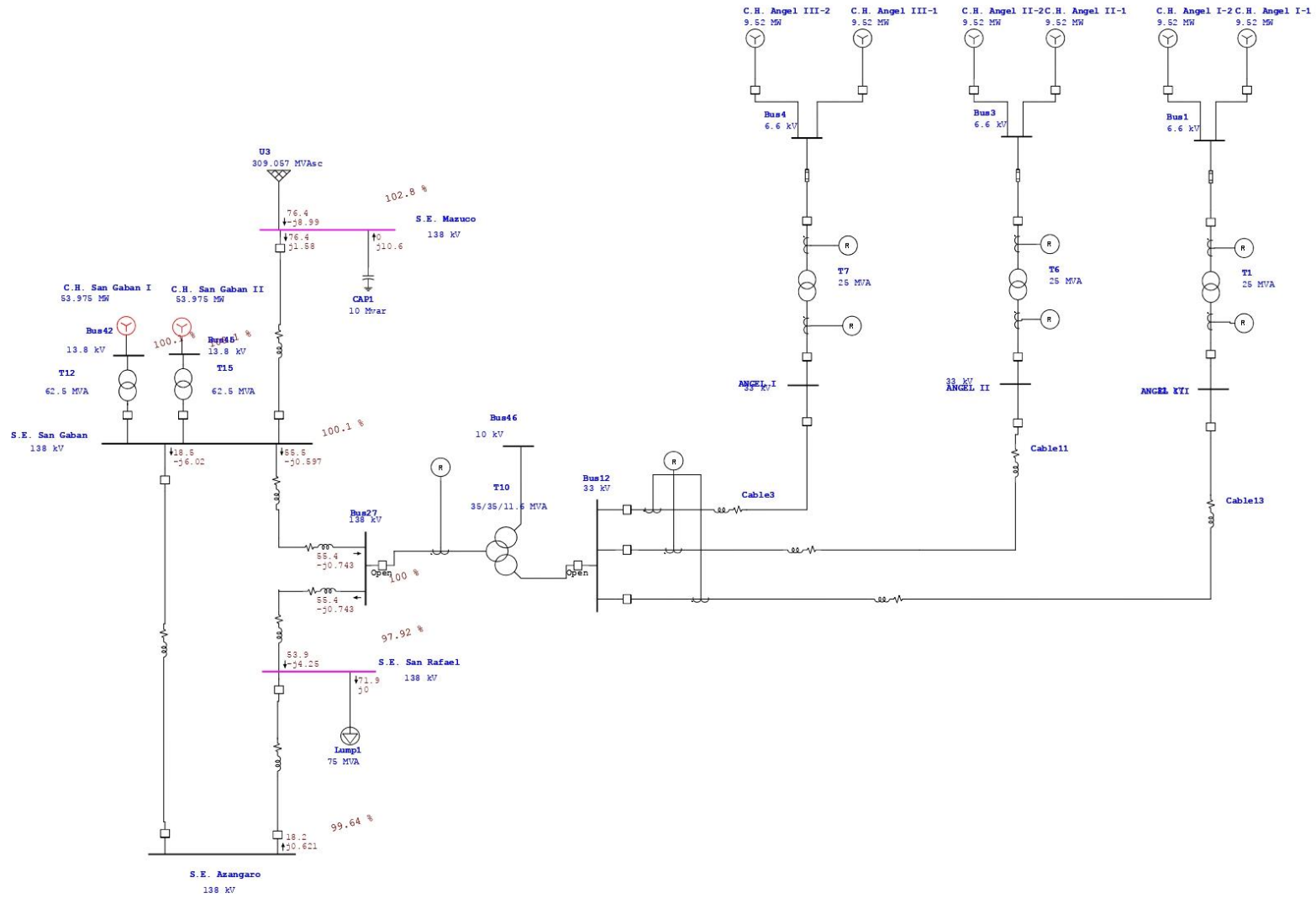
SIMULACION SP EN MINIMA DEMANDA PARA ESTIAJE

One-Line Diagram - 1 (Load Flow Analysis)



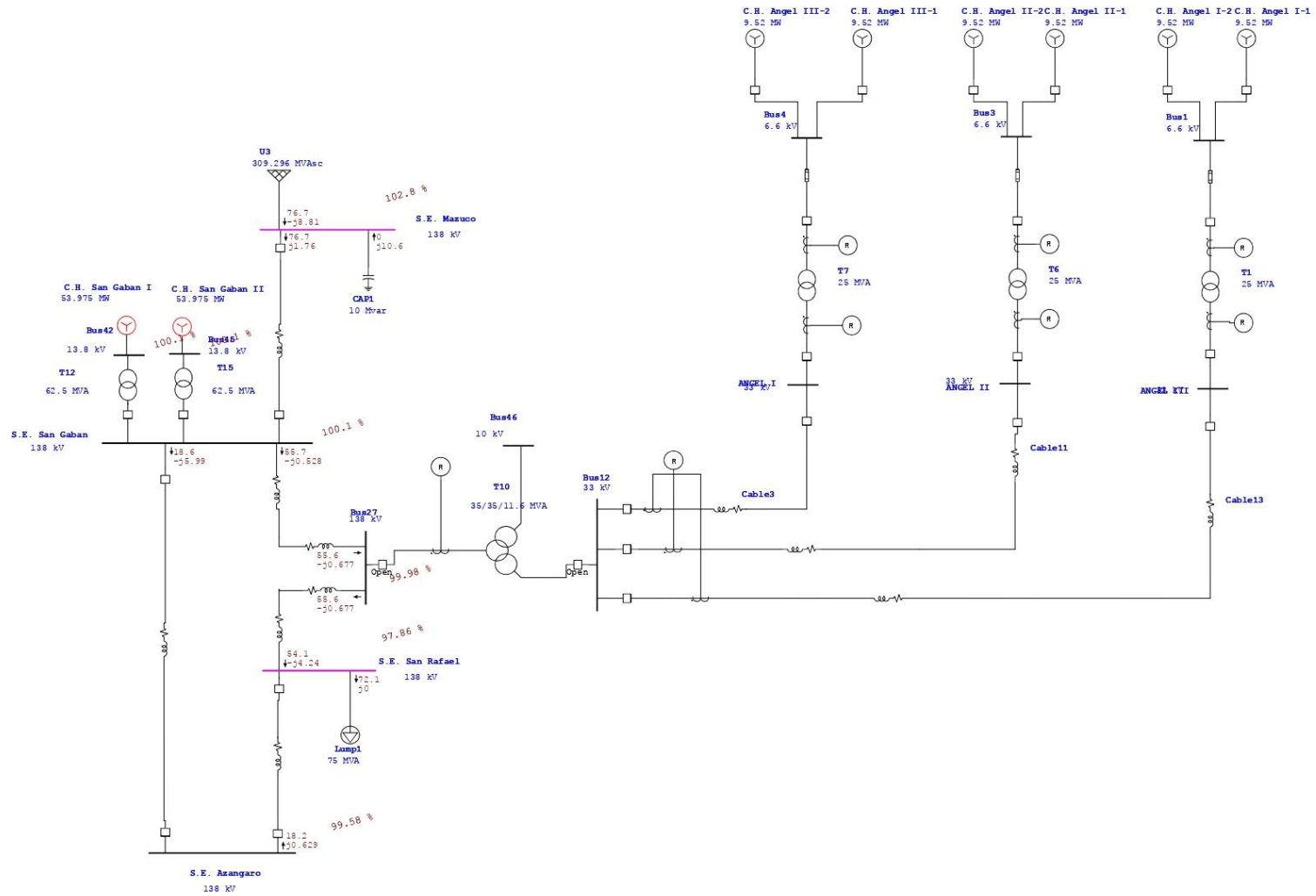
SIMULACION SP EN MEDIA DEMANDA PARA ESTIAJE

One-Line Diagram - 1 (Load Flow Analysis)



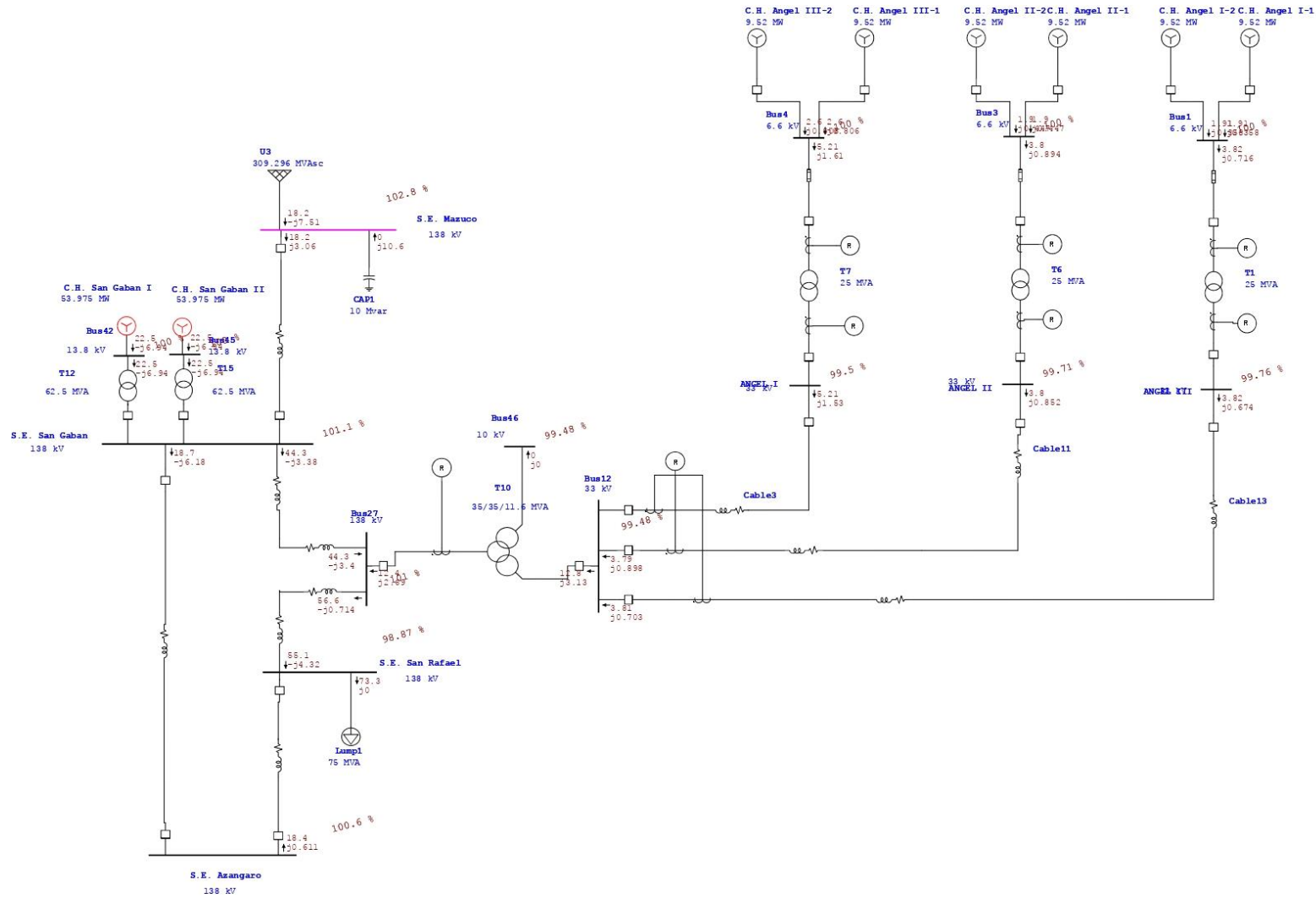
SIMULACION SP EN MAXIMA DEMANDA PARA ESTIAJE

One-Line Diagram - 1 (Load Flow Analysis)



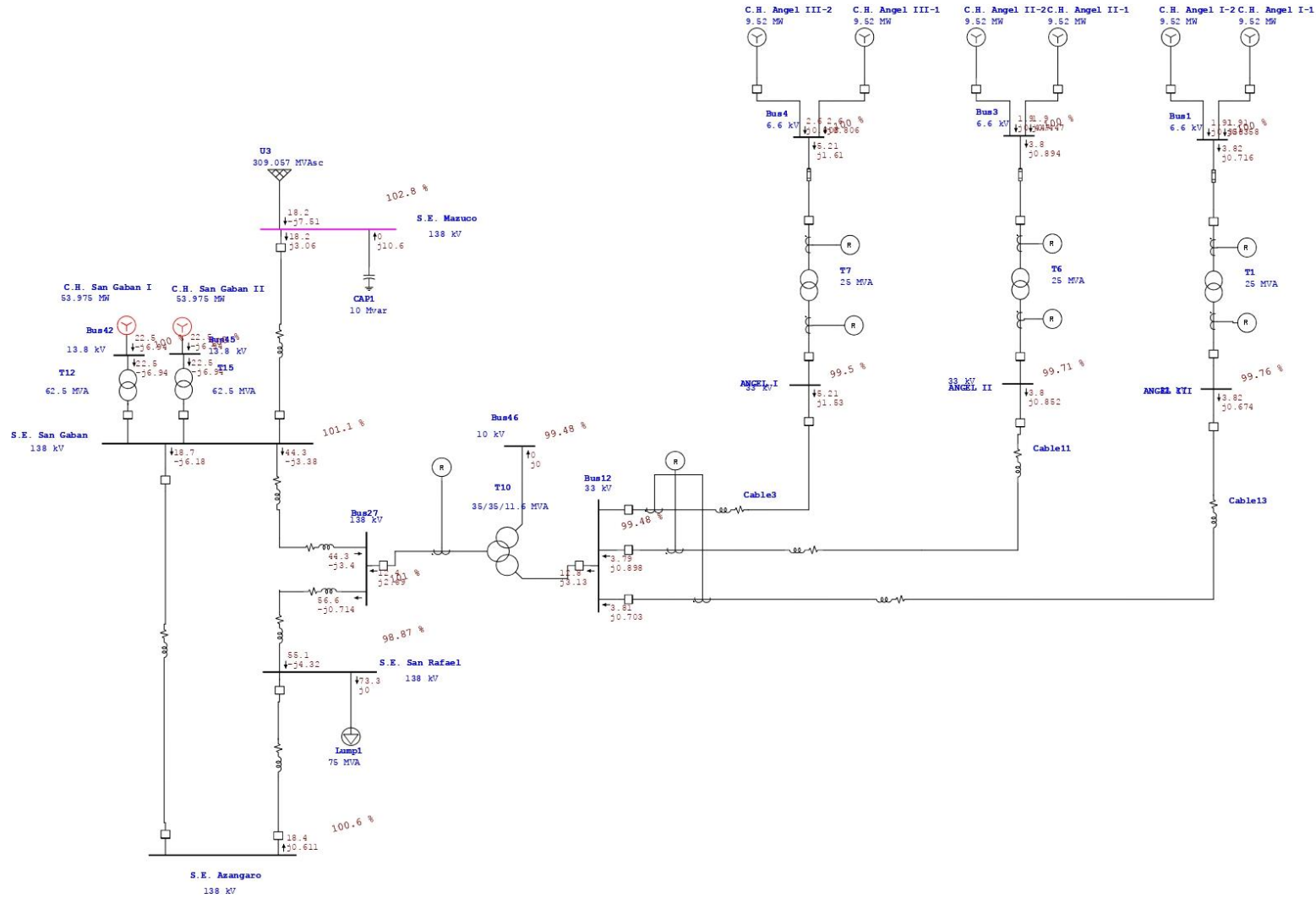
SIMULACION CP EN MINIMA DEMANDA PARA ESTIAJE

One-Line Diagram - 1 (Load Flow Analysis)



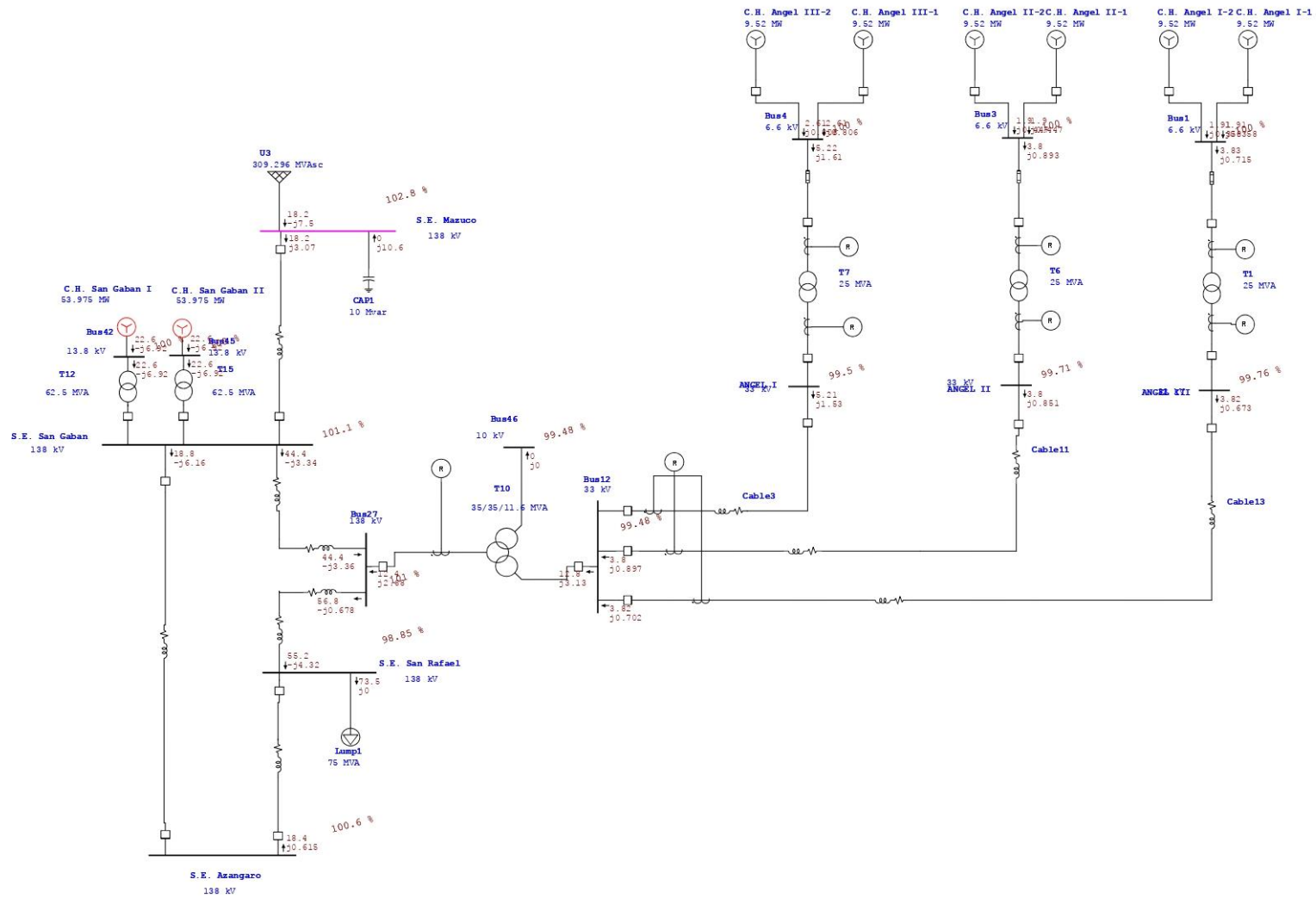
SIMULACION CP EN MEDIA DEMANDA PARA ESTIAJE

One-Line Diagram - 1 (Load Flow Analysis)



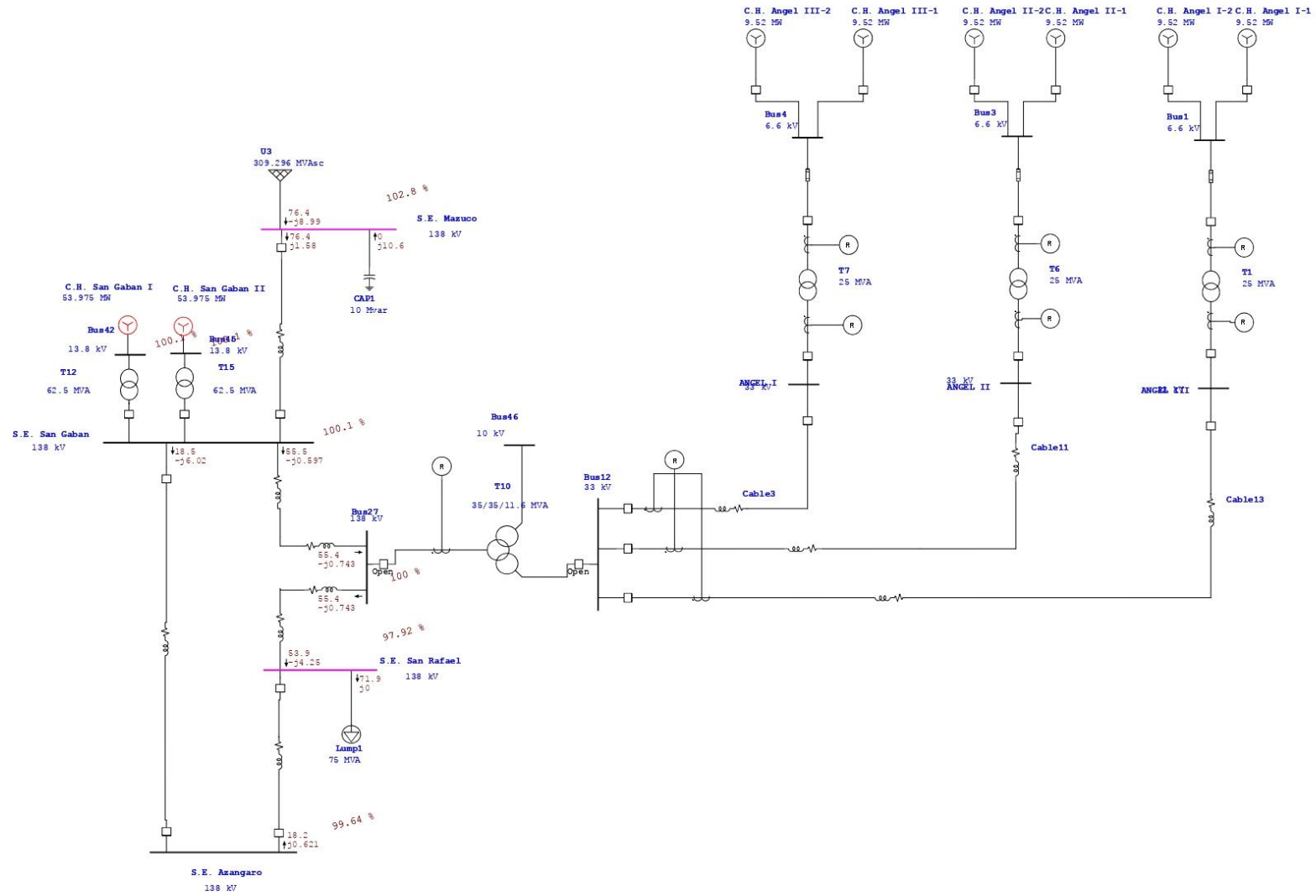
SIMULACION CP EN MAXIMA DEMANDA PARA ESTIAJE

One-Line Diagram - 1 (Load Flow Analysis)



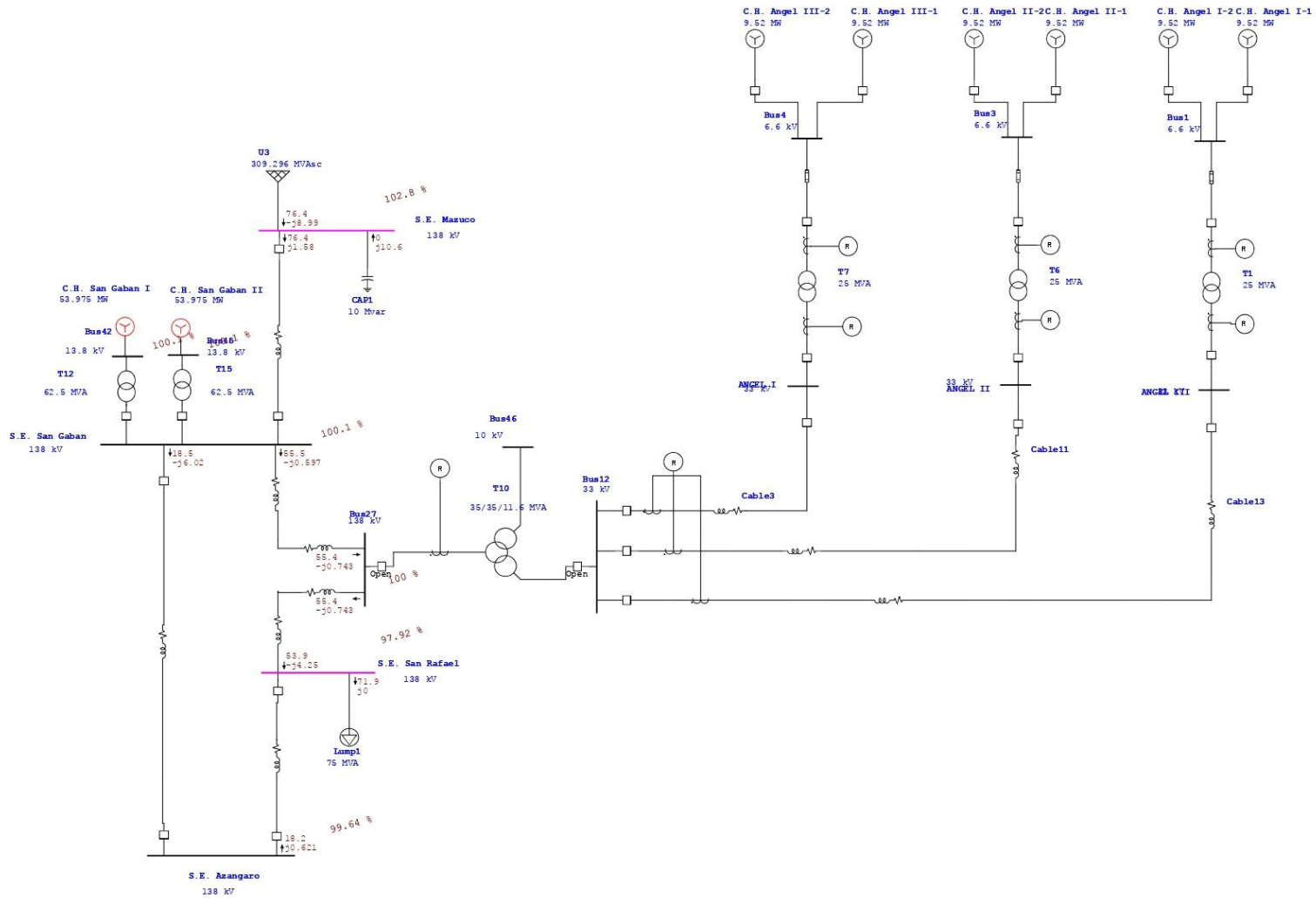
SIMULACION SP EN MINIMA DEMANDA PARA AVENIDA

One-Line Diagram - 1 (Load Flow Analysis)



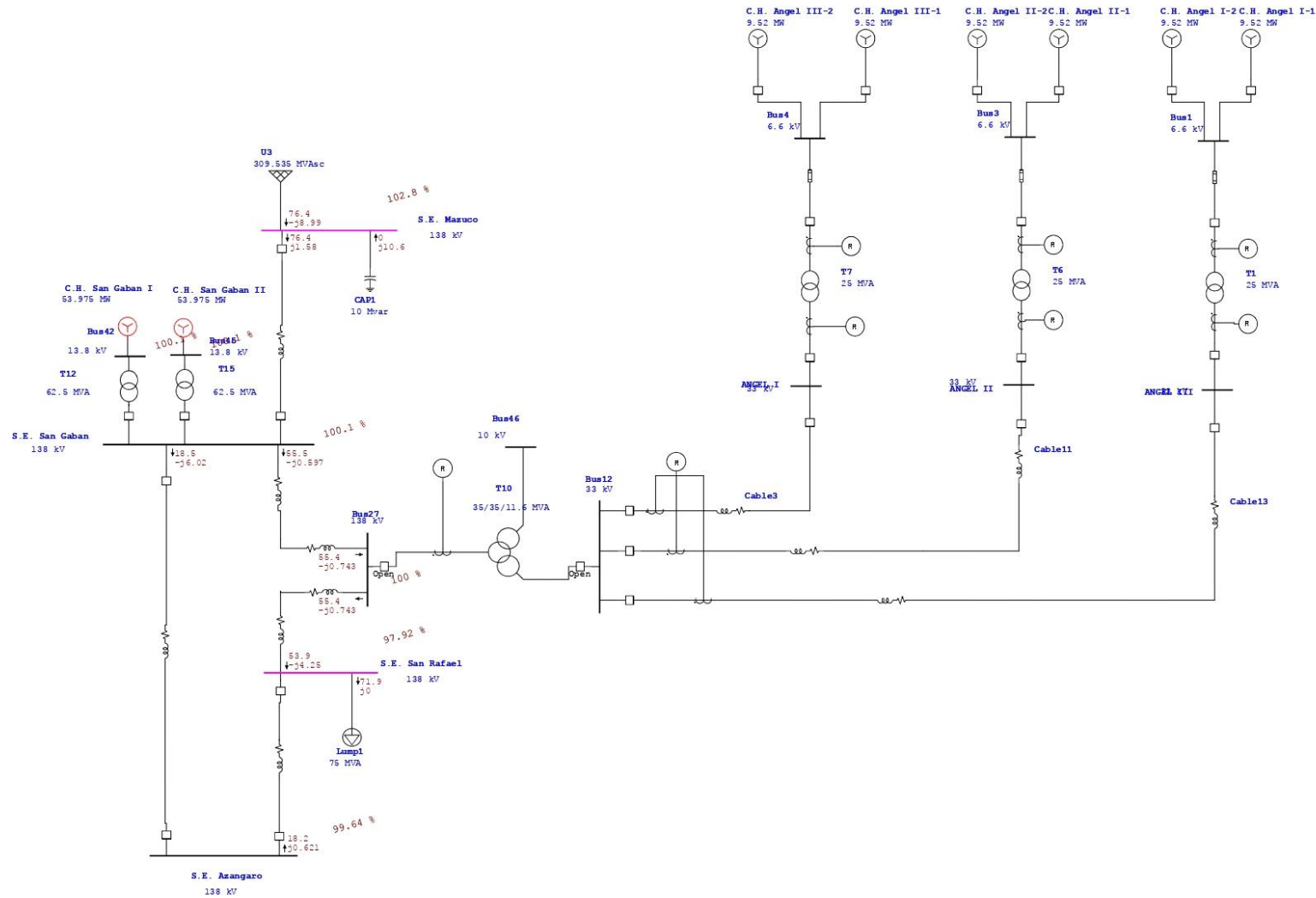
SIMULACION SP EN MEDIA DEMANDA PARA AVENIDA

One-Line Diagram - 1 (Load Flow Analysis)



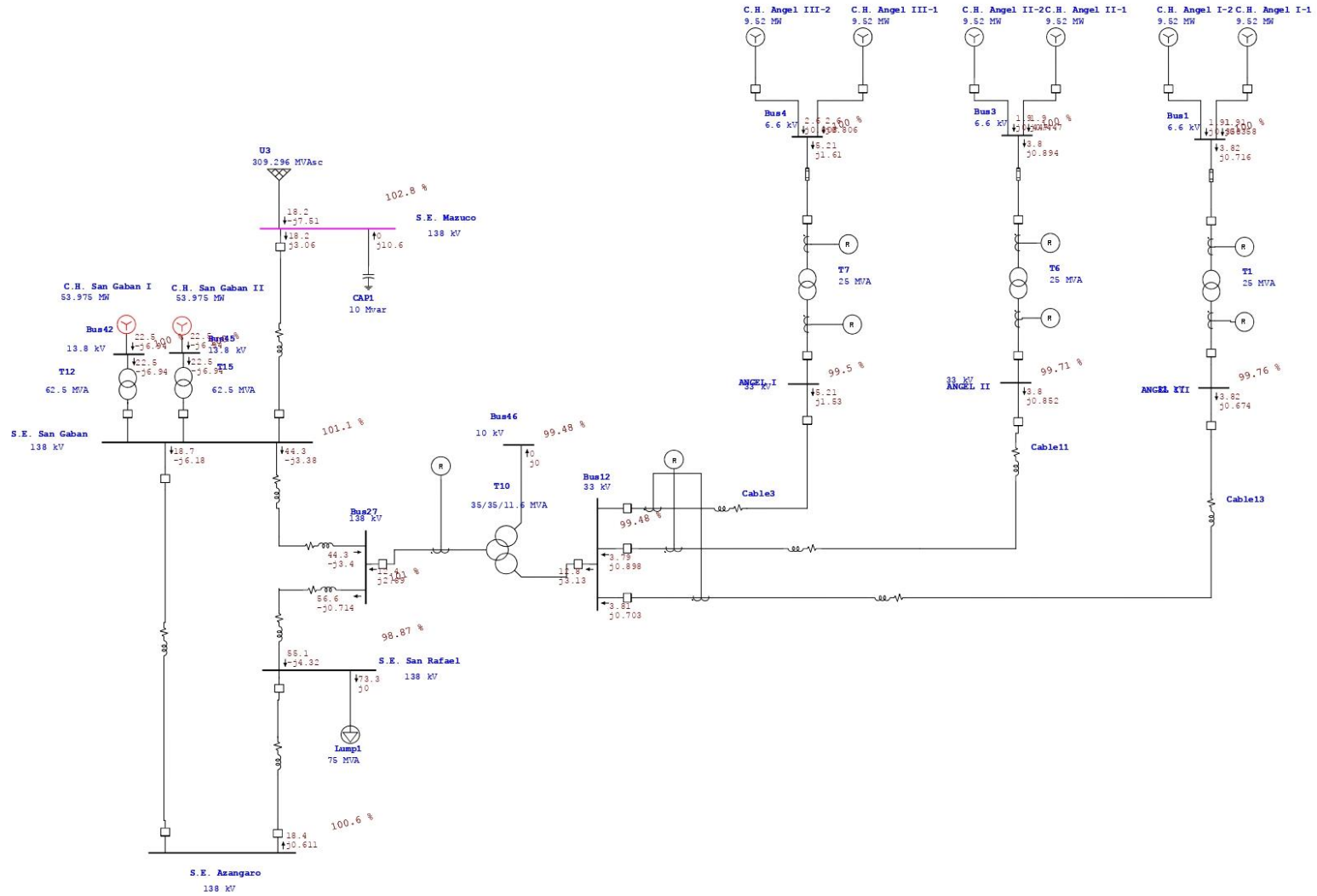
SIMULACION SP EN MAXIMA DEMANDA PARA AVENIDA

One-Line Diagram - 1 (Load Flow Analysis)



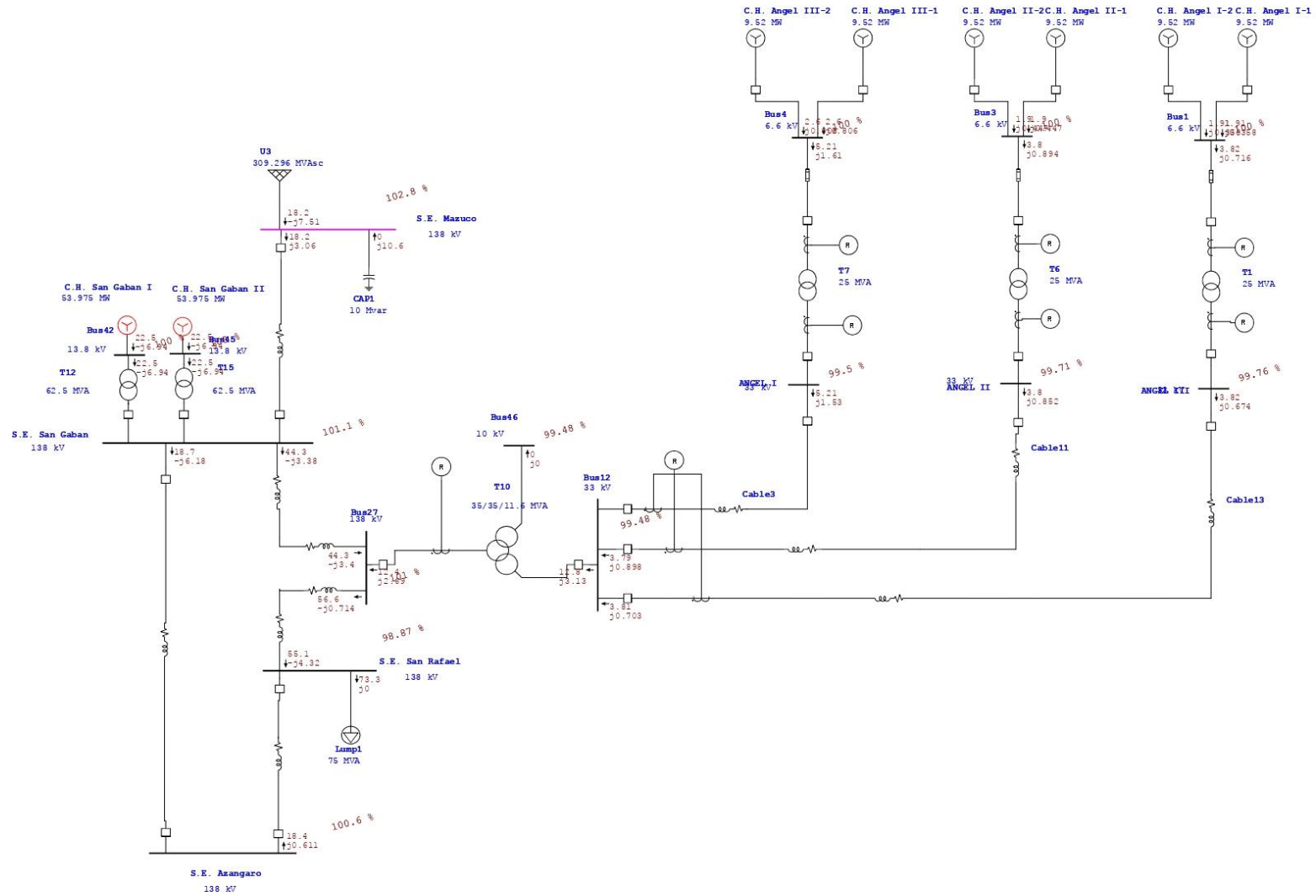
SIMULACION CP EN MINIMA DEMANDA PARA AVENIDA

One-Line Diagram - 1 (Load Flow Analysis)



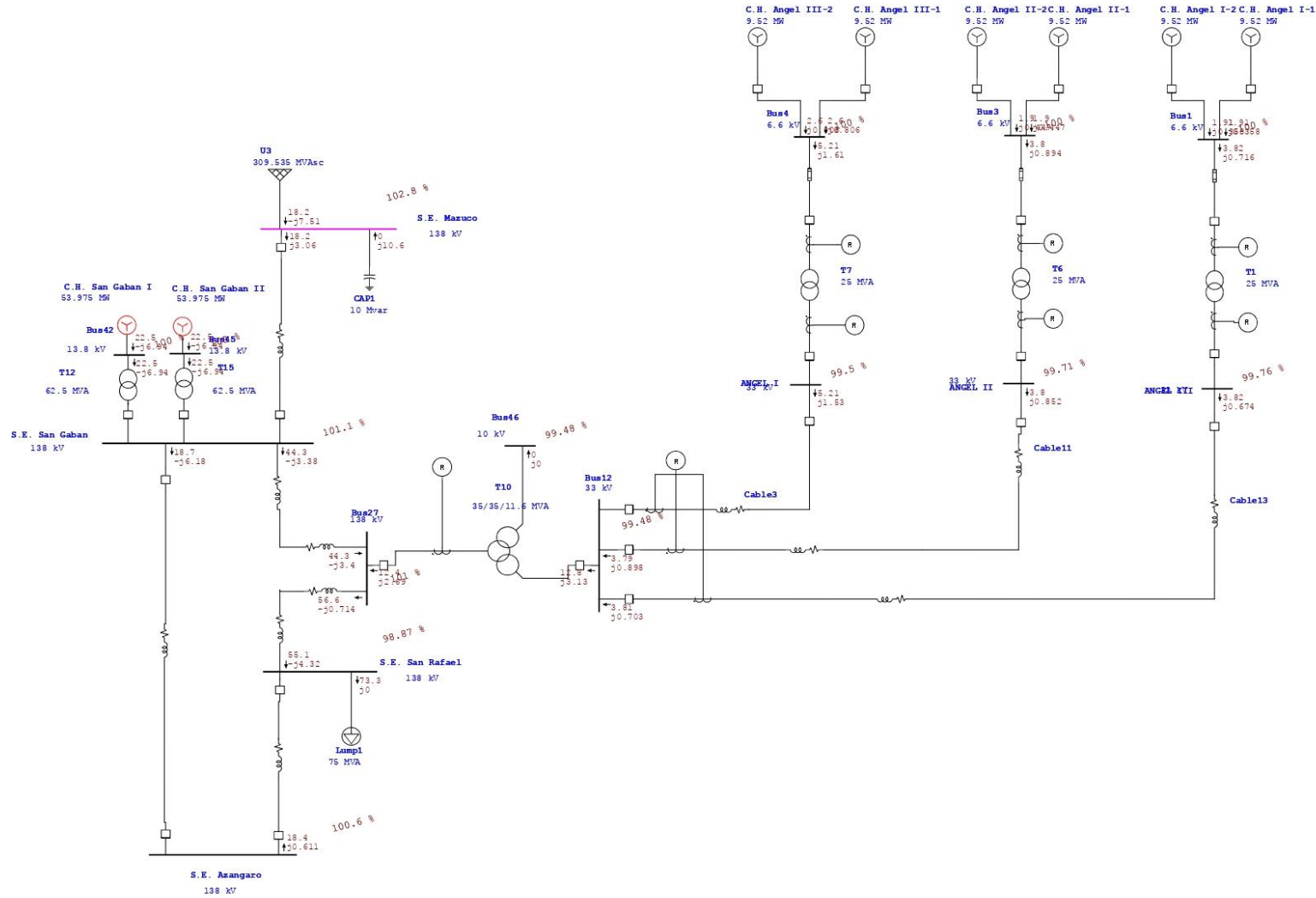
SIMULACION CP EN MEDIA DEMANDA PARA AVENIDA

One-Line Diagram - 1 (Load Flow Analysis)



SIMULACION CP EN MAXIMA DEMANDA PARA AVENIDA

One-Line Diagram - 1 (Load Flow Analysis)





ANEXO B

REPORTES DE CORTO CIRCUITO

REPORTE DE CORTO CIRCUITO SP EN ESTIAJE

Project:	ETAP	Page: 1
Location:	16.0.0C	Date: 04-25-2019
Contract:		SN: 4359168
Engineer:		Revision: 4.- ESTIAJE
Filename: Simulacion SEIN~	Study Case: IEC SIN PRO	MAXIMA DEM Config.: SIN PROYECTO

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I''k	ip	Ik	I''k	ip	Ib	Ik	I''k	ip	Ib	Ik	I''k	ip	Ib	Ik
S.E. Azangaro	138.000	1.287	2.924	1.192	0.927	2.107	0.927	0.927	1.119	2.543	1.119	1.119	1.180	2.682	1.180	1.180
S.E. Mazuco	138.000	2.454	5.567	2.398	2.043	4.635	2.043	2.043	2.132	4.839	2.132	2.132	2.303	5.226	2.303	2.303
S.E. San Gaban	138.000	3.043	7.615	1.778	3.706	9.273	3.706	3.706	2.666	6.670	2.666	2.666	3.577	8.952	3.577	3.577
S.E. San Rafael	138.000	1.605	3.723	1.399	1.180	2.738	1.180	1.180	1.397	3.239	1.397	1.397	1.473	3.417	1.473	1.473

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project: **ETAP**
 Location: 16.0.0C
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~

Study Case: IEC SIN PRO

Page: 2
 Date: 04-25-2019
 SN: 4359168
 Revision: 4.- ESTIAJE
 Config: MAXIMA DEM
 SIN PROYECTO

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
S.E. Azangaro	138.000	11.70660	67.09689	68.11047	12.26346	66.44675	67.56895	23.97986	146.00160	147.95780	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. Mazuco	138.000	6.13437	35.18869	35.71938	6.39791	34.88457	35.46642	10.54138	56.55324	57.52730	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. San Gaban	138.000	2.74918	28.66994	28.80145	3.35128	27.95040	28.15059	0.55654	14.02048	14.03152	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. San Rafael	138.000	8.47634	53.93602	54.59801	9.00858	53.32329	54.07890	18.05589	112.62240	114.06060	0.00000	0.00000	0.00000

REPORTE DE CORTO CIRCUITO CP EN ESTIAJE

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	16.0.0C	Date:	04-25-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	4.- ESTIAJE
Filename: Simulacion SEIN-	Study Case: IEC CON PRO	MAXIMA DEM Config: CON PROYECTO	

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus	kV	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
		I ^{'k}	ip	I _k	I ^{'k}	ip	I _b	I _k	I ^{'k}	ip	I _b	I _k	I ^{'k}	ip	I _b	I _k
ANGEL I	33.000	5.116	9.798	5.046	8.641	16.550	8.641	8.641	5.747	11.007	5.747	5.747	6.981	13.370	6.981	6.981
ANGEL II	33.000	4.313	8.344	4.264	6.455	12.489	6.455	6.455	4.785	9.259	4.785	4.785	5.427	10.500	5.427	5.427
ANGEL III	33.000	4.149	7.944	4.105	6.300	12.063	6.300	6.300	4.598	8.803	4.598	4.598	5.266	10.083	5.266	5.266
S.E. ANGEL 33KV	33.000	5.165	9.891	5.093	8.783	16.820	8.783	8.783	5.807	11.122	5.807	5.807	7.135	13.664	7.135	7.135
S.E. ANGEL 138KV	138.000	3.101	7.664	2.913	3.789	9.363	3.789	3.789	2.877	7.109	2.877	2.877	3.468	8.571	3.468	3.468
S.E. Azangaro	138.000	1.322	2.991	1.230	0.954	2.160	0.954	0.954	1.172	2.653	1.172	1.172	1.230	2.785	1.230	1.230
S.E. Mazuco	138.000	2.510	5.673	2.459	2.092	4.730	2.092	2.092	2.218	5.014	2.218	2.218	2.379	5.379	2.379	2.379
S.E. San Gaban	138.000	3.254	8.112	3.063	4.170	10.396	4.170	4.170	3.009	7.501	3.009	3.009	3.854	9.606	3.854	3.854
S.E. San Rafael	138.000	1.659	3.830	1.452	1.227	2.833	1.227	1.227	1.480	3.416	1.480	1.480	1.551	3.580	1.551	1.551

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project: **ETAP**
 Location: 16.0.0C
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~

Study Case: IEC CON PRO

Page: 2
 Date: 04-25-2019
 SN: 4359168
 Revision: 4.- ESTIAJE
 Config: MAXIMA DEM
 CON PROYECTO

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
ANGEL I	33.000	1.84201	3.65900	4.09649	0.62590	2.15510	2.24415	0.39003	0.87699	0.95981	0.00000	0.00000	0.00000
ANGEL II	33.000	2.06849	4.39724	4.85946	0.72287	2.65626	2.75286	0.24859	2.20076	2.21475	0.00000	0.00000	0.00000
ANGEL III	33.000	2.22742	4.53379	5.05140	0.81178	2.75312	2.87031	0.28494	2.12284	2.14187	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. ANGEL 33KV	33.000	1.82705	3.62316	4.05775	0.61814	2.12938	2.21729	0.39340	0.81921	0.90877	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. ANGEL 138KV	138.000	2.95912	28.10569	28.26103	4.33181	24.16010	24.54536	2.90881	16.37152	16.62792	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. Azangaro	138.000	11.61135	65.29212	66.31655	12.88246	61.87041	63.19735	25.08488	143.84250	146.01340	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. Mazuco	138.000	6.10255	34.38598	34.92330	6.69687	32.85672	33.53226	10.73038	56.19453	57.20985	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. San Gaban	138.000	2.64267	26.80000	26.92998	3.96653	23.21115	23.54763	1.40658	12.52197	12.60072	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. San Rafael	138.000	8.38724	52.16728	52.83722	9.62945	48.83700	49.77729	19.31663	110.04150	111.72400	0.00000	0.00000	0.00000

REPORTE DE CORTO CIRCUITO SP EN AVENIDA

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	16.0.0C	Date:	04-25-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	1 - AVENIDA
Filename: Simulacion SEIN~	Study Case: IEC SIN PRO	Config.:	MAXIMA DEM SIN PROYECTO

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I ^{'k}	ip	I _k	I ^{'k}	ip	I _b	I _k	I ^{'k}	ip	I _b	I _k	I ^{'k}	ip	I _b	I _k
S.E. Azangaro	138.000	1.192	2.707	1.192	0.893	2.028	0.893	0.893	1.037	2.355	1.037	1.037	1.101	2.500	1.101	1.101
S.E. Mazuco	138.000	2.398	5.456	2.398	2.017	4.590	2.017	2.017	2.085	4.744	2.085	2.085	2.258	5.138	2.258	2.258
S.E. San Gaban	138.000	2.850	7.093	1.778	3.517	8.752	3.517	3.517	2.499	6.218	2.499	2.499	3.396	8.451	3.396	3.396
S.E. San Rafael	138.000	1.398	3.212	1.398	1.101	2.530	1.101	1.101	1.218	2.797	1.218	1.218	1.303	2.993	1.303	1.303

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project: **ETAP**
 Location: 16.0.0C
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~

Study Case: IEC SIN PRO

Page: 2
 Date: 04-25-2019
 SN: 4359168
 Revision: 1.- AVENIDA
 MAXIMA DEM
 Config: SIN PROYECTO

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
S.E. Azangaro	138.000	12.73006	72.39280	73.50355	13.41529	71.57401	72.82038	23.98005	146.00160	147.95780	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. Mazuco	138.000	6.19603	36.02065	36.54966	6.49585	35.67450	36.26108	10.55435	56.55111	57.52758	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. San Gaban	138.000	2.90995	30.60985	30.74785	3.59517	29.79106	30.00720	0.55672	14.02050	14.03155	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. San Rafael	138.000	10.24647	61.82550	62.66883	10.93169	61.00671	61.97839	18.05607	112.62240	114.06060	0.00000	0.00000	0.00000

REPORTE DE CORTO CIRCUITO CP EN AVENIDA

Project:	ETAP	Page: 1
Location:	16.0.0C	Date: 04-25-2019
Contract:		SN: 4359168
Engineer:		Revision: 1.- AVENIDA
Filename: Simulacion SEIN~	Study Case: IEC CON PRO	MAXIMA DEM Cong.: CON PROYECTO

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I ^{1k}	ip	I _k	I ^{1k}	ip	I _b	I _k	I ^{1k}	ip	I _b	I _k	I ^{1k}	ip	I _b	I _k
ANGEL I	33.000	5.046	9.714	5.046	8.557	16.473	8.557	8.557	5.683	10.939	5.683	5.683	6.907	13.297	6.907	6.907
ANGEL II	33.000	4.264	8.286	4.264	6.408	12.452	6.408	6.408	4.743	9.216	4.743	4.743	5.368	10.431	5.368	5.368
ANGEL III	33.000	4.105	7.892	4.105	6.257	12.030	6.257	6.257	4.560	8.766	4.560	4.560	5.213	10.022	5.213	5.213
S.E. ANGEL 33KV	33.000	5.093	9.805	5.093	8.696	16.740	8.696	8.696	5.741	11.052	5.741	5.741	7.059	13.588	7.059	7.059
S.E. ANGEL 138KV	138.000	2.913	7.206	2.913	3.623	8.962	3.623	3.623	2.713	6.711	2.713	2.713	3.301	8.167	3.301	3.301
S.E. Azangaro	138.000	1.230	2.780	1.230	0.924	2.088	0.924	0.924	1.095	2.475	1.095	1.095	1.155	2.611	1.155	1.155
S.E. Mazuco	138.000	2.459	5.573	2.459	2.072	4.695	2.072	2.072	2.178	4.935	2.178	2.178	2.339	5.301	2.339	2.339
S.E. San Gaban	138.000	3.063	7.645	3.063	3.985	9.947	3.985	3.985	2.844	7.098	2.844	2.844	3.674	9.169	3.674	3.674
S.E. San Rafael	138.000	1.452	3.319	1.452	1.151	2.631	1.151	1.151	1.301	2.973	1.301	1.301	1.379	3.153	1.379	1.379

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project: **ETAP**
 Location: 16.0.0C
 Contract:
 Engineer:
 Filename: Simulacion SEIN~

Study Case: IEC CON PRO

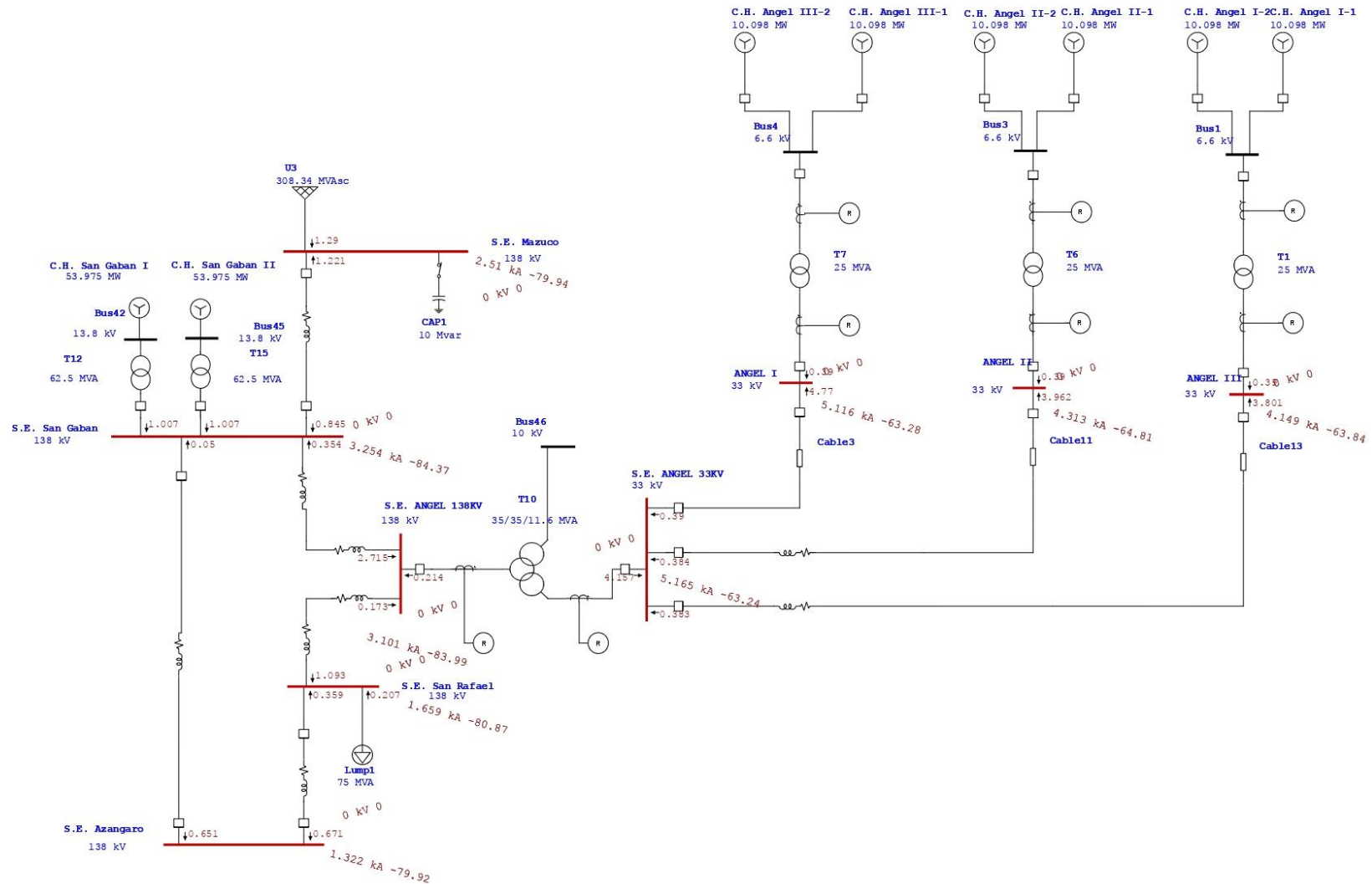
Page: 2
 Date: 04-25-2019
 SN: 4359168
 Revision: 1.- AVENIDA
 Config: MAXIMA DEM
 CON PROYECTO

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
ANGEL I	33.000	1.83141	3.72778	4.15336	0.61657	2.17245	2.25825	0.39003	0.87699	0.95981	0.00000	0.00000	0.00000
ANGEL II	33.000	2.05741	4.46378	4.91511	0.71407	2.67065	2.76447	0.24859	2.20076	2.21475	0.00000	0.00000	0.00000
ANGEL III	33.000	2.21591	4.59989	5.10580	0.80276	2.76683	2.88093	0.28494	2.12284	2.14187	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. ANGEL 33KV	33.000	1.81649	3.69204	4.11471	0.60880	2.14690	2.23155	0.39341	0.81921	0.90877	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. ANGEL 138KV	138.000	3.13866	29.92210	30.08626	4.66693	25.48240	25.90623	2.90894	16.37151	16.62793	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. Azangaro	138.000	12.58718	70.14268	71.26312	14.08720	65.91049	67.39912	25.08502	143.84250	146.01340	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. Mazuco	138.000	6.16014	35.10488	35.64127	6.82144	33.38269	34.07251	10.74319	56.19231	57.21006	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. San Gaban	138.000	2.79002	28.47647	28.61283	4.26343	24.43558	24.80473	1.40673	12.52196	12.60073	0.00000	0.00000	0.00000
S.E. San Rafael	138.000	10.09027	59.50863	60.35802	11.60529	55.16688	56.37435	19.31677	110.04150	111.72400	0.00000	0.00000	0.00000

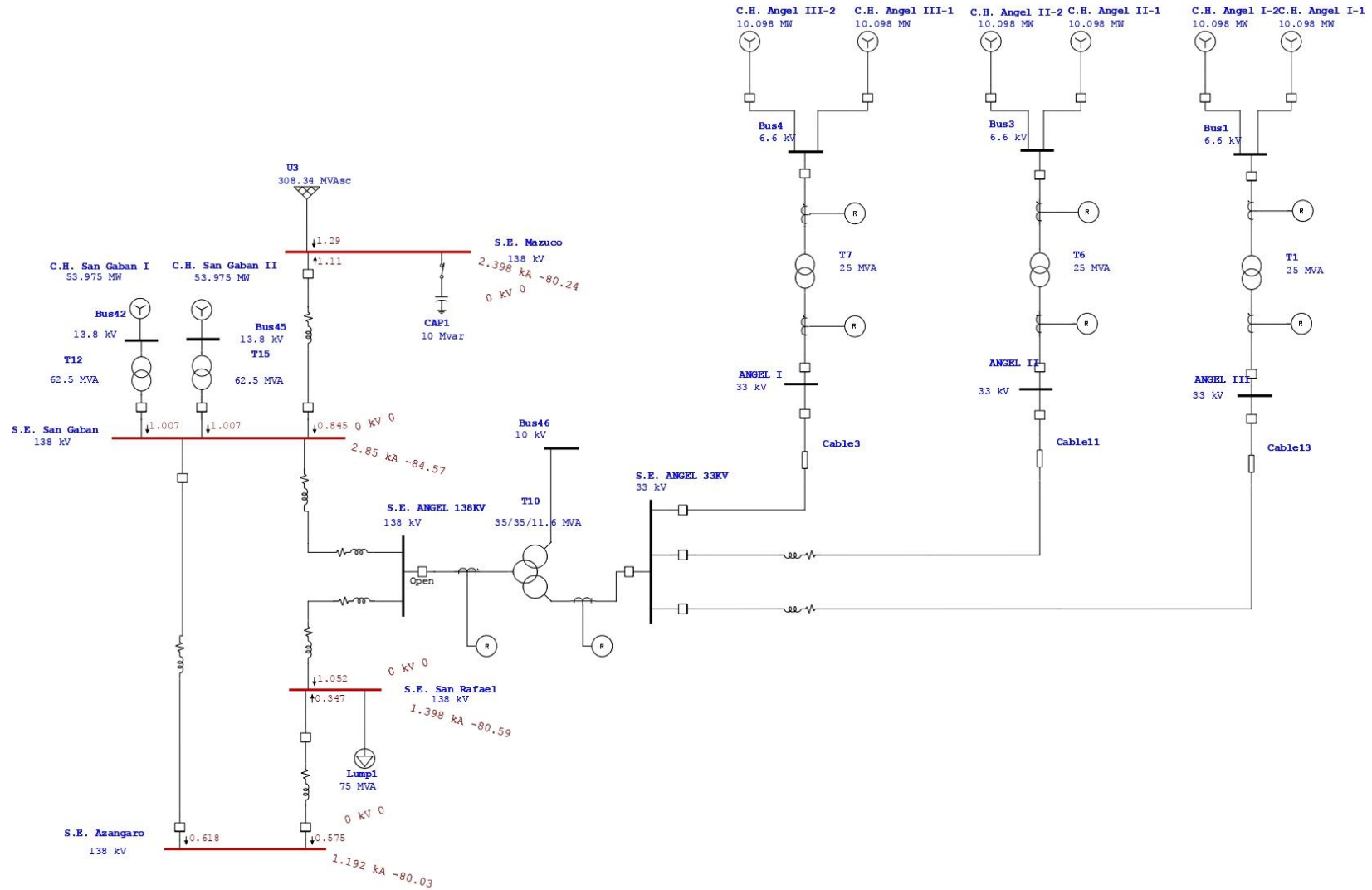
SIMULACION DE CORTO CIRCUITO CP EN ESTIAJE

One-Line Diagram - 1 (Short-Circuit Analysis)



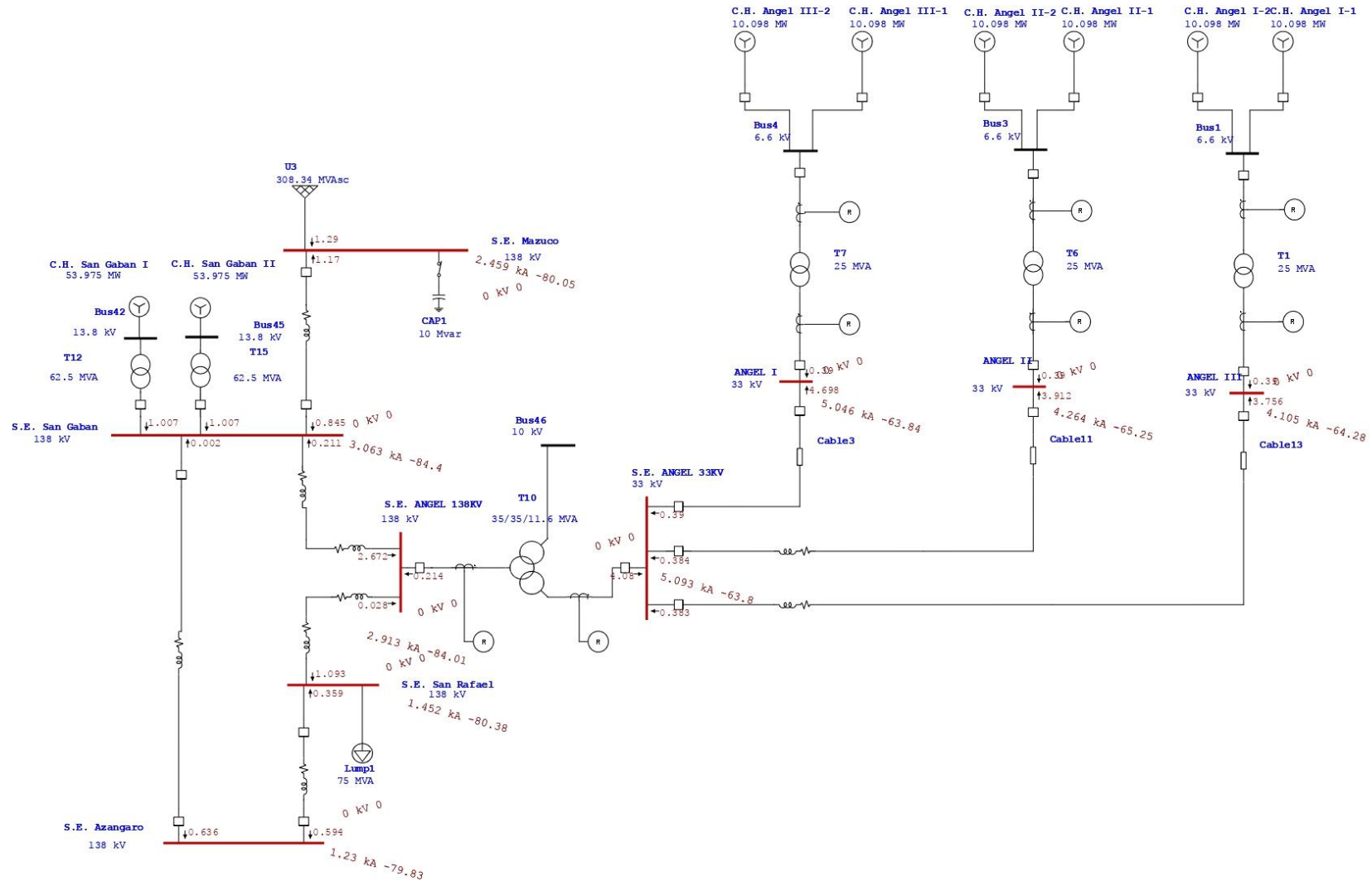
SIMULACION DE CORTO CIRCUITO SP EN AVENIDA

One-Line Diagram - 1 (Short-Circuit Analysis)



SIMULACION DE CORTO CIRCUITO CP EN AVENIDA

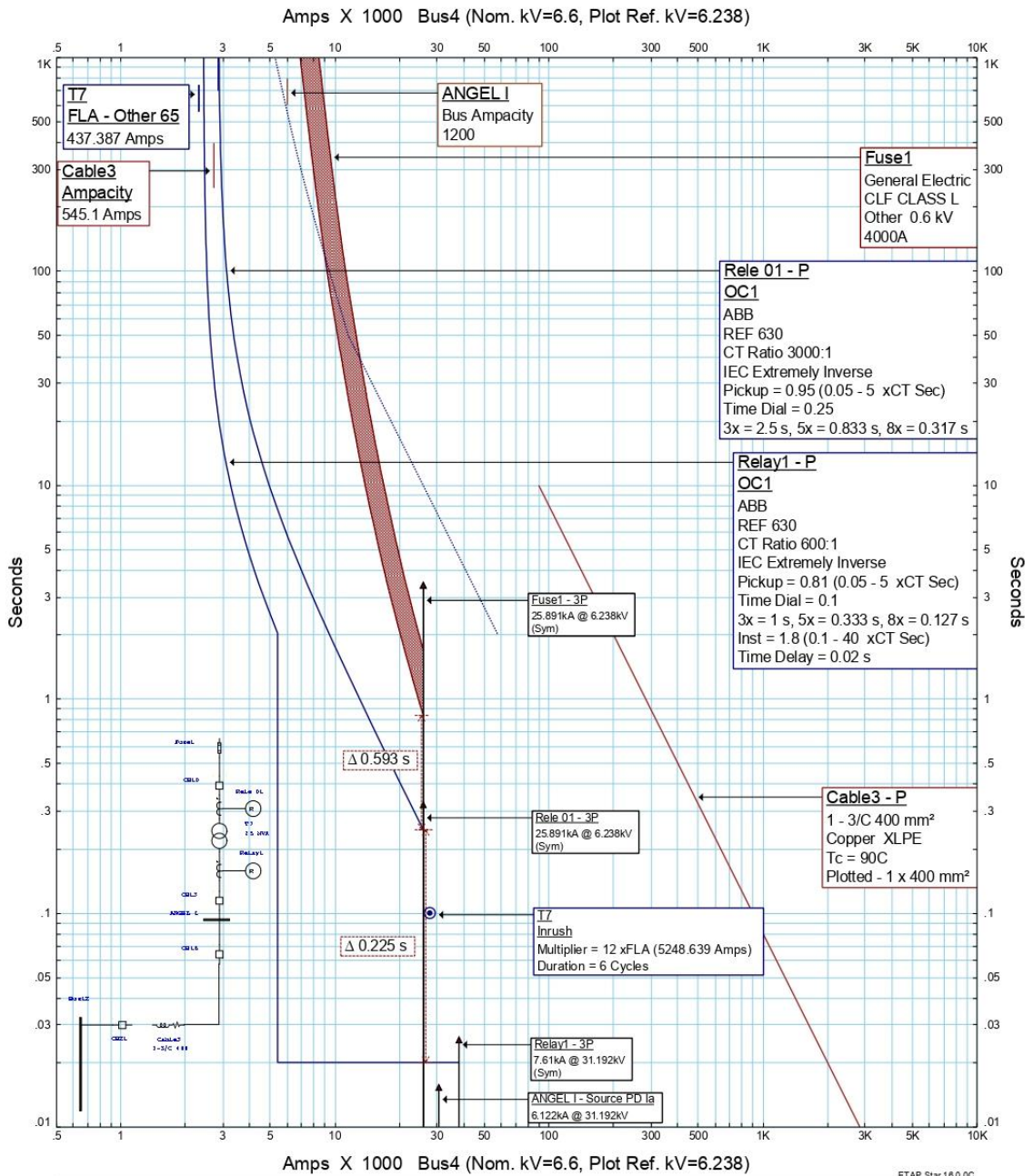
One-Line Diagram - 1 (Short-Circuit Analysis)





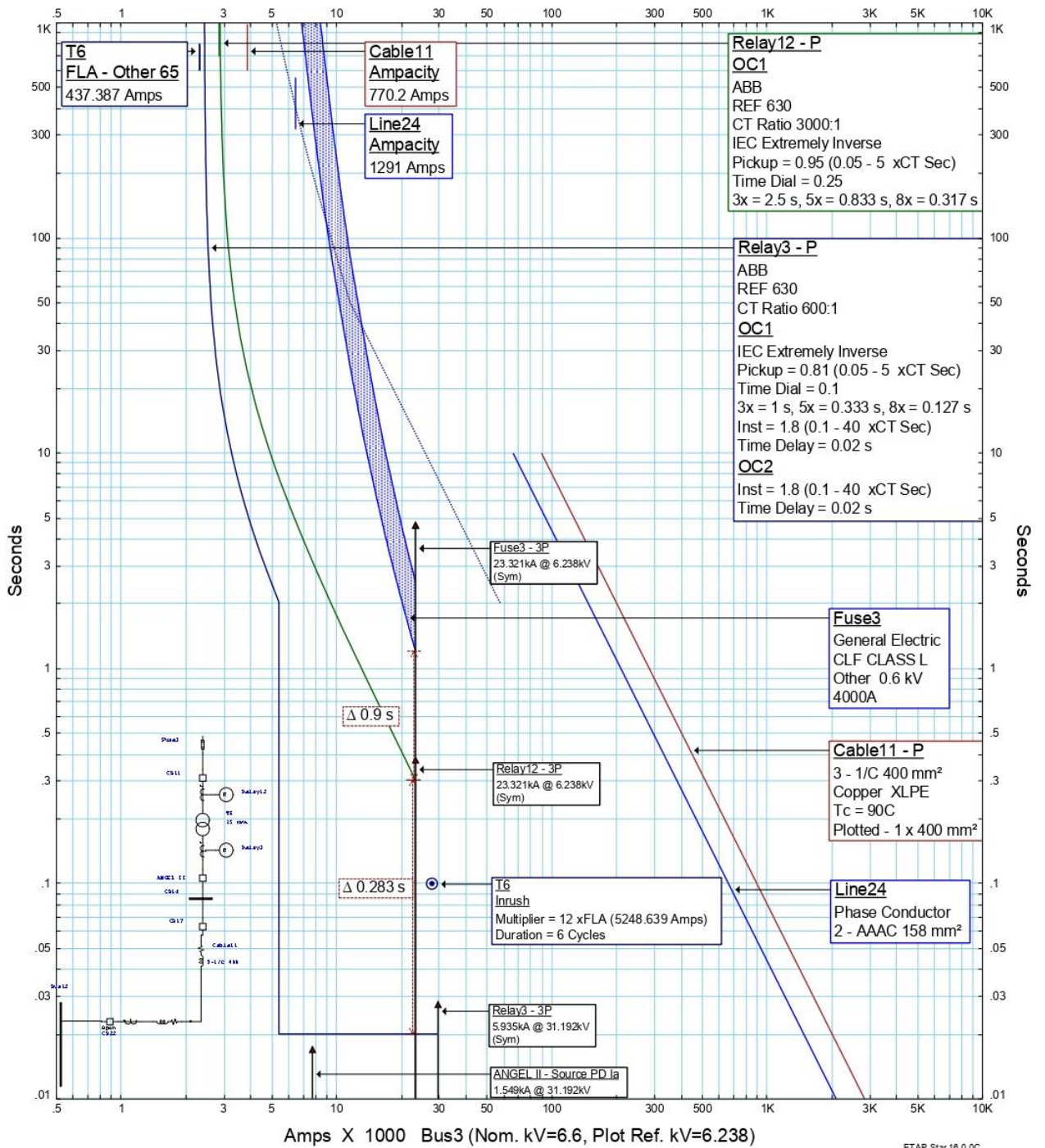
ANEXO C
REPORTES DE PROTECCIONES
ELECTRICAS

COORDINACION DE PROTECCION DE FASE



ZONA 01		ETAP Star 16.0.0C
Project: Location: Contract: Engineer: Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usua	Date: 04-26-2019 SN: 4359168 Rev: Base Fault: Phase	

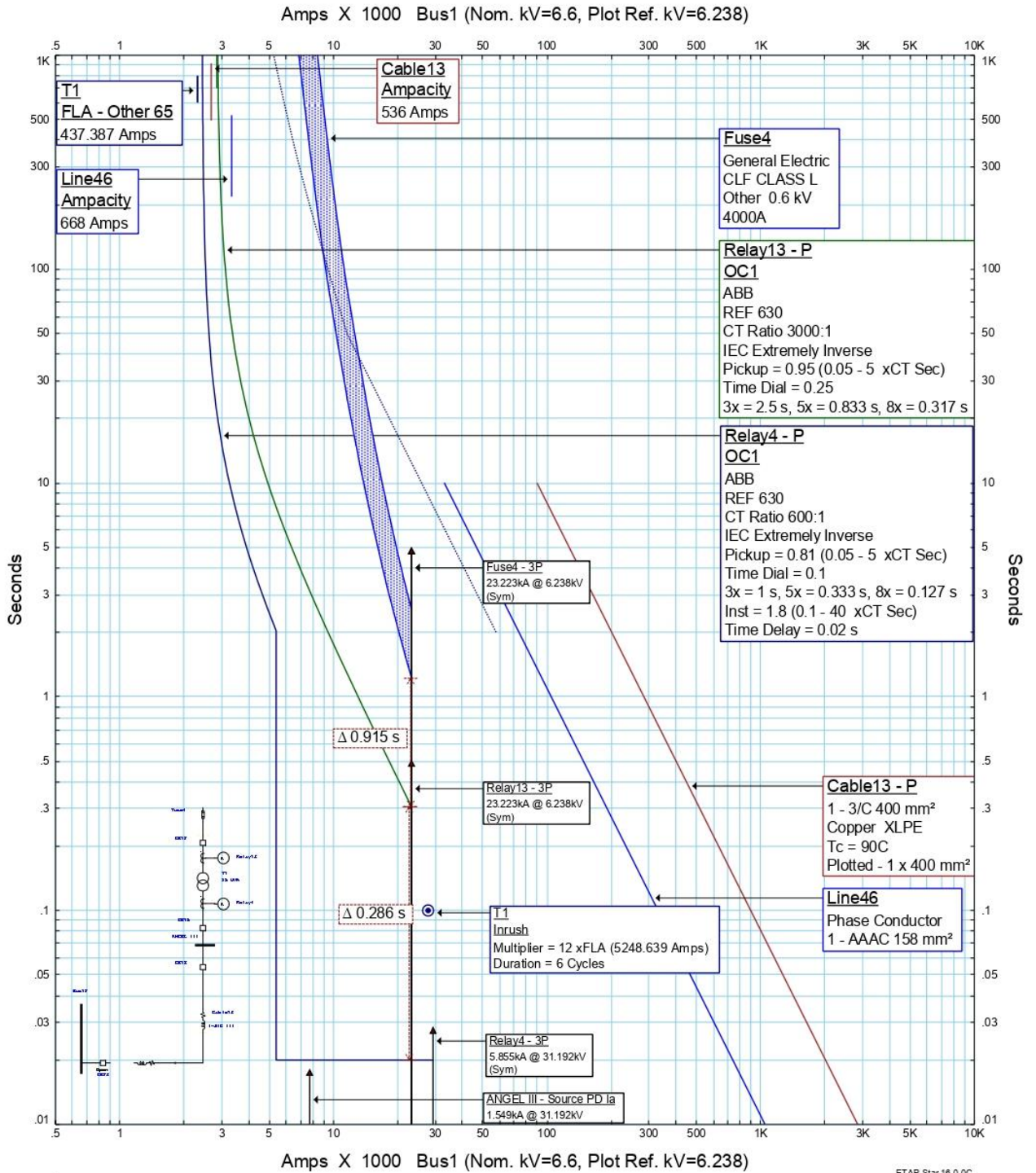
Amps X 1000 Bus3 (Nom. kV=6.6, Plot Ref. kV=6.238)



ZONA 02

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usuari

Date: 04-30-2019
SN: 4359168
Rev: Base
Fault: Phase

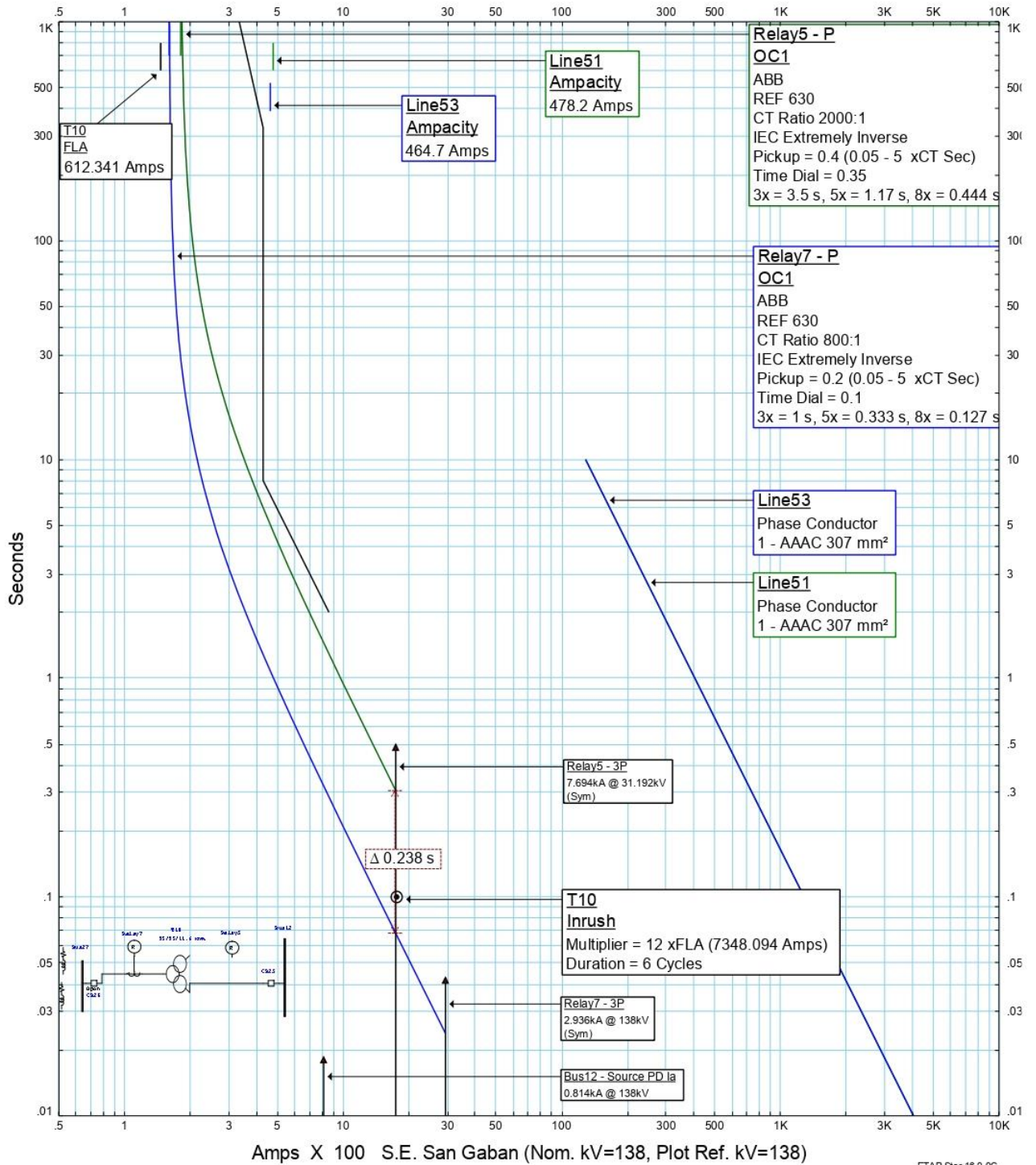


ETAP Star 16.0.0C

ZONA 03

<p>Project: Location: Contract: Engineer: Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usua</p>	<p>Date: 04-30-2019 SN: 4359168 Rev: Base Fault: Phase</p>
---	--

Amps X 100 S.E. San Gaban (Nom. kV=138, Plot Ref. kV=138)



Amps X 100 S.E. San Gaban (Nom. kV=138, Plot Ref. kV=138)

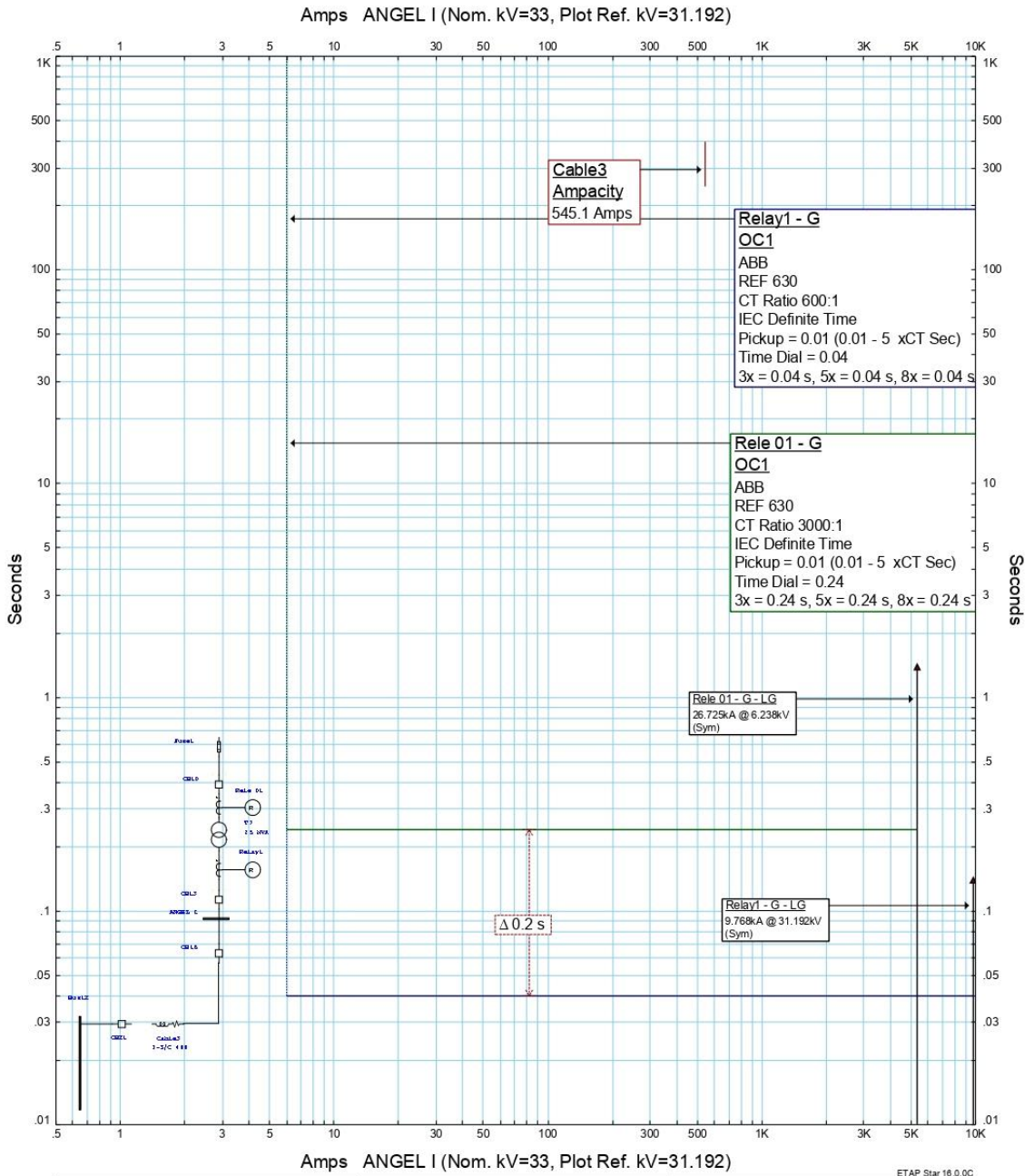
ETAP Star 16.0.0C

ZONA 04

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usua

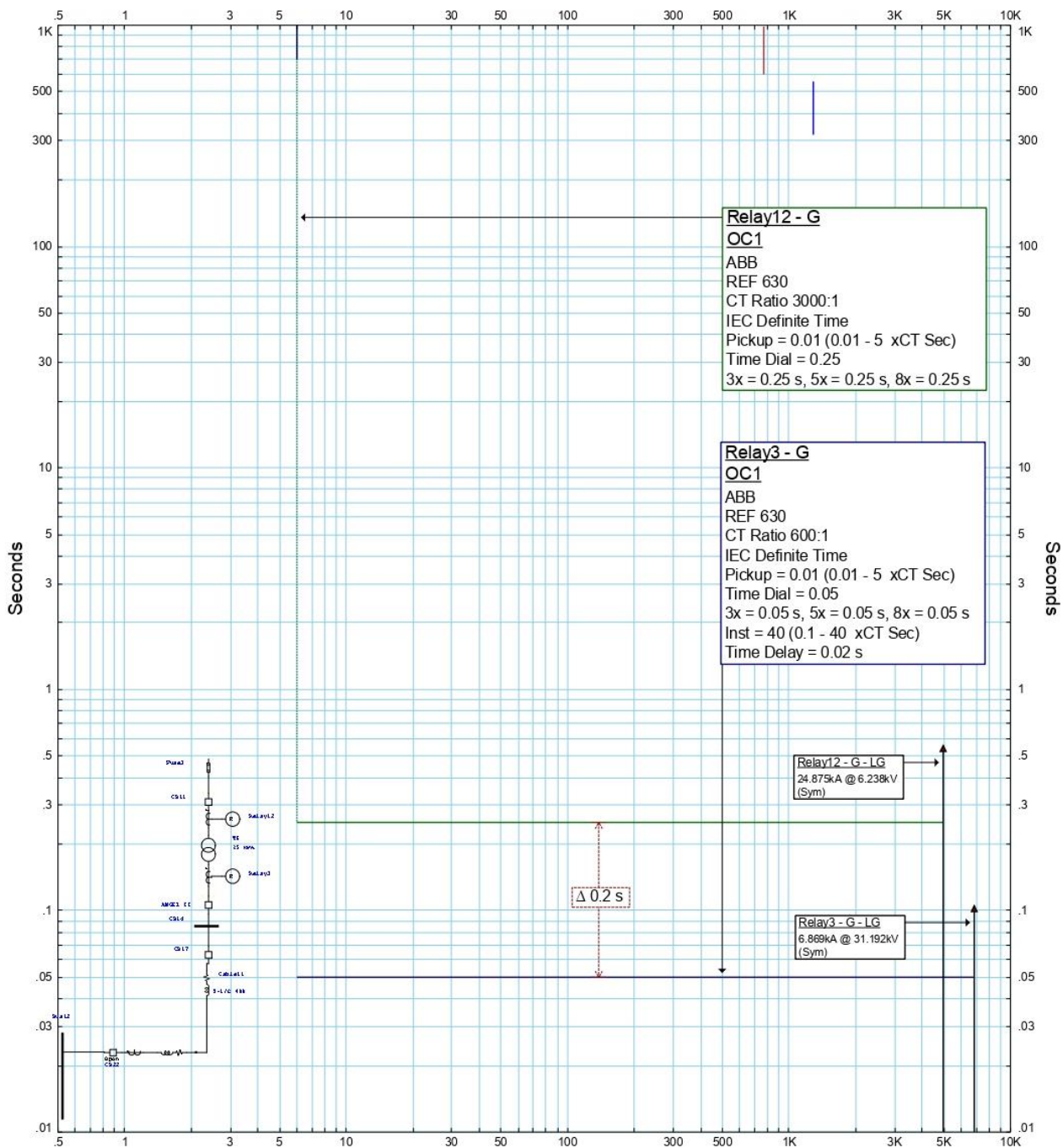
Date: 04-26-2019
 SN: 4359168
 Rev: Base
 Fault: Phase

COORDINACION DE PROTECCION DE TIERRA



ZONA 01		ETAP Star 16.0.0C
Project: Location: Contract: Engineer: Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK Nueva carpeta\Users\Usua	Date: 04-26-2019 SN: 4359168 Rev: Base Fault: Ground	

Amps ANGEL II (Nom. kV=33, Plot Ref. kV=31.192)



Amps ANGEL II (Nom. kV=33, Plot Ref. kV=31.192)

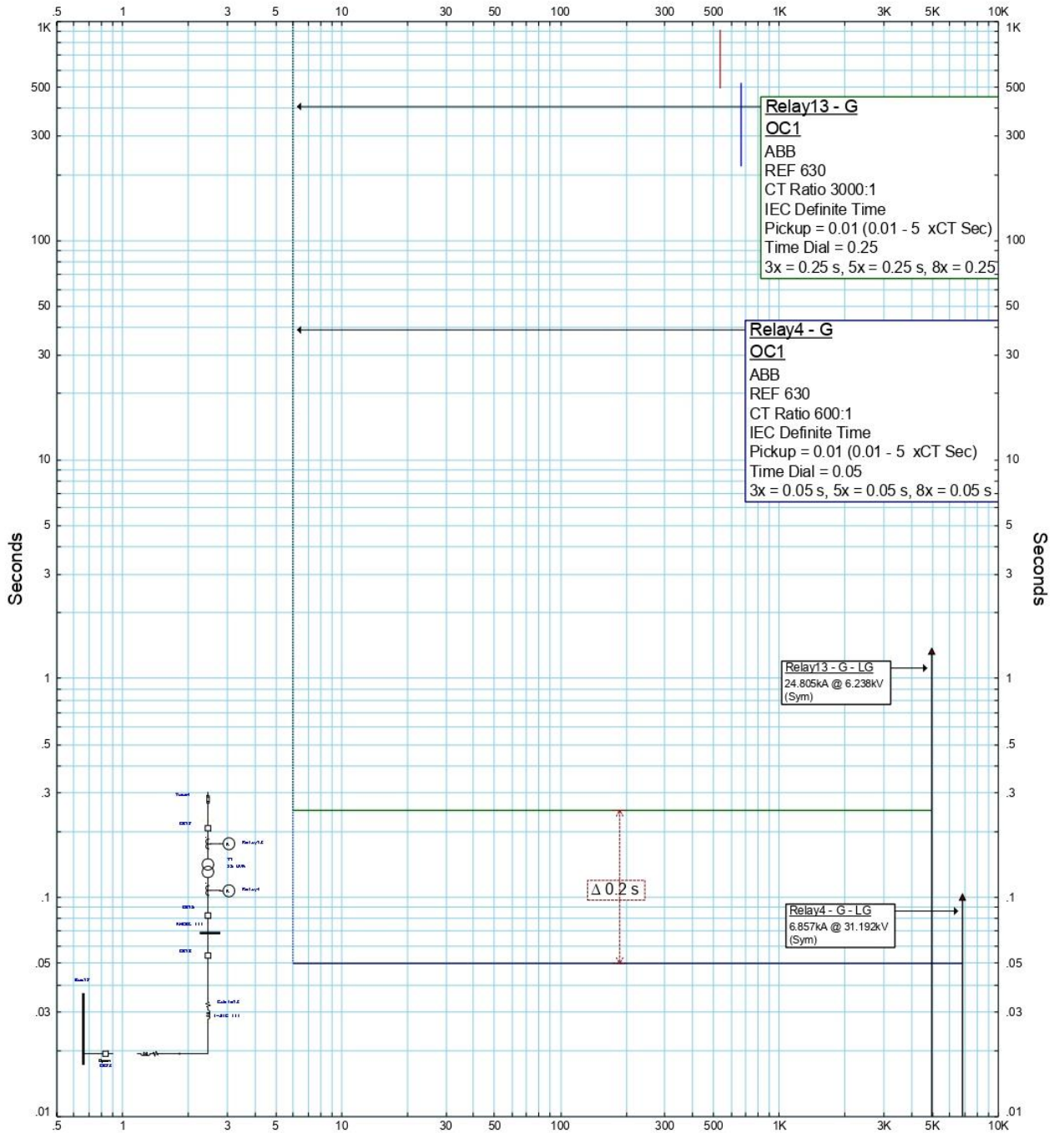
ETAP Star 16.0.0C

ZONA 02

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usuari

Date: 04-30-2019
 SN: 4359168
 Rev: Base
 Fault: Ground

Amps ANGEL III (Nom. kV=33, Plot Ref. kV=31.192)



Amps ANGEL III (Nom. kV=33, Plot Ref. kV=31.192)

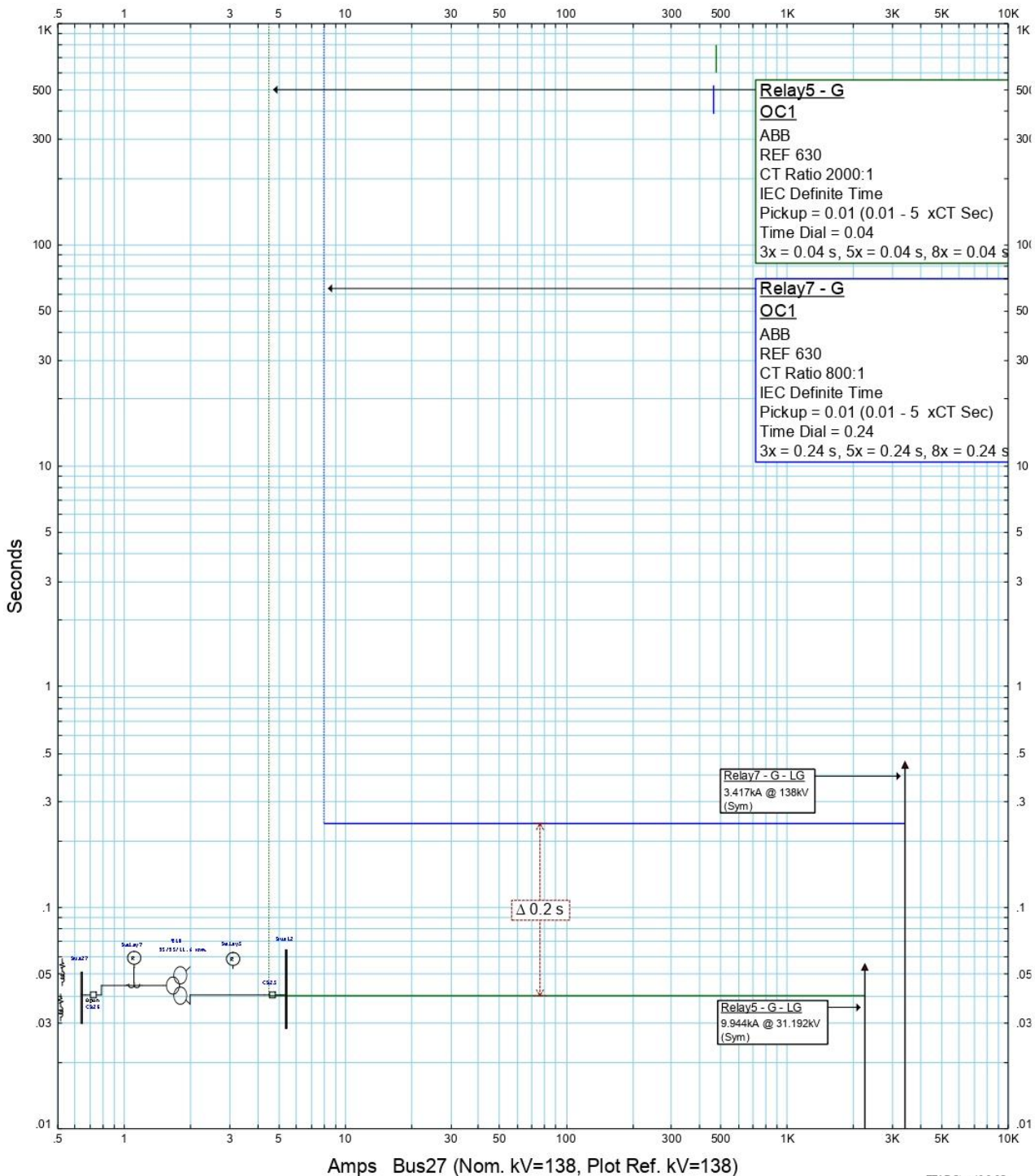
ETAP Star 16.0.0C

ZONA 03

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usua

Date: 04-30-2019
 SN: 4359168
 Rev: Base
 Fault: Ground

Amps Bus27 (Nom. kV=138, Plot Ref. kV=138)



Amps Bus27 (Nom. kV=138, Plot Ref. kV=138)

ETAP Star 16.0.0C

ZONA 04

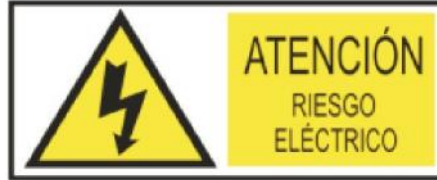
Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: C:\Users\USER\Desktop\ESCRITORIO 13-04-2019\TESIS ERIK\Nueva carpeta\Users\Usua

Date: 04-26-2019
 SN: 4359168
 Rev: Base
 Fault: Ground



ANEXO D
REPORTES DE ARCO ELECTRICO

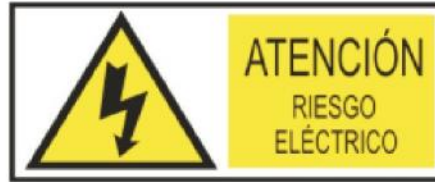
Etiquetas propuestas de Advertencia de Arco Eléctrico



Riesgo de Arco Eléctrico y Choque Eléctrico Obligatorio usar EPP Apropriado

		Categoría EPP Requerido
		3
Frontera de Protección Contra Arco	2.4 m	Ropa resistente al arco seleccionada para que el sistema de protección contra arco cumpla con el requerimiento mínimo anti flama de 25cal/cm ² Camisa de manga larga resistentes al arco Pantalón resistente al arco Mameluco de trabajo resistente al arco Conjunto Casaca, Pantalón y capucha, sobrepuesto resistente al arco Guantes resistentes al arco Chaqueta, abrigo, ropa impermeable o casco.
Energía Incidente	8.2 cal/cm²	
Distancia de Trabajo	91 cm	
Tensión de Contacto Directo	33 VAC	
Clase de los Guantes de Aislamiento	04	
Riesgo de Choque Eléctrico Cuando las Cubiertas son Removidas		
Frontera Límite de Aproximación	3.048 m	
Frontera Aproximación Restringida	1.829 m	
Frontera Aproximación Prohibida	0.786 m	
Equipo PA18-TR-001-33KV		

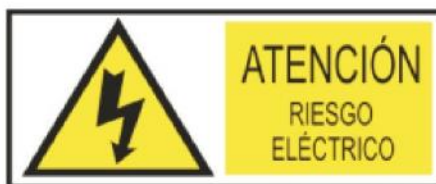
03-05-2018



Riesgo de Arco Eléctrico y Choque Eléctrico Obligatorio usar EPP Apropriado

		Categoría EPP Requerido
Frontera de Protección Contra Arco	2.1 m	2
Energía Incidente	6.4 cal/cm²	Ropa resistente al arco eléctrico, mínima protección anti flama de 8cal/cm² Camisa de manga larga y pantalones resistentes al arco eléctrico u overoles resistente al arco Capucha resistente al arco o mascara facial y pasamontaña resistente al arco Chaqueta, abrigo, ropa impermeable, o casco revestido, resistente al arco Equipo de Proteccion Personal Casco, Lentes de seguridad o anteojos de seguridad Proteccion auditiva (insertos para el canal del oído) Guantes de cuero de trabajos pesados Zapatos de cuero
Distancia de Trabajo	91 cm	
Tensión de Contacto Directo	33 VAC	
Clase de los Guantes de Aislamiento	04	
Riesgo de Choque Eléctrico		
Cuando las Cubiertas son Removidas		
Frontera Límite de Aproximación	3.048 m	
Frontera Aproximación Restringida	1.829 m	
Frontera Aproximación Prohibida	0.786 m	
Equipo PA18-TR-002-33KV		

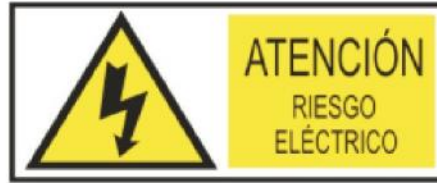
03-05-2018



Riesgo de Arco Eléctrico y Choque Eléctrico Obligatorio usar EPP Apropriado

		Categoría EPP Requerido
Frontera de Protección Contra Arco	2.1 m	2
Energía Incidente	6.3 cal/cm²	Ropa resistente al arco eléctrico, mínima protección anti flama de 8cal/cm² Camisa de manga larga y pantalones resistentes al arco eléctrico u overoles resistente al arco Capucha resistente al arco o mascara facial y pasamontaña resistente al arco Chaqueta, abrigo, ropa impermeable, o casco revestido, resistente al arco Equipo de Proteccion Personal Casco, Lentes de seguridad o anteojos de seguridad Proteccion auditiva (insertos para el canal del oído) Guantes de cuero de trabajos pesados Zapatos de cuero
Distancia de Trabajo	91 cm	
Tensión de Contacto Directo	33 VAC	
Clase de los Guantes de Aislamiento	04	
Riesgo de Choque Eléctrico		
Cuando las Cubiertas son Removidas		
Frontera Límite de Aproximación	3.048 m	
Frontera Aproximación Restringida	1.829 m	
Frontera Aproximación Prohibida	0.786 m	
Equipo PA18-TR-003-33KV		

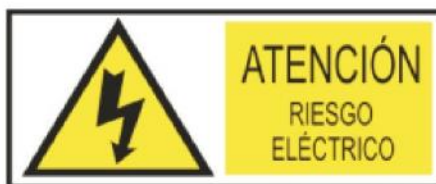
03-05-2018



Riesgo de Arco Eléctrico y Choque Eléctrico Obligatorio usar EPP Apropriado

		Categoría EPP Requerido
Frontera de Protección Contra Arco	6.4 m	> 4
Energía Incidente	57.8 cal/cm²	No se tiene diseño normado para esta categoría de Arco
Distancia de Trabajo	91 cm	
Tensión de Contacto Directo	33 VAC	
Clase de los Guantes de Aislamiento	04	
Riesgo de Choque Eléctrico Cuando las Cubiertas son Removidas		
Frontera Límite de Aproximación	3.048 m	
Frontera Aproximación Restringida	1.829 m	
Frontera Aproximación Prohibida	0.786 m	
Equipo PA18-TR-004-33KV		

03-05-2018



Riesgo de Arco Eléctrico y Choque Eléctrico Obligatorio usar EPP Apropriado

		Categoría EPP Requerido
Frontera de Protección Contra Arco	12.3 m	> 4
Energía Incidente	121 cal/cm²	No se tiene diseño normado para esta categoría de Arco
Distancia de Trabajo	122 cm	
Tensión de Contacto Directo	138 VAC	
Clase de los Guantes de Aislamiento	-	
Riesgo de Choque Eléctrico Cuando las Cubiertas son Removidas		
Frontera Límite de Aproximación	3.353 m	
Frontera Aproximación Restringida	3.048 m	
Frontera Aproximación Prohibida	1.167 m	
Equipo PA18-TR-004-138KV		

03-05-2018

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	16.0.0C	Date:	05-03-2019
Contract:		SN:	4359168
Engineer:		Revision:	Base
Filename: Simulacion SEIN~~	Study Case: AF	Config.:	CON PROYECTO

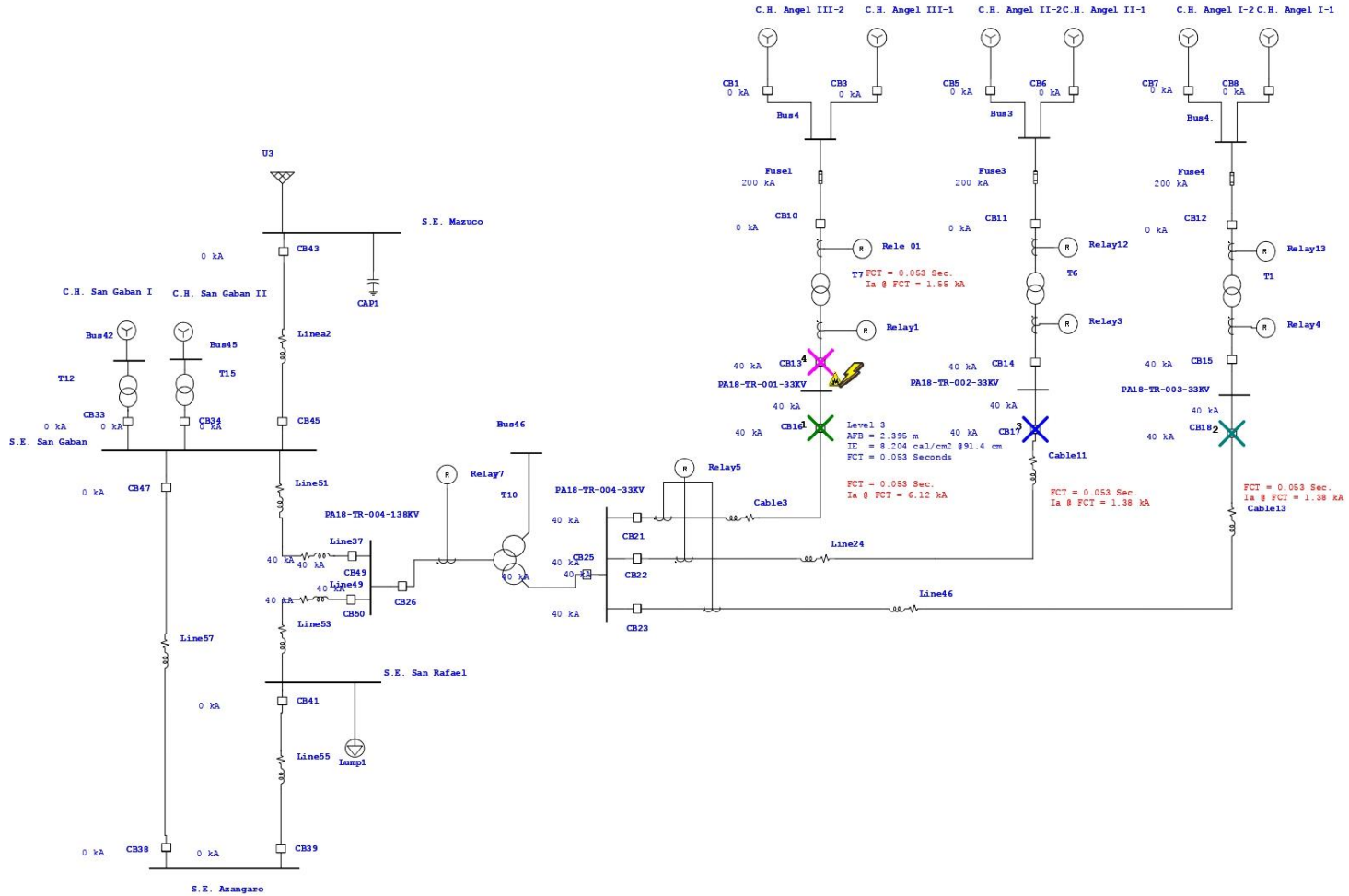
Summary - Arc Flash Hazard Calculations

Faulted Bus				Fault Current			Trip Device			Arc Flash	Incident	Working	Energy	
ID	Nom. kV	Equipment Type	Gap (mm)	Bolted Fault (kA) Bus	PD	PD Arc Fault (kA)	Source Trip Device ID	Trip (cycle)	Open (cycle)	FCT (cycle)	Boundary (m)	Energy (cal/cm ²)	Distance (cm)	Energy Level
#PA18-TR-001-33KV	33.000	Switchgear		7.610	6.122	6.122	CB16	1.20	2.00	3.20	2.4	8.2	91	Level 3
#PA18-TR-002-33KV	33.000	Switchgear		5.935	1.549	1.549	CB14	1.20	2.00	3.20	2.1	6.4	91	Level 2
#PA18-TR-003-33KV	33.000	Switchgear		5.855	1.549	1.549	CB15	1.20	2.00	3.20	2.1	6.3	91	Level 2
#PA18-TR-004-33KV	33.000	Switchgear		7.694	0.814	0.814	CB26	19.30	3.00	22.30	6.4	57.8	91	>Max.
#PA18-TR-004-138KV	138.000	Open Air		2.936	0.526	0.526	CB26	49.03	3.00	52.03	12.3	121.0	122	>Max.

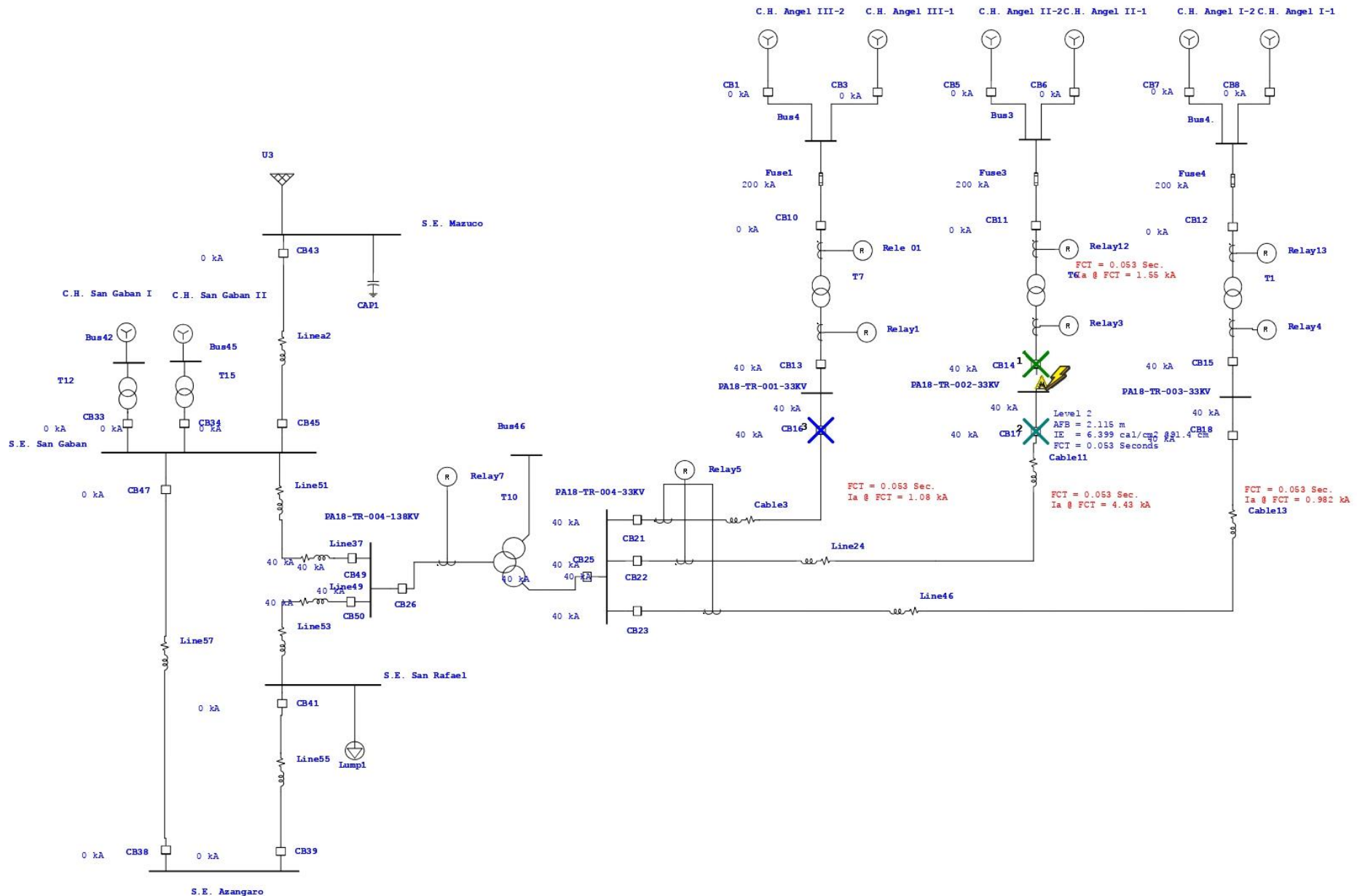
The theoretically derived Lee method was used to determine the incident energy and arc flash boundary for this location since the bolted fault current or nominal voltage are outside the empirical method range. ((Ibfⁿ < 0.7 kA or Ibfⁿ > 106 kA) and (0.208 ≤ Nominal kV ≤ 15 kV))

Resultados de Arco Eléctrico en el Diagrama Unifilar

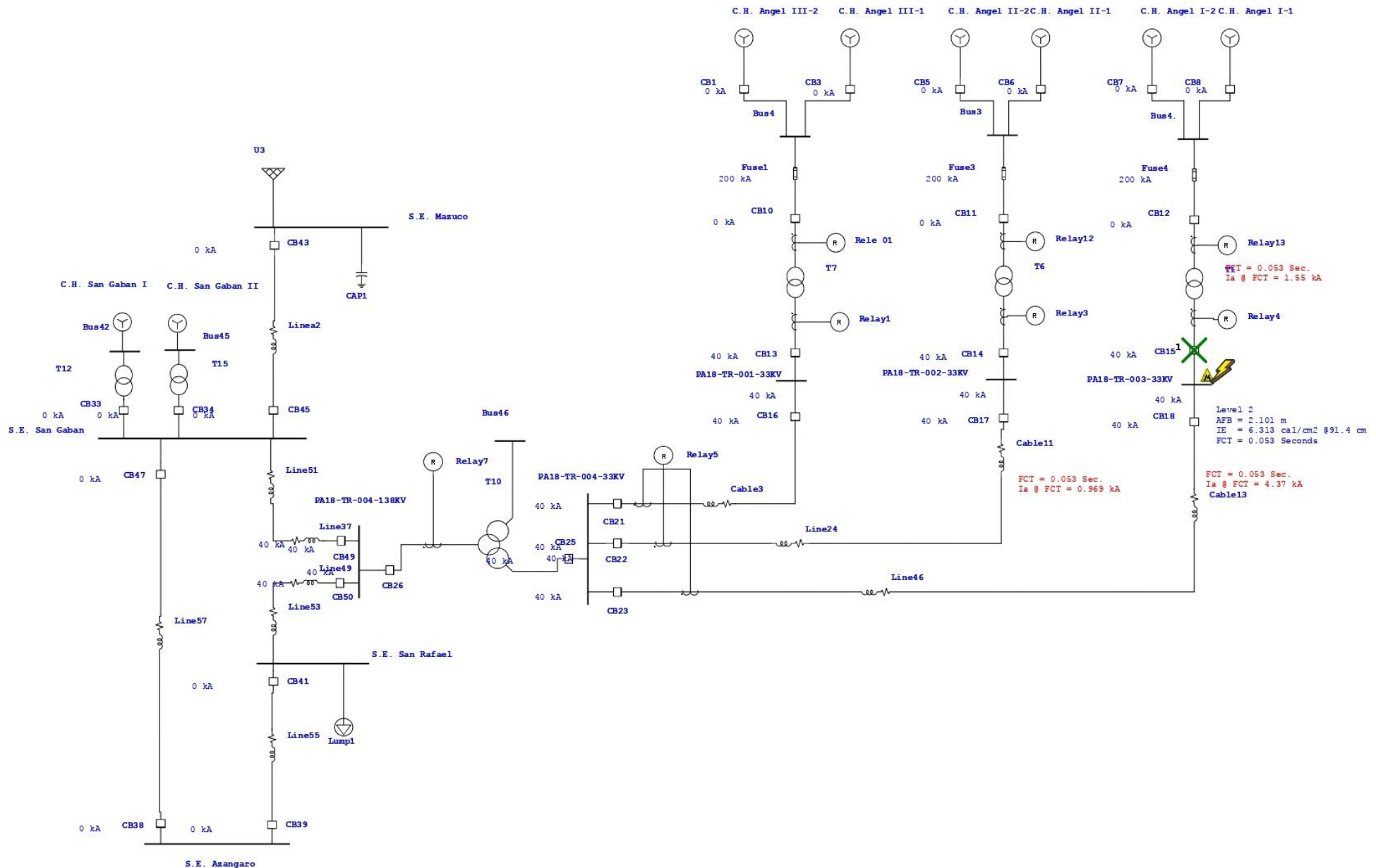
One-Line Diagram - 1 (Arc Flash)



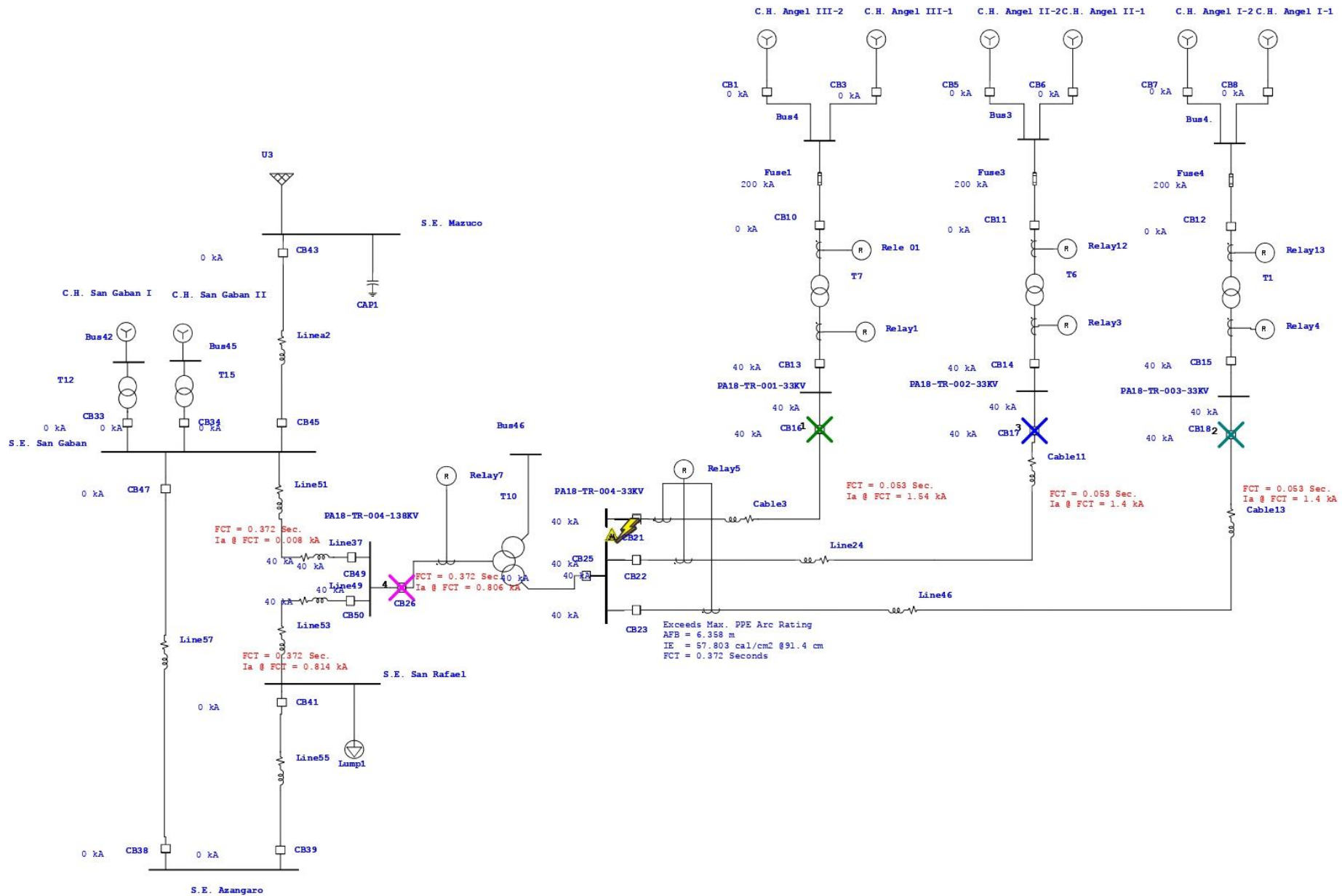
One-Line Diagram - 1 (Arc Flash)



One-Line Diagram - 1 (Arc Flash)



One-Line Diagram - 1 (Arc Flash)



One-Line Diagram - 1 (Arc Flash)

